

Evaluación de la inyección de un surfactante en una muestra representativa de la Formación

Mugrosa mediante simulación numérica a escala de laboratorio.

Sergio Hernando Alvarado Barrera, Edgar Manuel Herrera Sánchez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros 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

A Dios por darme la vida y concederme todas las habilidades que me trajeron hasta este punto de mi vida académica, además de guiarme por este camino.

A mi mami, Lida, a mi abuela, Vitelia y a mis tíos, Edilson y Emiro, que desde niño me inculcaron buenos valores, me brindaron toda su confianza y me hicieron creer en todas mis valiosas capacidades, este título es por y gracias a ustedes, espero que sea motivo de orgullo.

A mi novia, Paula, por promover en mi la resiliencia, la disciplina, la paciencia y el amor durante el desarrollo de este proyecto.

A mis buenos amigos, del colegio y universidad, por el acompañamiento en esta etapa tan importante.

Sergio A

Dedicatoria

A Dios por estar presente en mi vida y en todo este recorrido donde me brindo la vida, las bendiciones y las herramientas para materializar este logro.

A la Virgen María.

A mis padres, Irma y Edgar, por todo su apoyo y esfuerzo en este camino por no dejarme desvanecer cuando más confundido estuve, por compartirme sus conocimientos y brindarme todo el amor del mundo. Esto es por y para ustedes, los amo demasiado y gracias por su ejemplo de superación.

A mis hermanos Juan Pablo, Silvia y Yesid. Por su motivación continua y amor brindado.

A mi amiga Luzdey por todas sus enseñanzas, el apoyo brindado, las risas compartidas y abrirme las puertas a un camino de cambio.

A mis amigos, Manuel, Andrea y Ronaldo que hicieron de mi vida universitaria de las mejores experiencias con tantas risas, así como el apoyo brindado.

A doña Alix por abrirme la puerta de su casa, el amor brindado y los consejos que me dio en todo este recorrido.

Edgar Manuel.

Agradecimientos

Un profundo agradecimiento a nuestra directora la Dra. Maika Karen Gambús, por increíble orientación y guía, el tiempo brindado, su paciencia y puntualmente, gracias por su conocimiento compartido.

Al Ing. Juan Diego Ceballos por su acompañamiento como codirector del proyecto. Gracias por todos los aportes y el conocimiento brindado que ayudaron a enriquecer y fortalecer este trabajo de investigación.

Gracias al grupo de investigación GRM UIS y al proyecto ODS 3731, por brindándonos todos los medios necesarios para adquirir el conocimiento recibido para nuestro trabajo de investigación.

A todos nuestros amigos de la oficina y de la universidad por su apoyo y consejos.

Finalmente, gracias a nuestra alma mater la Universidad Industrial de Santander por otorgarnos la oportunidad de crecimiento personal y profesional.

Tabla de Contenido

		Pág.
	Introducción	15
1	Generalidades de la investigación.....	17
1.1	Planteamiento del problema.....	17
1.2	Antecedentes de la investigación	18
1.3	Objetivos de la investigación	20
1.3.1	Objetivo General.....	20
1.3.2	Objetivos Específicos.....	20
2	Marco teórico	21
2.1	Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	21
2.2	Formación Mugrosa	23
2.3	Surfactantes.....	26
2.3.1	Tipos de surfactantes.....	27
2.3.2	Inyección de surfactantes	30
2.3.3	Mecanismos de recuperación en la inyección de surfactantes.....	32
2.3.4	Screening de aplicación	33
2.4	Limitaciones de la inyección de surfactantes.....	35
2.4.1	Adsorción	35
2.5	Modelamiento del mecanismo de reducción de tensión interfacial	35
3	Construcción del modelo conceptual de la Formación Mugrosa.....	38
4	Evaluación numérica a escala de laboratorio de la inyección de surfactantes.....	48

4.1	Análisis de las pruebas experimentales de desplazamiento de crudo por inyección de agua y surfactante	48
4.2	Descripción de los criterios para selección del surfactante	50
4.3	Simulación Numérica del proceso de inyección de agua y surfactante en Muestra Berea.....	51
4.3.1	Análisis de Sensibilidad de la Malla.....	52
4.3.2	Protocolo Experimental	57
4.3.3	Modelamiento numérico a escala de laboratorio	60
4.3.4	Interacción Roca Fluido.....	62
4.3.5	Fenómeno de adsorción	62
4.3.6	Curvas de permeabilidad relativa.....	64
4.3.7	Inicialización y condiciones de frontera	66
4.3.8	Ajuste Histórico de la Inyección de agua	67
4.3.9	Ajuste de la inyección de surfactante.....	72
4.4	Muestra Formación Mugrosa.....	77
4.4.1	Protocolo Experimental	79
4.4.2	Modelamiento numérico a escala de laboratorio	80
4.4.3	Modelo de Fluidos	82
4.4.4	Interacción Roca Fluido.....	82
4.5	Inicialización y condiciones de frontera	85
4.5.1	Ajuste Histórico de la Inyección de Agua	86
4.5.2	Ajuste Histórico de la Inyección de Surfactantes	90
5	Optimización de los parámetros más incidentes.....	94

5.1	Optimización del Factor de Recobro	96
5.2	Optimización de la relación químico-aceite (RQA)	99
5.3	Optimización de la función objetivo global.....	103
5.4	Evaluación de la optimización del proceso de inyección de agua y surfactante en la muestra agrupada de la Formación Mugrosa considerando cambios de las variables petrofísicas.....	106
6	Conclusiones.....	112
7	Recomendaciones	114
	Referencias Bibliográficas	115

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Resumen de los criterios de selección para la inyección de surfactantes</i>	34
Tabla 2 <i>Propiedades petrofísicas de todas las muestras de afloramiento medidas</i>	38
Tabla 3 <i>Propiedades petrofísicas de todas las muestras de afloramiento seleccionadas</i>	41
Tabla 4 <i>Especificaciones de la malla</i>	46
Tabla 5 <i>Datos de composición mineral arcillosos DRX<2 micras</i>	51
Tabla 6 <i>Modelos de Simulación – Análisis de Sensibilidad a escala de Laboratorio</i>	53
Tabla 7 <i>MAPE calculado para cada modelo</i>	55
Tabla 8 <i>Discretización de la malla de simulación final a escala de laboratorio</i>	56
Tabla 9 <i>Propiedades del modelo para cálculo del CFL</i>	56
Tabla 10 <i>Características de la Salmuera Sintética</i>	58
Tabla 11 <i>Propiedades del Crudo</i>	58
Tabla 12 <i>Propiedades Críticas de los Fluidos</i>	60
Tabla 13 <i>Resultados de concentración de surfactante EOR50 vs Tensión Interfacial</i>	61
Tabla 14 <i>Propiedades de los componentes modelados</i>	62
Tabla 15 <i>Parámetros de adsorción iniciales</i>	64
Tabla 16 <i>Endpoints Roca Berea Iniciales</i>	65
Tabla 17 <i>Coordenadas de los pseudo-pozos inyector y productor a escala de laboratorio</i>	67
Tabla 18 <i>Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del primer bache de inyección de agua a escala de laboratorio</i>	69
Tabla 19 <i>Resultados óptimos del Ajuste Histórico del primer bache de inyección de agua</i>	71

Tabla 20	<i>Rango de variación de los parámetros seleccionados del segundo set de curvas de permeabilidad para el ajuste histórico del bache de la inyección de surfactante.....</i>	73
Tabla 21	<i>Rango de variación de los parámetros de adsorción seleccionados para el ajuste histórico del bache de la inyección de surfactante.....</i>	73
Tabla 22	<i>Resultados óptimos del Ajuste Histórico del bache de inyección de surfactante – Curvas de permeabilidad relativa.....</i>	76
Tabla 23	<i>Resultados óptimos del Ajuste Histórico del bache de inyección de surfactante – Fenómeno de Adsorción.....</i>	77
Tabla 24	<i>Propiedades petrofísicas - muestra de Formación Mugrosa.....</i>	78
Tabla 25	<i>MAPE y CFL calculado para los modelos de muestra Fm Mugrosa.....</i>	78
Tabla 26	<i>Discretización de la malla preliminar.....</i>	81
Tabla 27	<i>Propiedades del modelo estático.....</i>	82
Tabla 28	<i>Endpoints Fm. Mugrosa Iniciales.....</i>	83
Tabla 29	<i>Adsorción de surfactante en función de su concentración.....</i>	84
Tabla 30	<i>Coordenadas de los pseudopozos inyector y productor.....</i>	85
Tabla 31	<i>Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del primer bache de inyección de agua a escala de laboratorio.....</i>	87
Tabla 32	<i>Endpoints Fm. Mugrosa Óptimos.....</i>	89
Tabla 33	<i>Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del bache de inyección de surfactante a escala de laboratorio.....</i>	91
Tabla 34	<i>Endpoints Fm. Mugrosa Óptimos.....</i>	93
Tabla 35	<i>Variación de los parámetros operacionales.....</i>	95
Tabla 36	<i>Parámetros operacionales del escenario óptimo.....</i>	106

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Ubicación geográfica de la cuenca de VMM</i>	22
Figura 2 <i>Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM</i>	23
Figura 3 <i>Esquema de una molécula de surfactante</i>	27
Figura 4 <i>Esquema de los tipos de surfactantes</i>	28
Figura 5 <i>Representación de la CMC</i>	30
Figura 6 <i>Secuencia de inyección de surfactantes en yacimiento</i>	31
Figura 7 <i>Bosquejo mostrando como ejemplo la interpolación de Kro</i>	37
Figura 8 <i>Crossplot de permeabilidad vs porosidad de todas las muestras medidas</i>	39
Figura 9 <i>Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Potencial</i>	40
Figura 10 <i>Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Exponencial</i>	40
Figura 11 <i>Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Potencial Calculados</i>	42
Figura 12 <i>Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Exponencial Datos calculados..</i>	42
Figura 13 <i>Histograma radio poral M11</i>	44
Figura 14 <i>M11 Crossplot permeabilidad vs porosidad</i>	45
Figura 15 <i>M11 Crossplot permeabilidad vs porosidad</i>	46
Figura 16 <i>Distribución de Porosidad del modelo</i>	47
Figura 17 <i>Distribución de Permeabilidad del modelo</i>	47
Figura 18 <i>Comparativo de Factor de Recobro obtenido de pruebas experimentales de desplazamiento de crudo por inyección de agua y surfactante en muestra Berea y Mugrosa</i>	49
Figura 19 <i>Comparativa del corte de agua para muestra de Mugrosa y Berea</i>	50

Figura 20 <i>Corte de Agua – Punto Crítico</i>	55
Figura 21 <i>Factor de recobro y Corte de Agua obtenido de la prueba de desplazamiento en muestra Berea</i>	59
Figura 22 <i>Esquema de la isoterma de adsorción propuesta por Langmuir</i>	63
Figura 23 <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales</i>	66
Figura 24 <i>Ubicación de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio</i>	67
Figura 25 <i>Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Factor de Recobro</i>	70
Figura 26 <i>Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Corte de Agua</i>	70
Figura 27 <i>Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Presión de Inyección</i>	71
Figura 28 <i>Curvas de Permeabilidad relativa agua – aceite ajustadas</i>	72
Figura 29 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Factor de Recobro</i>	74
Figura 30 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Corte de Agua</i>	75
Figura 31 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Presión de Inyección</i>	75
Figura 32 <i>Curvas de Permeabilidad relativa - Surfactante</i>	76
Figura 33 <i>Corte de Agua – punto crítico en muestra Formación Mugrosa</i>	79
Figura 34 <i>Factor de recobro y Corte de Agua obtenido de la prueba de desplazamiento – muestra Formación Mugrosa</i>	80
Figura 35 <i>Vista 3D de la malla de simulación preliminar</i>	81
Figura 36 <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales</i>	84
Figura 37 <i>Ubicación de los pseudopozos inyector y productor</i>	86
Figura 38 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Factor de Recobro</i>	87
Figura 39 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Corte de Agua</i>	88
Figura 40 <i>Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Presión de Inyección</i>	88

Figura 41	<i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ajustadas</i>	89
Figura 42	<i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Factor de Recobro</i> ..	91
Figura 43	<i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Corte de Agua</i>	92
Figura 44	<i>Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Presión de Inyección</i>	92
Figura 45	<i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite Surfactante</i>	93
Figura 46	<i>Optimización del factor de recobro</i>	97
Figura 47	<i>Efecto de la optimización del factor de recobro sobre RQA</i>	98
Figura 48	<i>Tamaño de bache inyectado para máximo factor de recobro</i>	98
Figura 49	<i>Efecto de optimización factor de recobro sobre la masa acumulada de surfactante</i> ..	99
Figura 50	<i>Optimización de la relación químico-aceite (RQA)</i>	100
Figura 51	<i>Efecto de la mínima RQA sobre el factor de recobro</i>	101
Figura 52	<i>Efecto de la mínima RQA sobre el tamaño de bache</i>	102
Figura 53	<i>Efecto de la mínima RQA sobre la masa acumulada de surfactante</i>	102
Figura 54	<i>Factor de Recobro óptimo</i>	104
Figura 55	<i>Relación químico aceite óptima</i>	104
Figura 56	<i>Tamaño del bache óptimo</i>	105
Figura 57	<i>Masa acumulada de surfactante óptima</i>	105
Figura 58	<i>Modelos creados para el análisis de incertidumbre</i>	107
Figura 59	<i>Distribución normal de porosidad en los modelos</i>	109
Figura 60	<i>Distribución logarítmica normal de la permeabilidad</i>	110
Figura 61	<i>Distribución probabilística del factor de recobro con los modelos heterogéneos</i> ...	111
Figura 62	<i>Efecto de la heterogeneidad en la presión de inyección.</i>	112

Resumen

Título: Evaluación de la inyección de un surfactante en una muestra representativa de la Formación Mugrosa mediante simulación numérica a escala de laboratorio*

Autor: Sergio Hernando Alvarado Barrera, Edgar Manuel Herrera Sánchez**

Palabras Clave: Simulación, surfactantes, heterogeneidad, Formación Mugrosa, EOR

Descripción:

En Colombia, la Formación Mugrosa es el tercer yacimiento más grande del país en cuanto a petróleo original en sitio, representando un 10,2% de las reservas probadas. En este yacimiento, no se aplican técnicas de recobro químico como la inyección de surfactantes, puesto que se emplean métodos tradicionales como la inyección de agua. Los surfactantes son químicos que reducen la tensión interfacial agua-aceite facilitando el desplazamiento de crudo. Por esa razón, su aplicación representa una tecnología prometedora para incrementar el factor de recobro en esta formación. Sin embargo, antes de aplicar la técnica a nivel de campo, es necesario desarrollar estudios a nivel de laboratorio para evaluar su factibilidad.

Por consiguiente, este trabajo de investigación presenta la evaluación de la inyección de un surfactante en una muestra representativa de la formación Mugrosa mediante simulación numérica a escala de laboratorio. En primer lugar, se representaron dos pruebas de desplazamiento de una inyección de surfactante en un crudo de 164.2 cps para las muestras de roca Berea y Mugrosa. Paso seguido, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros de tasa de inyección, concentración de surfactante y tamaño del bache del químico y se buscó un escenario óptimo con base en el factor de recobro y la relación químico-aceite (RQA). Por último, se llevó a cabo un análisis de incertidumbre para determinar el impacto de la heterogeneidad de la formación.

Los resultados de la simulación indicaron que la tasa de inyección de 0.4321 cm³/min, la concentración de surfactante del 0.1% p/p y un tamaño de bache del químico de 15 minutos conforman la estrategia de aplicación más adecuada para este caso. De igual manera, el análisis de incertidumbre determinó que existe un 90% de probabilidad de obtener un factor de recobro alrededor de 60.61% teniendo en cuenta la heterogeneidad que puede tener la formación.

* Tesis de Pregrado

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

Abstract

Title: Evaluation of surfactant injection in a representative sample of the Mugrosa Formation by numerical simulation at laboratory scale *

Author(s): Sergio Hernando Alvarado Barrera, Edgar Manuel Herrera Sánchez**

Key Words: Simulation, surfactants, heterogeneity, Mugrosa Formation, EOR

Description:

In Colombia, the Mugrosa Formation is the third largest reservoir in the country in terms of original oil in place, representing 10.2% of proven reserves. Chemical recovery techniques such as surfactant injection are not applied in this reservoir, as traditional methods such as water injection are used. Surfactants are chemical substances that reduce the water-oil interfacial tension, facilitating the displacement of crude oil. Therefore, their application represents a promising technology to increase the recovery factor in this formation. However, before applying the technique at field level, it is necessary to develop studies at laboratory level to evaluate its feasibility.

Therefore, this research work presents the evaluation of the injection of a surfactant in a representative sample of the Mugrosa formation by numerical simulation at laboratory scale. First, two displacement tests of a surfactant injection in a 164.2 cps crude oil were performed for the Berea and Mugrosa rock samples. Next, a sensitivity analysis of the injection rate, surfactant concentration and chemical bump size parameters was conducted and an optimal scenario was sought based on the recovery factor and the chemical/oil ratio (COR). Finally, an uncertainty analysis was performed to determine the impact of formation heterogeneity.

The simulation results indicated that the injection rate of 0.4321 cm³/min, the surfactant concentration of 0.1% w/w and a chemical bump size of 15 minutes are the most appropriate application strategy for this case. Similarly, the uncertainty analysis determined that there is a 90% probability of obtaining a recovery factor around 60.61% considering the heterogeneity that the formation may have.

* Degree Work

**Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Petroleum Engineering. Director: Maika Karen Gambús Ordaz, Ph.D. in Petroleum Engineering. Codirector: Juan Diego Ceballos Payares, master in Hydrocarbons Engineering.

Introducción

Debido al agotamiento de la energía natural de un yacimiento con sus mecanismos de recuperación primaria, surge la necesidad de implementar tecnologías de recuperación que permitan obtener una producción adicional de crudo. En este orden de ideas, una de las metodologías más populares e implementadas en el mundo es la inyección de agua, que genera un frente de barrido que sirve de empuje para desplazar el crudo hacia el pozo productor y mantener la presión del yacimiento.

En Colombia, la Formación Mugrosa es el tercer yacimiento más grande del país en cuanto a petróleo original en sitio (OOIP), representando un 10.2% de las reservas probadas. En este yacimiento, no se aplican técnicas de recobro químico como la inyección de surfactantes, ya que se emplean métodos tradicionales como la inyección de agua (Delgadillo, 2020).

La implementación de un proceso de inyección de agua conlleva algunas limitaciones en la eficiencia de desplazamiento, ya que el agua y el crudo son fluidos inmiscibles que presentan una tensión interfacial entre ellos, por lo cual, detrás del frente de inyección queda una cantidad de aceite residual que no va a poder ser recuperada. Por tal motivo, algunos métodos de recobro mejorado se enfocan en la adición de químicos que permitan reducir esta tensión interfacial y, con esto, mejorar la eficiencia de desplazamiento, además de reducir la huella hídrica del proceso, al requerirse menores volúmenes y por la factibilidad del tratamiento del agua.

De esta manera, la inyección de surfactantes surge como alternativa para generar una reducción en la tensión interfacial entre el agua inyectada y el crudo del yacimiento y lograr reducir la saturación de aceite residual detrás del frente de inyección, aumentando en el factor de recobro (Green & Willhite, 1998).

No obstante, la aplicación de la inyección de surfactantes presenta algunas dificultades técnicas. En primer lugar, el rendimiento del químico puede verse afectado por la pérdida del surfactante en el medio poroso a través de fenómenos como la precipitación, adsorción, entre otros (Sheng, 2011). Sumado a esto, una de las claves para asegurar una buena evaluación de la técnica es considerar el efecto que podría tener la heterogeneidad del yacimiento en la eficiencia del proceso.

Por lo anterior, este trabajo plantea la evaluación de la inyección de un surfactante a escala de laboratorio en un medio poroso con características petrofísicas de muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa mediante simulación numérica. En el capítulo 1 se definen las generalidades de la investigación, su alcance y sus objetivos, posteriormente el capítulo 2 describe el marco teórico, que comprende los conceptos necesarios para el desarrollo de la investigación, luego, el capítulo 3 explica la construcción del modelo estático representativo de las propiedades petrofísicas de la formación Mugrosa. El capítulo 4 detalla el modelamiento de las dos pruebas de desplazamiento experimentales en la roca Berea y en la formación Mugrosa junto con el cotejo histórico de los efluentes medidos, donde también se analizan sus resultados. La estrategia de simulación a escala de laboratorio más apropiada y el estudio probabilístico de los escenarios se presenta en el capítulo 5 y finalmente, el capítulo 6 define las conclusiones del trabajo de investigación.

1 Generalidades de la investigación

1.1 Planteamiento del problema

La inyección de surfactantes se posiciona como una de las tecnologías más prometedoras para la producción de una gran cantidad de aceite residual que pueden dejar los procesos de recuperación primaria y secundaria. Ahora bien, aunque la función principal del surfactante es mejorar la eficiencia de desplazamiento, la presencia de heterogeneidades y canales preferenciales de flujo podrían desencadenar el desarrollo de una pobre eficiencia volumétrica de barrido y afectar el buen desempeño de la técnica.

Generalmente, antes de llevar el desarrollo de una metodología a escala de campo, se realizan estudios de laboratorio y simulación numérica para evaluar la factibilidad técnica del proceso. Bajo este enfoque, los modelos numéricos a escala de laboratorio presentan condiciones homogéneas en la mayoría de los casos, ya que se busca caracterizar específicamente el fenómeno, sin llegar a enfatizar en la caracterización de las heterogeneidades del yacimiento a dicha escala. En vista de lo anterior, partiendo de que formaciones como Mugrosa poseen características altamente heterogéneas y se posicionan como un potencial yacimiento para la aplicabilidad de la inyección de surfactantes, es de vital importancia tener en cuenta estas heterogeneidades incluso en el modelamiento a nivel de laboratorio.

Atendiendo a la problemática anterior, en la presente investigación se pretende realizar, a través de simulación numérica, la evaluación de un proceso de inyección de un surfactante a escala de laboratorio en un medio poroso con características petrofísicas de muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa, donde se capturará la heterogeneidad de la formación y se desarrollará un análisis de sensibilidad de los parámetros más influyentes, con el objetivo de determinar las condiciones idóneas de aplicación de la técnica a nivel experimental.

1.2 Antecedentes de la investigación

Gale y Sandvik (1973) analizaron el fenómeno de adsorción de los surfactantes, donde definieron los sulfonatos de petróleo como los tensoactivos óptimos para la aplicación del proceso. Posteriormente, evaluaron los sulfonatos seleccionados utilizando parámetros de medición como la tensión interfacial, el comportamiento de adsorción, la compatibilidad con salmueras y los mecanismos de recuperación de petróleo. De esta manera, se demostró que el fenómeno de adsorción es uno de factores más importantes que rigen la viabilidad técnica del proceso.

Por su parte, Somasundaran (1975) demostró que la salinidad y el pH de la salmuera podían repercutir en la carga superficial de la roca. El autor en su estudio menciona que los surfactantes catiónicos con carga positiva se ven atraídos por las superficies con carga negativa, mientras que los surfactantes aniónicos con carga negativa se ven atraídos por las superficies con carga positiva.

Posteriormente, Leja (1982) indicó que la adsorción del surfactante puede verse afectada por la carga que posea la superficie de la roca y las interfases del fluido. De la misma forma, Zaitoun et al. (2003) estudiaron la adsorción de un surfactante diluido en una salmuera con alta salinidad y concentración de iones divalentes. Para el desarrollo de la investigación los autores tuvieron en cuenta las propiedades de tensión interfacial, la adsorción, las características petrofísicas de la formación y la eficiencia de la técnica. De este modo, demostraron que el fenómeno de adsorción puede reducirse significativamente mediante la implementación de otro surfactante que actúe como aditivo antiadsorción.

Eventualmente, Willhite et al. (1984) demostraron mediante pruebas experimentales y modelos de simulación la eficacia de la inyección de surfactantes para el desplazamiento de crudo atrapado en los poros del yacimiento.

Tiempo después, Feng et al. (2011) desarrollaron un modelo numérico donde evaluaron la inyección de surfactantes en un yacimiento de baja permeabilidad para describir las reacciones fisicoquímicas y concluyeron que la técnica es una de las formas más certeras al mejorar la recuperación de crudo en un yacimiento con las características petrofísicas mencionadas. Y sustentaron que mediante la aplicación de este químico se puede mejorar la recuperación de petróleo, al reducir la presión de inyección y aumentar la velocidad de inyección.

Simultáneamente, Dang et al. (2011) afirmaron que la retención de los surfactantes en el medio poroso tiene una relación directa con el aumento de la salinidad puesto que en mayor magnitud de esta hay un incremento en el contenido iones que alteran la fuerza de interacción de los iones en la solución. A su vez, indican que en una mayor concentración de monómeros presentes en la solución intensifican la velocidad de adsorción.

Contemporáneamente, Hirasaki et al. (2011) examinaron los avances recientes de la recuperación mejorada con surfactantes indicando que el fenómeno de adsorción puede reducirse significativamente en formaciones de areniscas inyectando un álcali como el carbonato de sodio, ya que puede invertir la carga en los sitios cargados positivamente, además, actuar como agente de sacrificio. A su vez, mencionaron que el surfactante generado in situ por el álcali es un cosurfactante que puede cambiar el comportamiento de fase en la solución de surfactante inyectada.

Años siguientes, Paternina y Londoño (2017) señalaron que la inyección de surfactantes en proyectos de recuperación mejorada de petróleo enfrenta diversos desafíos y limitaciones, destacando adversidades como la precipitación y la adsorción en la interfase. Los autores describen la adsorción como un fenómeno físico de la interacción sólido-líquido; es decir, entre el surfactante

y la roca del yacimiento, que provoca la retención del compuesto químico en el medio poroso generando así pérdidas técnicas y económicas.

Más adelante, Aslam (2021) realizó estudios de simulación para evaluar el efecto del atrapamiento capilar a través de la disminución en la tensión interfacial en modelos homogéneos y heterogéneos. Concluyeron que la recuperación de crudo está fuertemente influenciada por la mojabilidad de las rocas.

Finalmente, Wilson et al. (2021) probaron diferentes estructuras de surfactantes y demostraron que cada formulación se comporta diferente, no solo en comparación con el tipo de roca, sino también con respecto a los diferentes minerales que la componen.

Es pertinente mencionar que Mendoza (2023) presentó una evaluación experimental de surfactantes para muestras de la Formación Mugrosa, teniendo en cuenta la composición mineralógica y petrofísica de la roca, el estudio de la adsorción estática-dinámica y su eficiencia de desplazamiento de crudo. Dicho estudio, será la base para el desarrollo del presente trabajo.

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la inyección de un surfactante a escala de laboratorio en un medio poroso con características petrofísicas de muestras de afloramiento de la Formación Mugrosa mediante simulación numérica

1.3.2 Objetivos Específicos

Construir un modelo estático conceptual que represente las propiedades petrofísicas de una muestra representativa de la Formación Mugrosa.

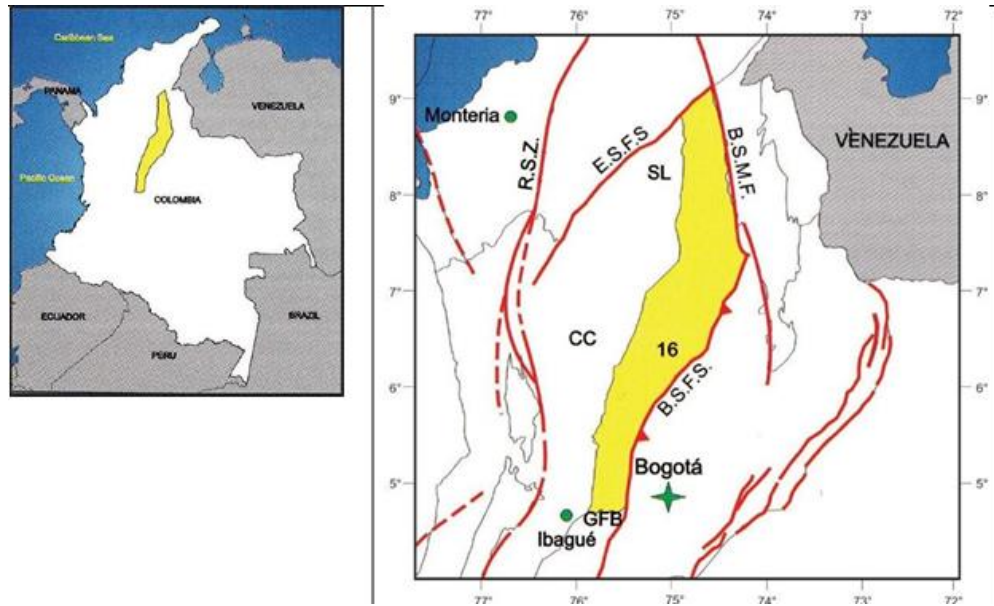
Desarrollar un modelo numérico a escala de laboratorio considerando la inyección de un surfactante y la adsorción originada en la interacción roca-fluido mediante una prueba de desplazamiento experimental que permita la validación del modelo a partir de los efluentes medidos.

Realizar un análisis de sensibilidad de las variables más incidentes en el fenómeno de estudio mediante diferentes escenarios de simulación, considerando las distribuciones probabilísticas de cada uno de estos, para la selección de la estrategia de aplicación más adecuada de la técnica a escala de laboratorio.

2 Marco teórico

2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La región del Valle Medio del Magdalena (VMM) se encuentra ubicada geográficamente a lo largo del tramo central del valle recorrido por el río Magdalena, situado entre las cordilleras Oriental y Central de los Andes colombianos. Esta área abarca aproximadamente 32000 km². Como se observa en la figura 1, limita al norte con el sistema de fallas Espíritu Santo (identificado como E.S.F.S.), al sur con el cinturón plegado de Girardot (representado como G.F.B). Hacia el noroeste, sus límites están definidos por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (B.S.M.F.), mientras que al suroeste se encuentra con el sistema Bituima-La Salina (B.S.F.S). En dirección oeste, está delimitada por el avance del relleno Neógeno de la cuenca sobre la Serranía de San Lucas (S.L.) y el basamento de la cordillera occidental (C.C.) (Barrero et al., 2007).

Figura 1*Ubicación geográfica de la cuenca de VMM*

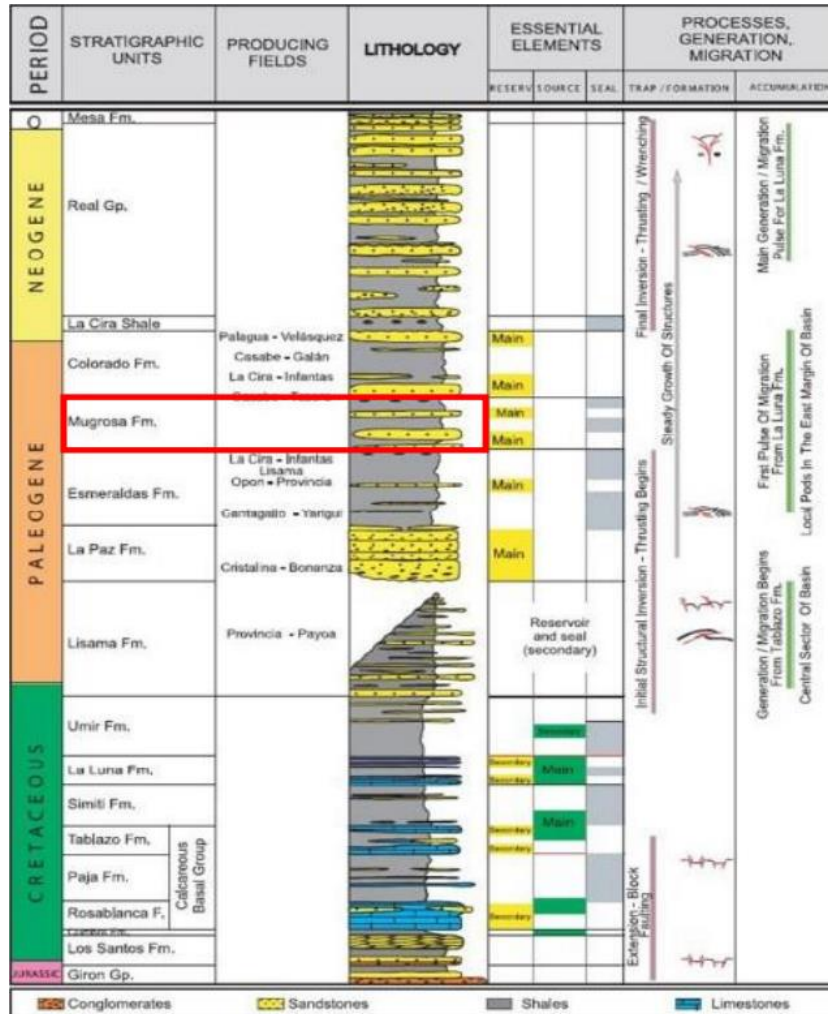
Nota: Tomado de Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda. Barrero 2007

Desde una perspectiva geológica, el Valle Medio del Magdalena se constituye como una cuenca de naturaleza compleja, conformada por una serie de eventos geológicos. Durante el período que abarca el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano.

La representación general de la secuencia estratigráfica de la cuenca del VMM, mostrada en la figura 2, exhibe un relleno sedimentario, donde se destaca la presencia estratificada de la Formación Mugrosa. Esta formación es una de las principales productoras de petróleo en esta cuenca y constituye el foco de estudio de esta investigación.

Figura 2

Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM



Nota: Tomado de *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda. Barrero 2007

2.2 Formación Mugrosa

Colombia posee múltiples unidades de producción, entre estas se encuentra la Formación Mugrosa, la cual es una de las que más producen crudo en lo que compete a la Concesión de Mares, esta formación se considera como uno de los yacimientos de hidrocarburos más importantes del país (Clavijo y Royero G, 2001)

La Formación Mugrosa se encuentra dentro del grupo sedimentológico conocido como “Chuspas”. Esta unidad estratigráfica es ampliamente distribuida y constante en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Se encuentra de manera concordante a la Formación Colorado. Esta formación tiene una gran importancia para el sistema petrolífero de la cuenca del VMM debido a que es considerada una de las rocas con un gran potencial de almacenamiento de hidrocarburos debido a la variación de su porosidad y permeabilidad (Pulido V, 2019). La edad de deposición de la Formación Mugrosa se sitúa en el Eoceno Superior y el Oligoceno inferior. Se estima que tiene un espesor que varía entre 500 m y 800 m y se formó hace aproximadamente 30 o 25 millones de años en su mayoría en un ambiente fluvial. Sin embargo, también presenta diferentes tipos de facies, incluyendo facies de tipo lago, canales y llanuras (De Porta , 1974).

La Formación Mugrosa se encuentra constituida por una variación de cuarzo arenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, una estratificación cruzada, con zonas de bioperturbación (Julio y Rocha, 2016). La secuencia de esta formación se divide en dos miembros, un Miembro Inferior y otro Miembro Superior los cuales en la industria son conocidos popularmente como Zona C y Zona B (Santacruz, 2004).

- **Zona C:** con un espesor promedio de 168 metros, dicha zona está compuesta por arenisca gris-verdosa, granos medio a grueso, subangular a sub-redondeada, con una matriz arcillosa, una selección regular a pobre, delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blanca. Esta unidad muestra, según el historial de producción, una mayor productividad que la zona B (Ecopetrol, 2003).
- **Zona B:** el espesor promedio de esta zona oscila los 427 metros y se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas y amarillentas a grises, con

intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de zona arenosa se ve incrementada hacia la base de esta (Casadiego, 2010).

En Colombia, la Formación Mugrosa de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es el tercer yacimiento más grande del país y presenta una alta heterogeneidad en sus propiedades petrofísicas. Delgadillo (2020) menciona que su volumen original de petróleo en sitio (OOIP por sus siglas en inglés) representa un 10.2% de las reservas probadas del país. A su vez, su heterogeneidad se ve reflejada en un rango de porosidad que oscila entre el 8.3-30% y de permeabilidades entre 1-1000 mD

La descripción de las heterogeneidades de una roca se puede llevar a cabo en diferentes escalas: a nivel microscópico, la cual incluye heterogeneidades que solo son observables en secciones delgadas; a nivel macroscópico, donde se consideran heterogeneidades a nivel de múltiples poros como puede ser una muestra de mano; y por último, a nivel megascópico que incluye fallas geológicas, estratificación, entre otros (López, 2004). Las heterogeneidades se originan como resultados de los procesos deposicionales.

Teniendo en cuenta que todo medio poroso es heterogéneo si alguna propiedad establecida varía en la ubicación espacial del mismo medio, en dado caso que la variación de esta propiedad sea irrelevante se puede afirmar que es homogéneo. Con base a esto, se puede definir la heterogeneidad como la variación de una propiedad petrofísica en específico. Según Martínez (2013) la heterogeneidad se define como una de las tantas propiedades que se pueden identificar y analizar con el uso de la tomografía computarizada de rayos X en diferentes muestras de roca. Martínez (2013) afirma que, si se obtiene una información adecuada de la heterogeneidad, esta contribuye a una mejor predicción en el comportamiento de los fluidos en yacimientos. Mendieta

y Rincón (2017) afirman que es pertinente tener en cuenta la heterogeneidad, pues podría aumentar la calidad del análisis.

El presente trabajo, basado en el trabajo de Mendoza (2023) evalúa el efecto de la heterogeneidad de la formación de estudio mediante un análisis de sensibilidad en las propiedades petrofísicas necesarias para la definición de los modelos estáticos desarrollados para simular conceptualmente el fenómeno de interés, considerando las distribuciones probabilísticas de cada uno de estos.

2.3 Surfactantes

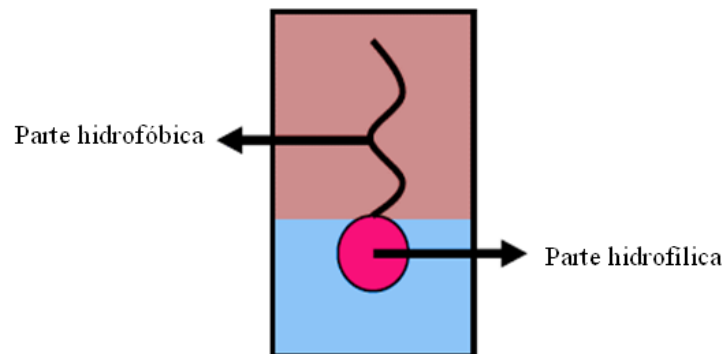
Con la finalidad de aumentar el factor de recobro posterior a la culminación de las etapas de producción primaria y secundaria, en el área de ingeniería de yacimientos se ha presentado un énfasis en la investigación de métodos de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés) (Babadagli, 2020). EOR es un término que corresponde a la inyección de fluidos al yacimiento que permitan el desplazamiento de crudo remanente cuando culmina la recuperación secundaria. No obstante, esto no es algo que ocurra en todos los casos ya que existen algunos métodos de recobro mejorado que se implementan en la finalización de la producción primaria e incluso al inicio de la explotación del campo, por lo que no se puede encasillar EOR como recuperación terciaria.

Los métodos de recobro conocidos y aplicados convencionalmente como la inyección de agua presentan mayores desafíos con el tiempo por las condiciones desafiantes del yacimiento para sus rangos de aplicación. A su vez, la mayoría de los campos con inyección de agua presentan una cantidad considerable de aceite residual por la tensión interfacial entre el agua y el crudo. En este sentido, la inyección de surfactantes es fundamental si se quiere aumentar el factor de recobro (Sheng, 2015).

Los surfactantes son compuestos químicos ampliamente complejos con una estructura anfifílica y con actividad interfacial o superficial que consta de una sección hidrofóbica no polar y otra porción hidrofílica polar. Su capacidad tensoactiva se manifiesta cuando se sitúan en la interfase entre dos líquidos que no se mezclan y reducen la tensión interfacial entre ellos. En un sistema de agua y aceite, como el de un yacimiento petrolífero, la porción hidrofílica está en el agua, mientras que la lipofílica está en el aceite como se muestra en la figura 3; así, como se genera una capa de surfactantes en la interfase que disminuye la interacción de las moléculas de un fluido con las de otro.

Figura 3

Esquema de una molécula de surfactante



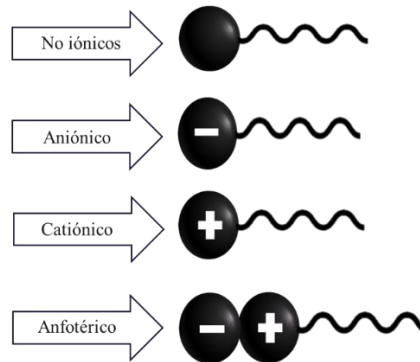
2.3.1 Tipos de surfactantes

La estructura molecular que poseen los surfactantes les permite tener una variedad de funciones, entre estas destaca principalmente la reducción de la tensión interfacial, así como la emulsificación o desemulsificación, la formación o eliminación de espuma, la inhibición de la corrosión, la dispersión y la humectación, entre otras. Por consiguiente, hay diversas formas de

clasificarlos, aunque la más común se basa en su disociación en soluciones acuosas; o sea, la distinción según su naturaleza iónica, como se observa en la figura 4.

Figura 4

Esquema de los tipos de surfactantes



Surfactantes no iónicos.

Cuando se encuentran en solución acuosa, no presentan ionización por grupos hidrófilos como alcoholes, fenoles, éteres o amidas. En contraste, el grupo hidrófobo está constituido por un radical alquilo o alquilbenceno, y en situaciones donde es crucial mantener una baja toxicidad, se prefiere una estructura de origen natural, como un ácido graso. En términos generales, se emplean más como co-surfactantes que como surfactantes principales (González, 2017).

Su principal tarea consiste en desempeñar un papel como co-surfactante, ofreciendo soporte y estabilidad ante las condiciones presentes en el entorno poroso. Aunque su habilidad para reducir la tensión interfacial no es tan sobresaliente en comparación con la de los surfactantes aniónicos, demuestra una considerable resistencia ante niveles elevados de salinidad (Jiménez, 2009).

Surfactantes aniónicos.

En la industria de los hidrocarburos, son los preferidos gracias a sus propiedades tensoactivas. Se mantienen estables y presentan baja adsorción al entrar en contacto areniscas sobre todo por su carga negativa en la región polar, lo que provoca el rechazo de la superficie arcillosa y las areniscas, reduciendo así su retención en el medio poroso. Además, pueden producirse de forma rentable (Green, 1998).

Este tipo de surfactantes presenta un grupo hidrofílico con carga negativa, compuesto por un sulfato, sulfonato, carboxilato o fosfato. Se separan en un ion anfifílico y un catión formado por un metal alcalino o un amonio cuaternario. (Salager, 2002).

Surfactantes catiónicos.

Posee un grupo hidrofílico con carga positiva y se descompone en un catión orgánico anfifílico y un halogenuro. Principalmente, estos compuestos son derivados nitrogenados, como sales de aminas grasas o amonio cuaternario. Su aplicación principal es como bactericida y tiene una alta afinidad por adsorberse en sustratos biológicos. El CTAB (surfactante catiónico) es ampliamente utilizado en el mejoramiento de la recuperación en formaciones de carbonato para mitigar la adsorción, especialmente porque las calizas y dolomitas presentan una carga superficial positiva que repele a los surfactantes con carga similar (Cheguenizadeh, 2017).

Surfactantes anfóteros.

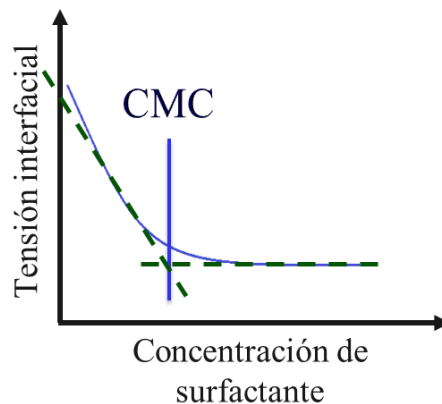
Surgen de la combinación en una sola molécula de dos elementos, uno con carga aniónica y otro con carga catiónica. Algunos de estos surfactantes permanecen sin reaccionar ante variaciones de pH, mientras que otros funcionan como catiónicos en medios ácidos y como aniónicos en medios básicos. Por su elaboración compleja, su uso se restringe a aplicaciones específicas por su elevado costo (Norman et al., 2007).

2.3.2 *Inyección de surfactantes*

En un proceso de inyección de surfactantes, es esencial considerar la concentración micelar crítica (CMC), que se define como la concentración mínima a la que las micelas comienzan a formarse de manera espontánea. Antes de alcanzar la CMC, la tensión interfacial disminuye significativamente a medida que aumenta la concentración de surfactante; una vez superada esta concentración, solo se observa un incremento en el número de micelas, lo que ocasiona que la tensión interfacial tienda a mantenerse constante (Sheng, 2011), la figura 5 representa una gráfica típica del comportamiento de la tensión de interfacial a medida que aumenta la concentración del surfactante y el punto de CMC.

Figura 5

Representación de la CMC

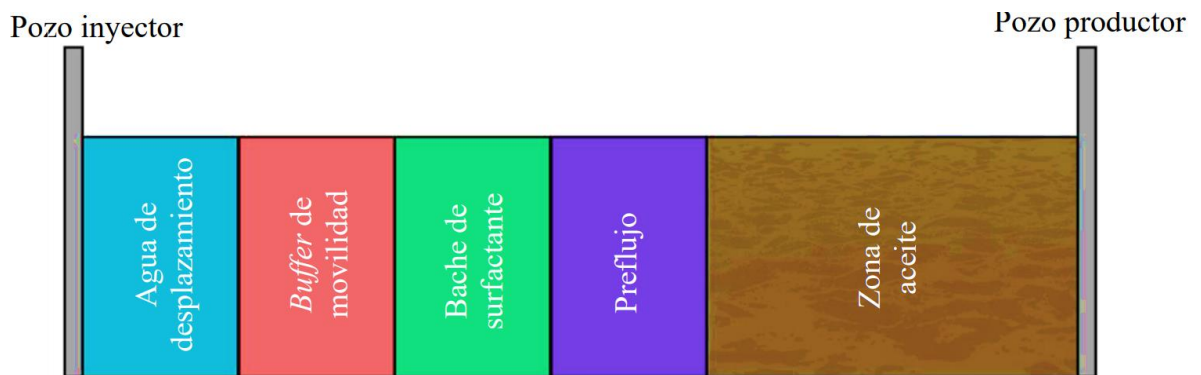


A pesar de que el presente trabajo evalúa la inyección surfactante a escala de laboratorio es importante comprender la implementación de la técnica a nivel de yacimiento. En ese orden de ideas, Ahmed y Meehan (2012) sugieren que la inyección de una concentración de surfactante debe ser precedida por un prefluo de salmuera para preparar el yacimiento, seguido por la

inyección de un *buffer* de movilidad que lo desplace y lo separe del agua de desplazamiento, como se ilustra en la figura 6.

Figura 6

Secuencia de inyección de surfactantes en yacimiento



Nota: Tomado de *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Ahmed, T. y Meehan, N. (2012). Elsevier Gulf Professional Publishing.

En esta perspectiva, la salmuera utilizada como preflujo se formula con el propósito de reducir la salinidad y dureza del agua del yacimiento, lo que asegura que el surfactante mantenga sus propiedades tensoactivas al llegar al yacimiento. Por otro lado, el *buffer* de movilidad se encarga de proteger el bache de surfactante, evitando su deterioro al evitar el contacto directo con el agua de desplazamiento. El diseño adecuado del *buffer* de movilidad es un paso crucial en la inyección de químicos, ya que permite minimizar la cantidad de químico requerido en el bache principal para lograr una recuperación mejorada de aceite eficaz y rentable.

2.3.3 Mecanismos de recuperación en la inyección de surfactantes

Los surfactantes, o agentes tensoactivos, son fundamentales al modificar las propiedades de los fluidos en el yacimiento. Es importante tener en cuenta los procesos físicos y químicos que ocurren para comprender como esta técnica permite recuperar crudo. Los mecanismos de recuperación se pueden definir como los procesos fisicoquímicos que actúan al realizar un proceso de recobro mejorado y que facilitan la movilización y producción de crudo atrapado en el medio poroso. Luego se explican los mecanismos presentes al implementar la técnica de inyección de surfactantes.

Reducción de la tensión interfacial

La interfase corresponde a la superficie que separa dos fases, ya sea líquido-líquido o líquido sólido como lo define Adamson (1967). La tensión interfacial (IFT por sus siglas en inglés) se genera porque en la interfase de dos fluidos inmiscibles existe una fuerza de cohesión por la interacción altamente repulsiva de las moléculas de los fluidos, esto se ocasiona porque las moléculas tienden a moverse hacia el centro de su fase. Cuando se agrega el surfactante, este se sitúa en la interfase y logra disminuir de manera sustancial estas fuerzas de cohesión permitiendo el desplazamiento de la fase aceite.

Cuando se logra reducir la tensión interfacial en varios órdenes de magnitud, el número capilar aumenta, lo que permite que las gotas de aceite fluyan fácilmente a través de las gargantas de poro y se reduce el atrapamiento capilar. Como resultado, se produce un desplazamiento de las gotas de aceite que se mezclan con el aceite en la corriente, formando un banco de crudo que aumenta el factor de recobro y reduce de la saturación de aceite residual (S_{or}).

Para comprender el fenómeno anteriormente descrito se debe tener en cuenta la definición del número capilar, el cual se define como:

$$N_c = \frac{\mu u}{\sigma(\cos \theta)} \quad (1)$$

Donde:

μ es la viscosidad del fluido desplazante

u es la velocidad del fluido desplazante

θ es el ángulo de contacto, que representa la mojabilidad.

σ es la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el fluido desplazado.

Observando la ecuación (1) se puede determinar que para aumentar el número capilar existen tres formas: aumentando la velocidad del fluido de inyección (μ), aumentando la viscosidad del fluido de desplazamiento (u) y reduciendo la tensión interfacial (σ) (Sheng, 2015).

Teniendo en cuenta lo anterior, la inyección de un surfactante ocasiona una disminución en la tensión interfacial y gracias a su acción de detergencia remueve el aceite adherido a los poros, posibilitando así la recuperación de crudo.

2.3.4 *Screening de aplicación*

El factor de recobro de la técnica de inyección de surfactantes estará en función de muchos parámetros, pero los más incidentes son: la temperatura del yacimiento, la composición del aceite, la salinidad del agua de formación y el contenido de arcilla. La viscosidad del crudo y la permeabilidad de la formación son de menor importancia (Sheng., 2015).

En la tabla 1 se observa la propuesta de diferentes autores donde plantean algunos criterios para establecer bajo qué circunstancias la aplicabilidad de la inyección de surfactantes es conveniente.

Tabla 1*Resumen de los criterios de selección para la inyección de surfactantes*

Parámetro	Goodlett et al (1986)	Taber et al (1997)	Al-Bahar et al (2004)	Dickson et al (2010)
k (mD)	>20	>10	>50	>100
Tr (°C)	<93.3	<93.3	<70	<93.3
Salinidad agua de formación (TDS, ppm)	100,000	No reporta	50,000	<200,000 si Tr <60 °C <50,000 si Tr >60 °C
Divalencia (ppm)	No reporta	No reporta	1000	No reporta
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	No reporta
Arcilla	No reporta	No reporta	Baja	No reporta
μ_o (cP)	100	<35	<150	<35
S_o (frac)	0.3	>0.35	0.35	>0.45
Acuífero	No reporta	No reporta	Ninguno	No reporta
Capa de gas	No reporta	No reporta	Ninguno	No reporta
Gravedad (API)	>25	>20	No reporta	>20
Profundidad (ft)	<9000	<9000	No reporta	500-9000

Nota: Adaptado de *Status of surfactant EOR technology*. Sheng, J (2015).

2.4 Limitaciones de la inyección de surfactantes

Como toda técnica, la inyección de surfactantes presenta diferentes inconvenientes o limitaciones a la hora de su aplicabilidad por diferentes fenómenos presentes en esta. Principalmente los factores que afectan el comportamiento de fase, la tensión interfacial y la alteración de mojabilidad están altamente influenciadas con la retención del surfactante en la superficie de la roca.

2.4.1 Adsorción

La adsorción de surfactantes es uno de los parámetros más importantes para al momento de realizar una inyección de química. Dicho fenómeno implica la pérdida de un componente químico valioso de la solución que disminuirá significativamente la concentración del surfactante mientras avanza en el yacimiento, por lo que la eficiencia de la técnica se verá reducida significativamente. Por ende, es el principal inconveniente que se presenta y que se da por las interacciones electrostáticas y de atracción y repulsión (Van Der Waals) entre el químico y algunos minerales de la roca. Este problema afecta la eficiencia de la inyección con surfactante la cual se reducirá sustancialmente no solo desde el punto de vista técnico sino también en términos de viabilidad económica.

2.5 Modelamiento del mecanismo de reducción de tensión interfacial

La simulación numérica de yacimientos se ha convertido en una herramienta indispensable para la industria petrolera, permitiendo predecir el comportamiento de los fluidos en el medio poroso y optimizar la extracción de hidrocarburos. Esta tecnología posibilita replicar el comportamiento de un yacimiento y reproducir los fenómenos fisicoquímicos que intervienen en el proceso de producción, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones. La

simulación permite comprender mejor el comportamiento del yacimiento y predecir su respuesta a diferentes escenarios de producción. Esta información es crucial para diseñar estrategias de explotación eficientes que maximicen la recuperación de petróleo y extiendan la vida útil del yacimiento a un bajo costo.

Para la simulación se optó por usar el software STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation*), que es uno de los softwares composicionales de la compañía CMG Ltda, en el cual es posible modelar procesos de inyección de surfactantes y su mecanismo de recuperación permitiendo ajustar el comportamiento y efectos de químicos como el surfactante.

Como se ha presentado en apartados anteriores la reducción de la tensión interfacial se ve reflejada como un aumento en el número capilar y en consecuencia una reducción en la saturación de aceite residual. Para modelar este mecanismo de recuperación es de suma importancia conocer el rendimiento que ofrece el surfactante que va a ser inyectado. Es decir, se debe proporcionar al simulador la información de la reducción de la tensión interfacial en función de la concentración del surfactante para que este interprete a qué valor de tensión interfacial se llega entre el crudo y agua después de la inyección del químico a la concentración especificada.

Como se puede observar en la figura 7, se tiene la primera curva de permeabilidad relativa al aceite (representada de color azul) con la saturación de aceite residual inicial (S_{or1}), por lo cual se le asigna un número capilar inicial mínimo (Nc_1). Luego del proceso de la inyección de surfactante se espera tener la máxima reducción de tensión interfacial que implica un aumento del número capilar, obteniéndose un valor máximo de este parámetro (Nc_2), el cual se le asigna a la segunda curva de permeabilidad relativa al aceite (representada de color rojo) que contiene el mínimo valor alcanzable de saturación de aceite residual (S_{or2}).

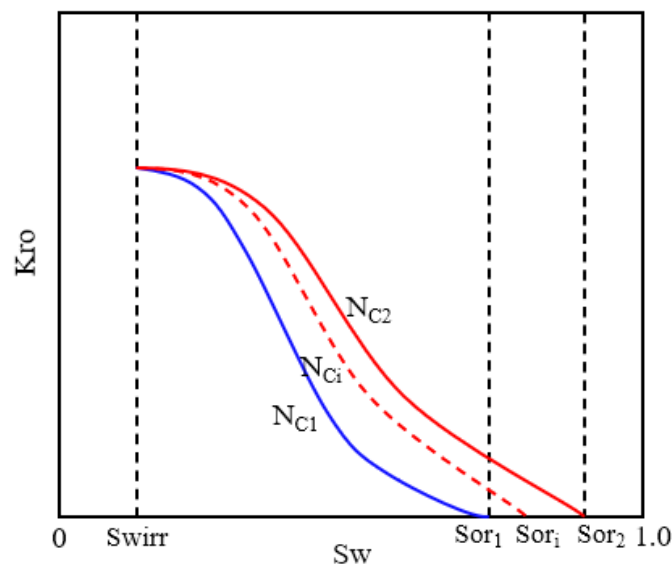
Ahora bien, el simulador mediante las ecuaciones de balance de materia calcula la concentración del surfactante en cada paso de tiempo, lo que permite conocer la tensión interfacial en ese instante y el número capilar asociado a esa IFT, el cual debe encontrarse entre los extremos N_{C1} y N_{C2} ; de esta manera, el simulador modela un nuevo set de permeabilidades relativas mediante la interpolación de las dos curvas que corresponden a los extremos.

Es por eso por lo que se decide realizar una interpolación entre dos sets de curvas de permeabilidad relativa, el primero representando el estado inicial del sistema sin surfactante y el segundo haciendo referencia a las condiciones de reducción de tensión interfacial debido a la presencia de surfactante.

Así las cosas, a nivel de laboratorio se dificulta la determinación de ciertos parámetros como los valores extremos del número capilar y el respectivo valor mínimo de la saturación de aceite residual, razón por la cual, se prefieren establecer como parámetros de ajuste de una determinada prueba de desplazamiento.

Figura 7

Bosquejo mostrando como ejemplo la interpolación de K_{ro}



3 Construcción del modelo conceptual de la Formación Mugrosa

El modelo estático conceptual representativo de la Formación Mugrosa se construyó en función de los datos de las propiedades petrofísicas de las muestras de afloramiento con las que se contaba para el estudio realizado por Mendoza (2023). Estas fueron muestras de corazones tomadas en afloramientos pertenecientes a la Formación Mugrosa ubicados en la vereda Campo – 23 en el municipio de Barrancabermeja, Santander y la vereda Oponcito en el municipio de San Vicente de Chucurí, Santander. Los núcleos muestreados se denominaron “M01-B”, “M01-C”, “M05-B”, “M05A”, “M11” y “M12” y sus características petrofísicas se describen en la tabla 2.

Tabla 2

Propiedades petrofísicas de todas las muestras de afloramiento medidas

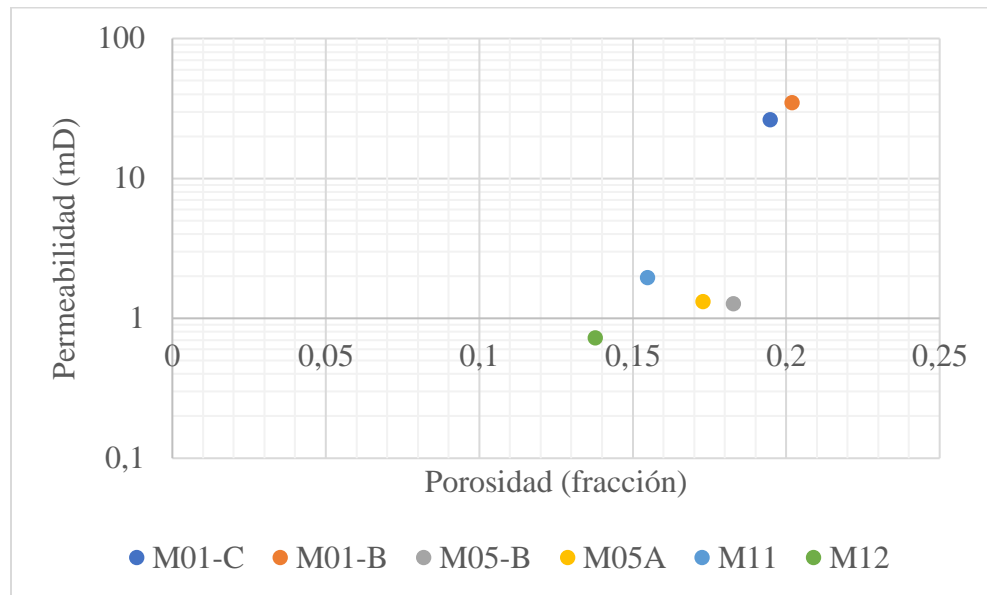
ID - Muestra	k (mD)	ϕ (%)	ρ_g (g/cc)
M01-C	26.304	0.195	2.639
M01-B	34.73	0.202	2.664
M05-B	1.267	0.183	2.662
M05A	1.312	0.173	2.637
M11	1.956	0.155	2.653
M12	0.721	0.138	2.654

Los datos petrofísicos de las muestras provienen de un análisis rutinario de corazones (RCAL *Routine Core Analysis* por sus siglas en inglés) y oscilan en un rango de permeabilidad de 0.721 mD a 26.304 mD y de porosidad de 0.138 a 0.202, lo cual es un indicativo de la heterogeneidad de la Formación Mugrosa. Dicha heterogeneidad puede deberse a distintos factores como la ubicación de donde fueron extraídas las muestras, la composición y/o cambios mineralógicos a través del tiempo.

En primer lugar, se realizó un análisis de los datos. En este análisis se deseaba visualizar si las variables de porosidad y de permeabilidad cuentan con alguna correlación, debido a que Narango et al. (s.f.) afirma que es posible encontrar una tendencia de permeabilidad y de porosidad entre valores distantes. En esta instancia de suma importancia se dispone de un gráfico que compare las medidas de porosidad y permeabilidad en los dos ejes cartesianos, a este gráfico se le conoce como *crossplot* de permeabilidad y porosidad (Figura 8).

Figura 8

Crossplot de permeabilidad vs porosidad de todas las muestras medidas



Se observa en el gráfico que los datos de las muestras M05-B y M05A parecen no tener la misma tendencia que los datos de las demás muestras. Según (Naranjo et al., s. f.), una de las razones por las cuales estos valores caen fuera de la tendencia es “debido quizás a anomalías tales como fracturas, canales preferenciales de flujo, etc”.

Los datos petrofísicos correspondientes a las muestras M01-C, M01-B, M11 y M12 se ajustan a una tendencia potencial (figura 9) y exponencial (figura 10), ambas líneas de tendencia

con un coeficiente de Pearson (R^2) mayor a 0.9, lo que indica que hay una aceptable correlación positiva de los datos en ambos casos.

Figura 9

Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Potencial

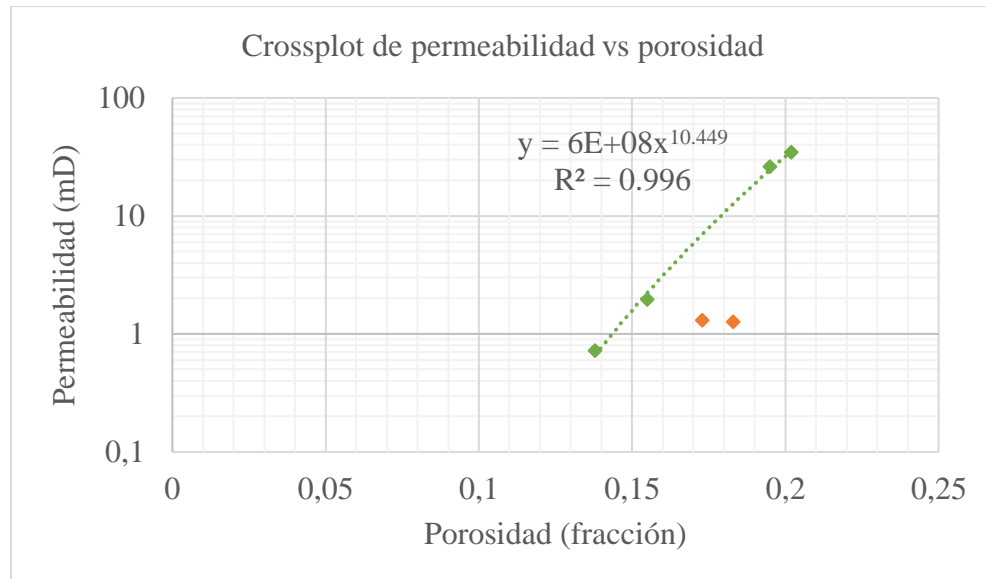
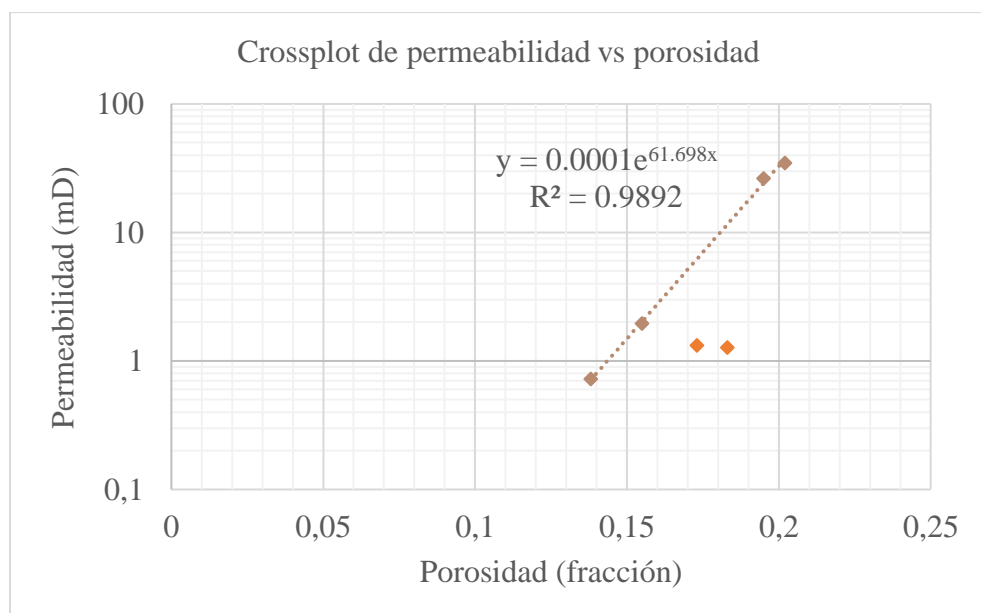


Figura 10

Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Exponencial



Posteriormente se realizó el cálculo de la permeabilidad en función de la porosidad a través de los modelos encontrados (ecuaciones 2 y 3) para corroborar la calidad de sus resultados.

$$k = 6 \times 10^8 \varphi^{10.449} \quad (2)$$

$$k = 0.0001 e^{61.698\varphi} \quad (3)$$

Los resultados se reportan en la tabla 3 en las columnas “k modelo Potencial (mD)” y “k modelo Exponencial (mD)”. En las figuras 11 y 12 se observan estos resultados comparándolos con los datos medidos.

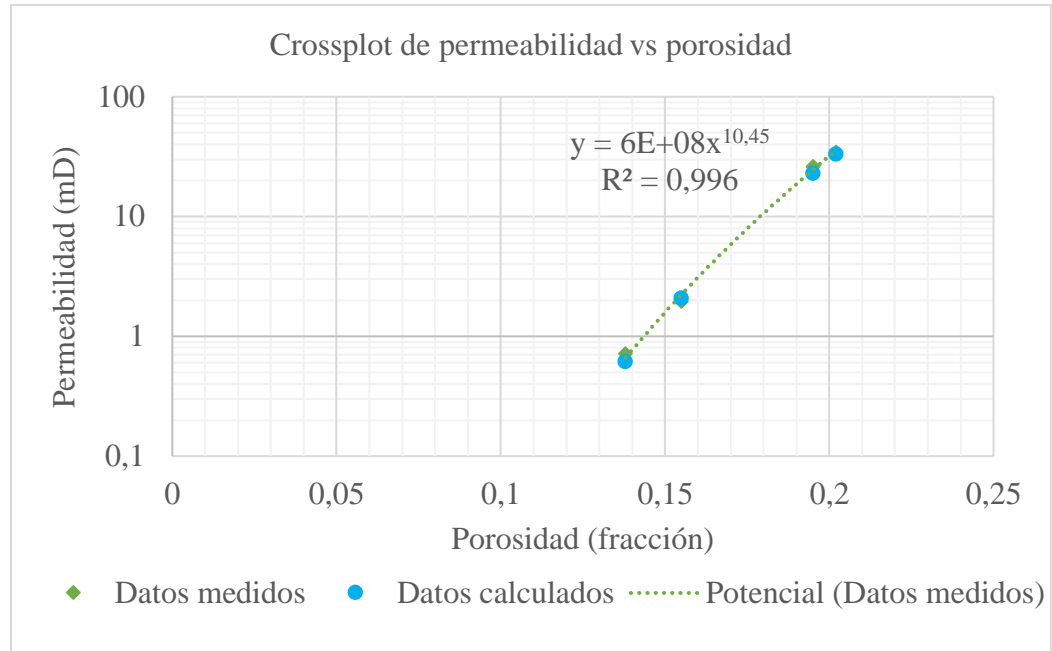
Tabla 3

Propiedades petrofísicas de todas las muestras de afloramiento seleccionadas

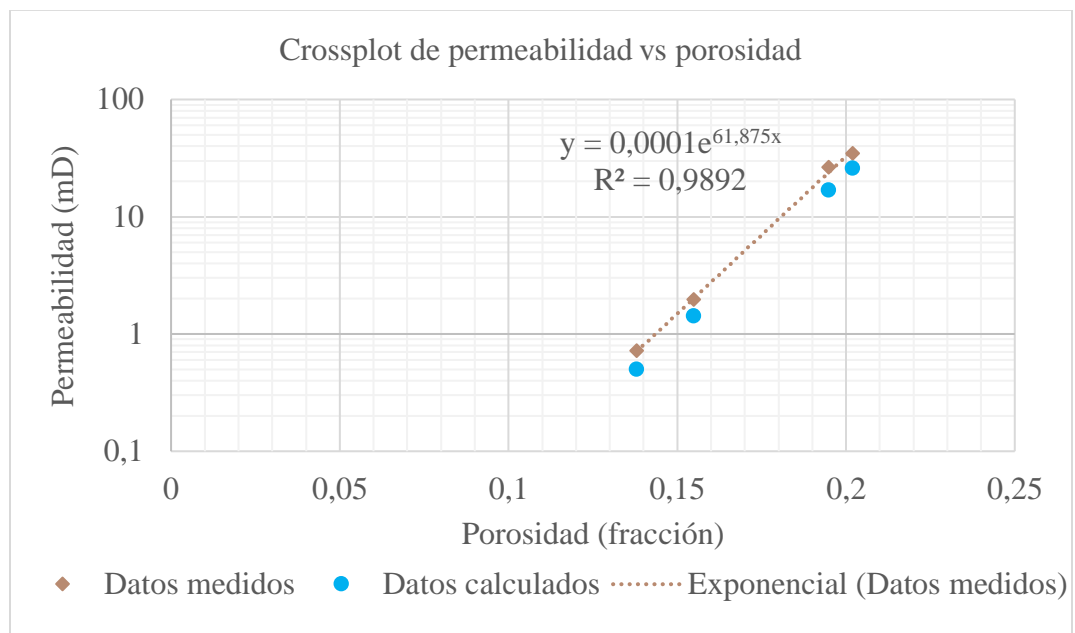
ID - Muestra	k (mD)	φ (%)	ρ_g (g/cc)	k modelo Potencial (mD)	k modelo Exponencial (mD)
M01-C	26.304	0.195	2.639	22.894	16.79
M01-B	34.73	0.202	2.664	33.095	25.859
M11	1.956	0.155	2.653	2.079	1.423
M12	0.721	0.138	2.654	0.618	0.499

Figura 11

Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Potencial Calculados

**Figura 12**

Crossplot de permeabilidad vs porosidad – Modelo Exponencial Datos calculados



La media de porosidad y permeabilidad de las muestras se calculó con las ecuaciones 4 y 5, dando como resultado 0.1725 para la media de porosidad y 5.9 para la media geométrica de la permeabilidad.

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (4)$$

$$\bar{k} = \sqrt[N]{\prod_{i=1}^N y_i} \quad (5)$$

Donde;

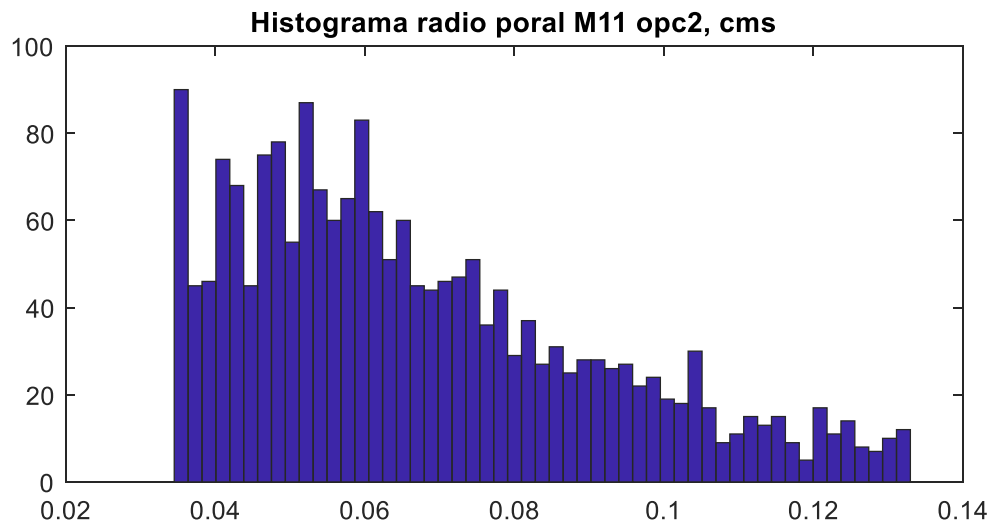
x_i es la porosidad de cada muestra

y_i es la permeabilidad de cada muestra

N es el número de datos, en este caso son cuatro (4)

Adicionalmente, Barrera (2022) realizó proyecciones de tomografía computarizada (CT) para la muestra M11, las cuales contienen información del arreglo de los granos y los poros dentro de la muestra. De estas imágenes se lograron extraer atributos de los poros que influyen las propiedades de flujo y petrofísicas. Atributos que incluyen la forma de los poros, el tamaño, la orientación, distribución del tamaño de las gargantas, entre otros.

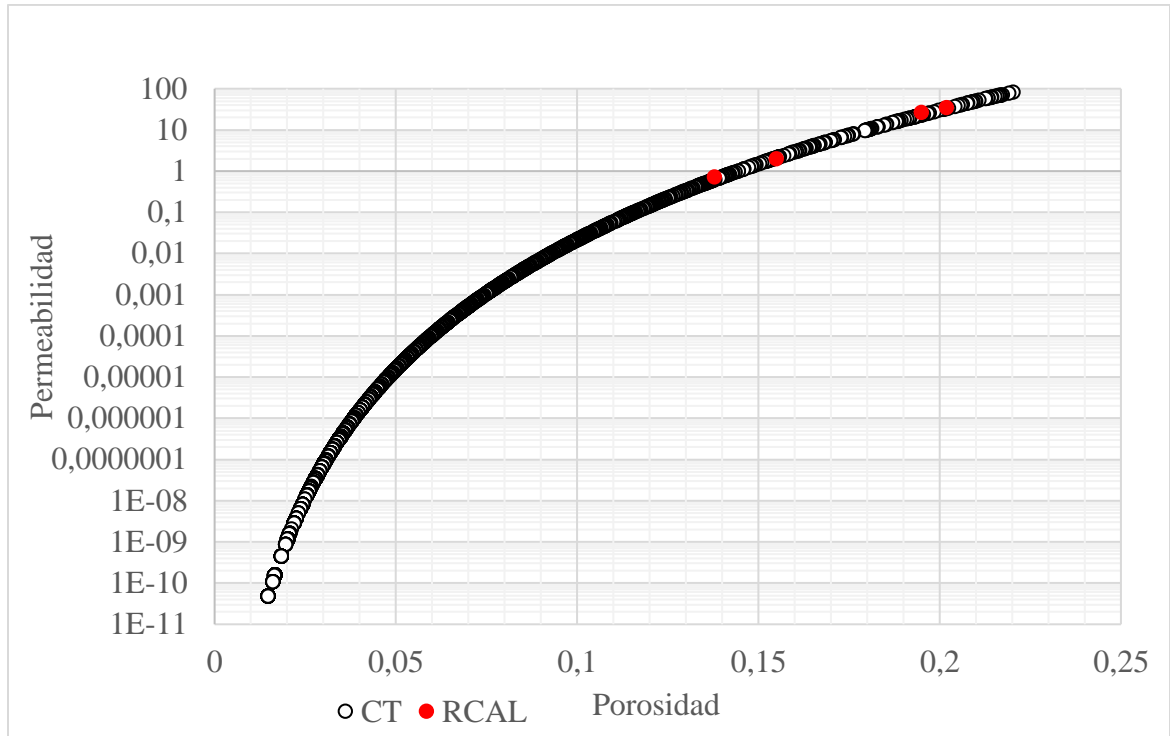
La determinación de los datos de porosidad se hizo mediante los radios de garganta porales obtenidos de las imágenes de tomografía pertenecientes a la muestra. En la figura 13 se observa el histograma de frecuencias del radio de los poros.

Figura 13*Histograma radio poral M11*

Se calcularon los radios de 1968 gargantas de poro, lo que permitió estimar el volumen poroso de la muestra. Para ello, se consideró cada garganta de poro como un tubo individual a lo largo del medio poroso, aprovechando las dimensiones conocidas de la muestra. Finalmente, empleando la ecuación 6, se obtuvieron 1968 valores de porosidad.

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} \quad (6)$$

A partir de estos resultados y gracias al modelo exponencial (ecuación 3) que correlaciona las propiedades petrofísicas de las muestras se construyó el conjunto de 1968 datos de permeabilidad. La figura 14 muestra los datos conseguidos a partir de la tomografía computarizada y los valores del RCAL.

Figura 14*M11 Crossplot permeabilidad vs porosidad*

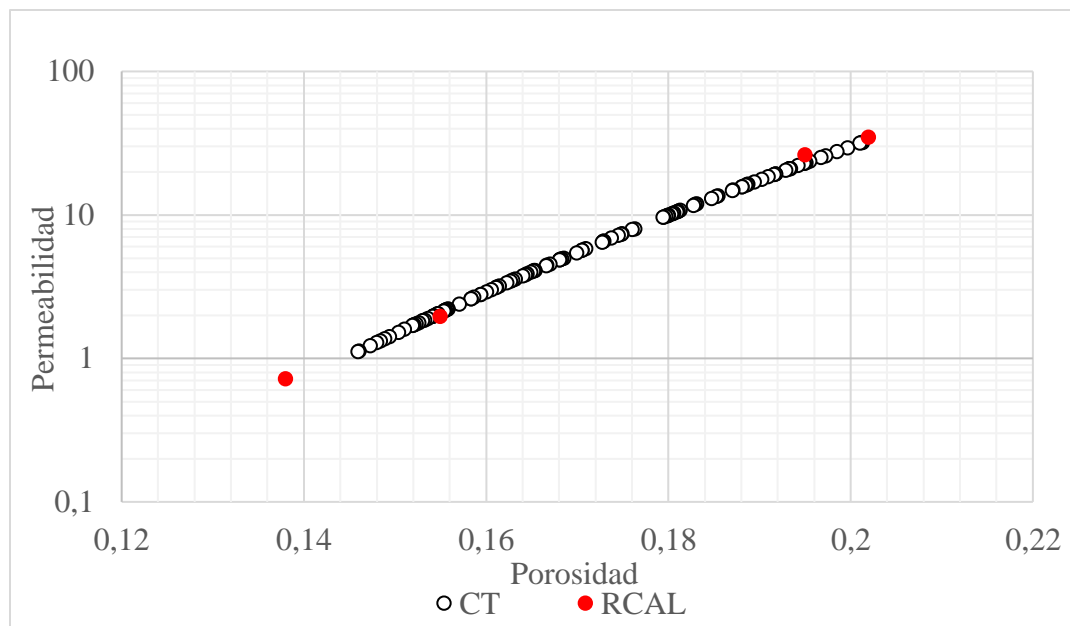
La buena correlación entre los valores provenientes de ambos métodos ratifica y brinda confianza en los valores estimados. Asimismo, confirma la posibilidad de construir un modelo estático representativo de la formación Mugrosa partiendo de estos.

A partir de estos resultados, se definió el número de celdas del modelo numérico de simulación a través de un análisis de sensibilidad de la malla, descrito posteriormente, y se optó por un número de celdas igual a 120. Las especificaciones del tamaño de la malla (tabla 4) se obtuvieron de acuerdo con las dimensiones comunes de la muestra de Mugrosa usada en la prueba de desplazamiento; 15 cm de longitud y 3.8 cm de diámetro.

Tabla 4*Especificaciones de la malla*

Coordenada	Número de bloques	Longitud de los bloques
I	120	120 con 0.125 cm
J	1	1 con 3.41197
K	1	1 con 3.41197

La representatividad de las propiedades petrofísicas para la Formación Mugrosa se realizó con base a una selección aleatoria estratificada de 120 valores entre los 1968 datos disponibles. Estos datos fueron ordenados de mayor a menor, asegurando que la media de estas propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad obtenidas del RCAL) coincidiera en el subconjunto seleccionado. La figura 15 muestra el diagrama de dispersión ("*crossplot*") de los datos seleccionados.

Figura 15*M11 Crossplot permeabilidad vs porosidad*

El modelo estático propuesto se observa en las figuras 16 y 17, las cuales representan la distribución de la porosidad y de permeabilidad a lo largo del medio.

Figura 16

Distribución de Porosidad del modelo

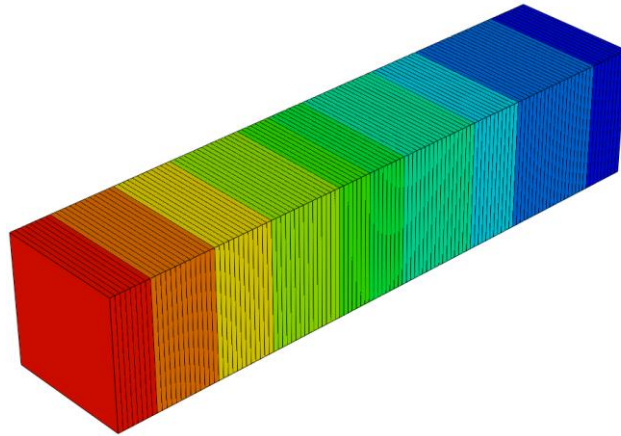
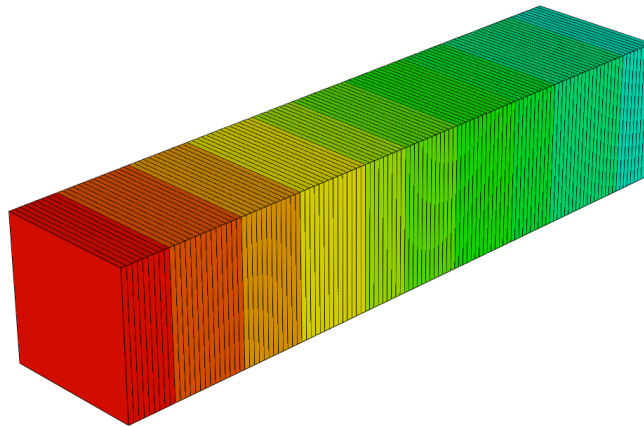


Figura 17

Distribución de Permeabilidad del modelo



4 Evaluación numérica a escala de laboratorio de la inyección de surfactantes

Se construyeron modelos de simulación 3D para analizar y comprender la mecánica del proceso de recuperación de crudo, cuando muestras de Berea y de afloramiento son sometidas a inyección de fluidos (agua y surfactantes) y a su vez realizar análisis de sensibilidad sobre las variables más influyentes en el proceso. Adicionalmente, para evaluar el impacto de la heterogeneidad presente en la Formación Mugrosa, la inyección de estas formulaciones químicas no solo se aplicó en las muestras de afloramiento recolectadas, sino también en una muestra de Berea cuyas propiedades petrofísicas eran favorables y constantes considerando al medio homogéneo. Las simulaciones fueron corridas usando el simulador STARS.

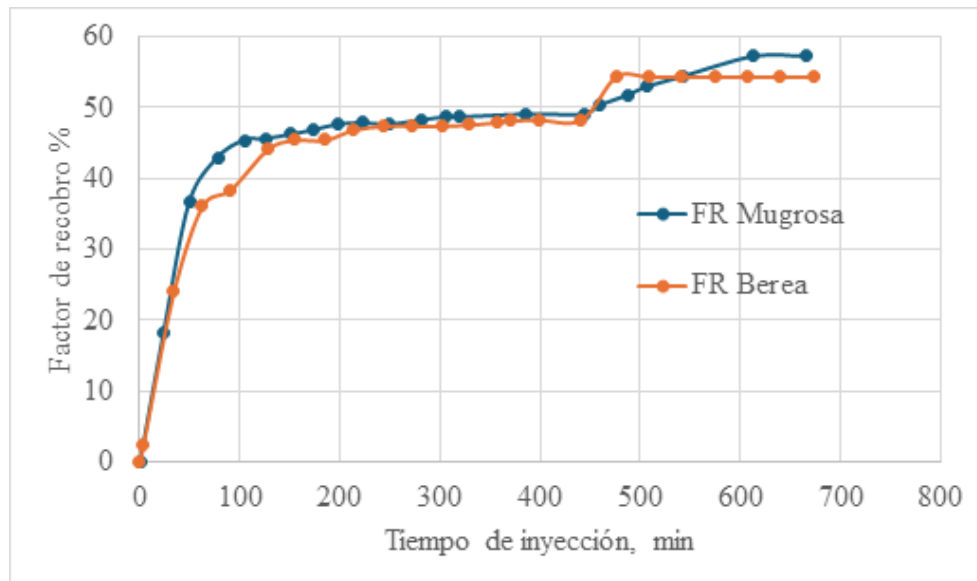
4.1 Análisis de las pruebas experimentales de desplazamiento de crudo por inyección de agua y surfactante

Los resultados de la prueba de desplazamiento para las muestras de roca Berea y Formación Mugrosa se comparan en la figura 18. Inicialmente, ambas muestras exhibieron un comportamiento similar en términos de factor de recobro (FR). Sin embargo, se observó una diferencia significativa luego de la inyección de surfactante. La prueba en la muestra Berea mostró un aumento inmediato en la tendencia de recuperación, lo que indica una respuesta rápida al surfactante y una posterior estabilización. Este comportamiento se atribuye a la baja heterogeneidad de las propiedades petrofísicas de la muestra, lo que permite una interacción eficiente del surfactante con la matriz rocosa. En contraste, la muestra de la Formación Mugrosa mostró una respuesta más gradual, requiriendo más tiempo para estabilizar la recuperación de petróleo por su menor permeabilidad. Cabe destacar que la muestra de la Formación Mugrosa finalmente logró un factor de recuperación de petróleo más alto, del 57%, en comparación con el

54% de la muestra de arenisca Berea. Este incremento se atribuye al surfactante utilizado durante las pruebas de desplazamiento, el cual interactúa de manera diferente debido a la composición mineralógica de cada tipo de roca. La elección del surfactante para la muestra de Mugrosa se basó específicamente en su composición mineralógica, como se detalla en el apartado 4.2, lo cual contribuyó significativamente a su mejor desempeño.

Figura 18

Comparativo de Factor de Recobro obtenido de pruebas experimentales de desplazamiento de crudo por inyección de agua y surfactante en muestra Berea y Mugrosa

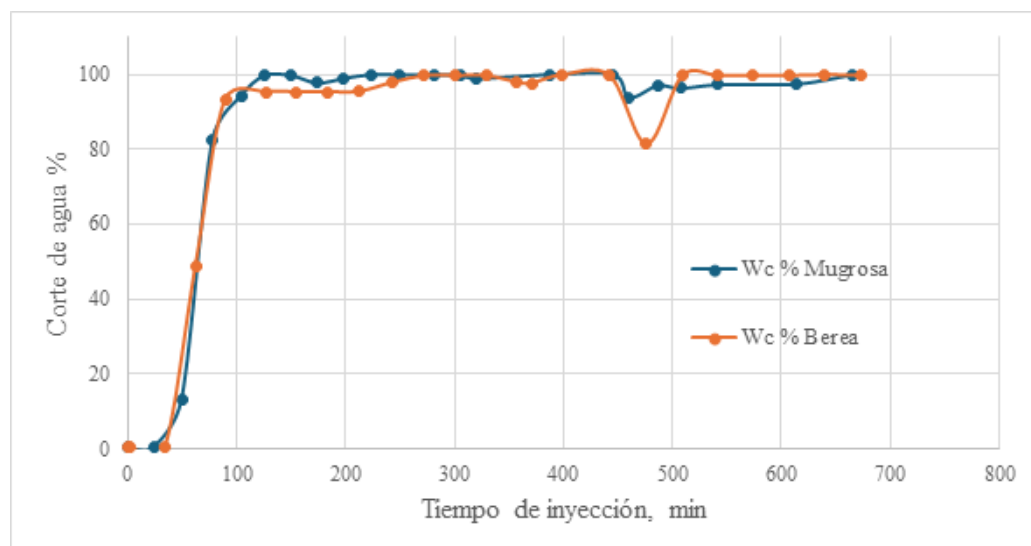


En la figura 19 se logra evidenciar un comportamiento similar al inicio de la prueba y a medida que transcurre el tiempo se aprecia un cambio que corresponde a la inyección del surfactante, allí se evidencia una disminución el corte de agua para Berea lo que se interpreta como una cantidad de crudo recuperado minutos después de inyectar el químico, no obstante, el corte de agua incrementa rápidamente hasta lograr casi un corte de agua del 100% lo que indica que el desplazamiento en la muestra ocurrió de manera rápida, recuperando la mayor cantidad de crudo

posible mediante la aplicación de esta técnica. Sin embargo, para las muestras de la Formación Mugrosa sucede algo diferente, al momento de inyectar el surfactante, el corte de agua no disminuye de manera abrupta sino que disminuye aproximadamente un 7% y va en aumento de manera gradual hasta lograr un corte de agua del 100% esto se debe a que el desplazamiento de crudo en esta muestra es menor como consecuencia de las propiedades petrofísicas que posee, donde destaca principalmente una menor permeabilidad, esto se relaciona con la figura 18 donde el incremento del factor de recobro para Mugrosa se va dando de manera gradual hasta lograr una estabilización.

Figura 19

Comparativa del corte de agua para muestra de Mugrosa y Berea



4.2 Descripción de los criterios para selección del surfactante

A partir del DRX se obtiene la información de la composición mineralógica y los diferentes tipos de minerales que se encuentran asociados a la roca, principalmente, para identificar en este caso las fases arcillosas que hacen parte de la composición de la muestra. Teniendo esto en cuenta,

se evaluaron las muestras M01-B y M01C. Los datos de composición de minerales arcillosos en la prueba DRX se presentan en la tabla 5.

Tabla 5

Datos de composición mineral arcillosos DRX < 2 micras

Muestra	Mineral (wt%)			
	Caolinita	Clorita	Halloysita	Montmorillonita
M01-B	14.73	6.7	3.47	0.24
M01-C	21.11	5.11	1.89	0.00
Prom	17.92	5.91	2.68	0.12

La Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de las arcillas es esencial y tiene una responsabilidad central en el proceso de adsorción de surfactantes. Según el estudio de Mendoza (2023) el mineral que más CIC presentó fue la clorita con un 40%, seguido de la caolinita con 36%, que a su vez era el componente de mayor presencia en ambas muestras de roca. Por último, los tipos de minerales como halloysita influye en un 18% y la montmorillonita un 6%. Teniendo esto en cuenta, se hizo la elección del surfactante para las pruebas de desplazamiento.

4.3 Simulación Numérica del proceso de inyección de agua y surfactante en Muestra Berea

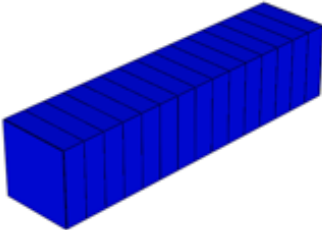
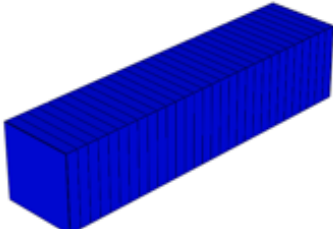
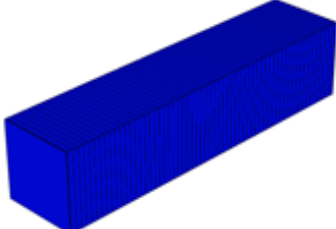
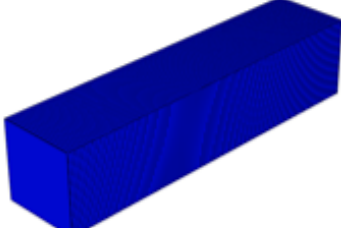
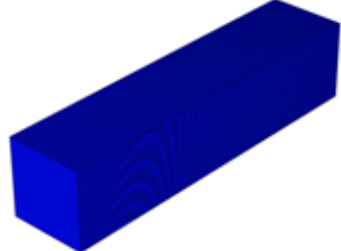
La roca Berea es una formación geológica conocida sobre todo por su uso en la extracción de petróleo y gas, por su capacidad para albergar grandes cantidades de hidrocarburos. Se encuentra principalmente en la región de Berea en Ohio, Estados Unidos, aunque también se extiende a otras áreas. Esta formación consiste en areniscas de grano fino y buenas propiedades porosas y permeables que facilitan la acumulación y movilidad de los hidrocarburos (Pepper et al., 1954).

4.3.1 Análisis de Sensibilidad de la Malla

La simulación numérica permite obtener soluciones aproximadas para cualquier objeto de estudio que se desee modelar. Sin embargo, esto implica una discretización para el modelo matemático que represente el fenómeno de interés, lo que implica la aplicación de una malla o grilla que divida a este objeto en dimensiones tan pequeñas o grandes como la capacidad de cómputo lo permita.

De esta manera una inadecuada selección de la malla numérica afecta los resultados obtenidos en la simulación, ya sea sobrestimándolos o subestimándolos, generando imprecisiones en la respuesta del objeto de estudio frente al fenómeno o eventos asociados a este. En consecuencia, se realiza un análisis de sensibilidad para establecer la malla numérica que ofrezca el menor error de estimación entre los resultados. La tabla 6 muestra el resumen de las distintas mallas aplicadas al fenómeno estudiado en la muestra Berea.

Tabla 6*Modelos de Simulación – Análisis de Sensibilidad a escala de Laboratorio*

Número de celdas intermedias en dirección I	Número de celdas totales (IxJxK)	Vista 3D
15 bloques x 1 cm	15x1x1	
30 bloques x 0.5 cm	30x1x1	
60 bloques x 0.25 cm	60x1x1	
150 bloques x 0.1 cm	150x1x1	
240 bloques x 0.0625 cm	240x1x1	

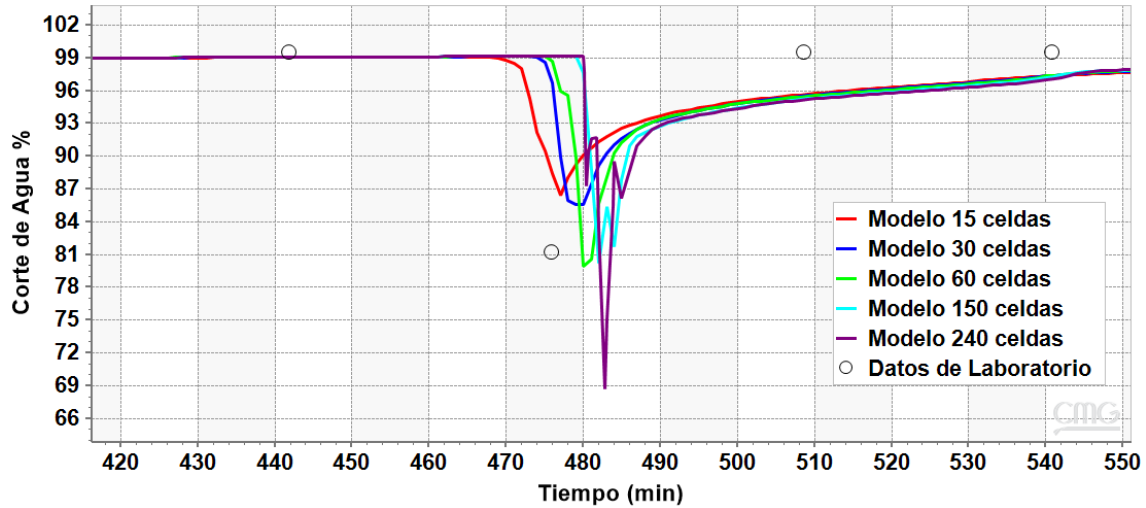
El análisis de sensibilidad del número de celdas consiste en mantener las propiedades del modelo de simulación constantes para cada malla, excluyendo el número de celdas en cada uno de los casos, ya que es la propiedad que cambiará (tabla 6), y comparando la calidad de los datos de salida, al igual que el tiempo de cómputo en aras de decidir cuál será el modelo más apropiado.

La metodología para el análisis de sensibilidad del número de celdas consistió en calcular el MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*, por sus siglas en inglés) el cual es un indicador del desempeño del pronóstico de la demanda que mide el tamaño del error absoluto en términos porcentuales; es decir, es una medida de la precisión de un sistema de pronóstico. Este indicador al permitir estimar una magnitud del error porcentual hace que se convierta en un indicador de fácil interpretación. En este caso, los resultados de la simulación corresponderán al denominado pronóstico y serán evaluados en función de la demanda, es decir, los resultados obtenidos del laboratorio. La ecuación (7) representa el cálculo de la variable MAPE

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{|A_t - F_t|}{|A_t|}}{n} \quad (7)$$

Para este caso, A_t corresponde al valor medido en la prueba de desplazamiento, F_t es el valor simulado y n es el tamaño de la muestra, en este caso será igual a 1.

La figura 20 se presenta el comportamiento de los diferentes modelos en función de corte de agua. Para el rango de tiempo que se muestra, se evidencia un cambio al momento de inyectar el surfactante; esta fluctuación se estableció como un punto de inflexión crítico para determinar el MAPE.

Figura 20*Corte de Agua – Punto Crítico***Tabla 7***MAPE calculado para cada modelo*

Modelo	MAPE %
15 celdas	6,32%
30 celdas	5,25%
60 celdas	1,64%
150 celdas	1,29%
240 celdas	15,43%

Si bien se observa en la tabla 7, el menor MAPE corresponde al modelo de 150 celdas. Como presentaba problemas de convergencia numérica, este modelo se descartó. Los tiempos de cómputo no fueron un pilar fundamental para la elección del modelo, puesto que ninguno representaba un tiempo extenso para ser ejecutado. En la tabla 8 se describen las especificaciones de la malla cartesiana elegida.

Tabla 8*Discretización de la malla de simulación final a escala de laboratorio*

Coordenada	Número de bloques	Longitud de los bloques
I	60	60 con 0.25 cm
J	1	1 con 3.41197
K	1	1 con 3.41197

Para asegurar que el modelo elegido es una malla estable, se hizo aplicación de la condición de Courant-Friedrichs-Lewy (CFL) que corresponde a un número adimensional que relaciona el tamaño de la malla con paso de tiempo establecido en la simulación y representa un criterio de estabilidad en un esquema de integración explícita. Esta condición se implementa en simulaciones y se establece como criterio para prevenir inestabilidades numéricas y garantizar precisión de la solución numérica, el valor del CFL (ecuación 8) debe ser menor o igual a uno (1) y se calcula de la siguiente manera:

$$CFL = \frac{u * \Delta t}{\Delta x} \quad (8)$$

Donde **u** es la velocidad del flujo, **Δt** es el tamaño de paso del tiempo y **Δx** es la longitud de cada bloque en la malla.

Tabla 9*Propiedades del modelo para cálculo del CFL*

Propiedad del modelo	Valor
Área transversal (cm ²)	11,6415
Tasa de inyección (cm ³ /min)	0,2
Porosidad (%)	14.55
Δx (cm)	0.25
Δt (min)	1

La velocidad del fluido corresponde a un valor de velocidad efectiva (V_e); es decir, el flujo dividido entre el área transversal. No obstante, para el cálculo del CFL se debe usar la velocidad intrínseca (V_i), que corresponde a la velocidad del fluido en el medio poroso; por ende, se debe dividir esta velocidad efectiva entre la porosidad del modelo.

$$V_e = \frac{0.2}{11.6415} = 0.01718 \frac{cm}{min}$$

$$V_i = \frac{0.01718}{0.1455} = 0.11807 \frac{cm}{min}$$

Una vez realizado este ajuste se procede a calcular el CFL

$$CFL = \frac{0.11807 * 1}{0.25} = 0.47$$

Como se mencionó anteriormente, el valor del CFL debe ser menor a uno (1) para afianzar una estabilidad numérica. Teniendo esto en cuenta, se puede afirmar que el modelo elegido en este caso cumple con este criterio de selección.

Finalmente se estableció un modelo estático con 60 celdas (60x1x1) y sus respectivas propiedades físicas y petrofísicas.

4.3.2 Protocolo Experimental

La muestra Berea, fue puesta a condiciones de 140 °F de temperatura y 400 psi de presión. La muestra se saturó con salmuera sintética a diferentes tasas de inyección hasta completar los 5 VP para determinar su permeabilidad absoluta al líquido. Después, asumiendo que el medio estaba saturado 100 % de agua, se empieza un desplazamiento de crudo para encontrar la saturación de agua crítica y saturación de aceite inicial.

Tabla 10*Características de la Salmuera Sintética*

Características del Agua inyectada	
Concentración de NaCl	9330 ppm
pH	7
Densidad [g/cm³]	0.998
Temperatura [°F]	60
Viscosidad a 84 °F [cp]	1.95
Viscosidad a 140 °F [cp]	1.7

La tabla 11 muestra las propiedades del fluido usado para la prueba, característico del crudo producido por la Formación.

Tabla 11*Propiedades del Crudo*

Propiedades del Crudo	
Contenido de agua por Karl Fischer	0.30 % p/p
Densidad [g/cm³]	0.89
Gravedad API	27.08
Viscosidad a 84 °F [cp]	164.2
Viscosidad a 140 °F [cp]	43.88

El desplazamiento de cada uno de los fluidos fue desarrollado a una presión de producción fue constante establecida en 300 psi (2068.43 kPa) mientras se medía la tasa y a una temperatura de 60 °C (140 °F). El tren de inyección, compuesto por la salmuera sintética y la formulación de surfactantes, consistió en los siguientes baches de fluidos inyectados a una tasa de 0.2 cm³/min:

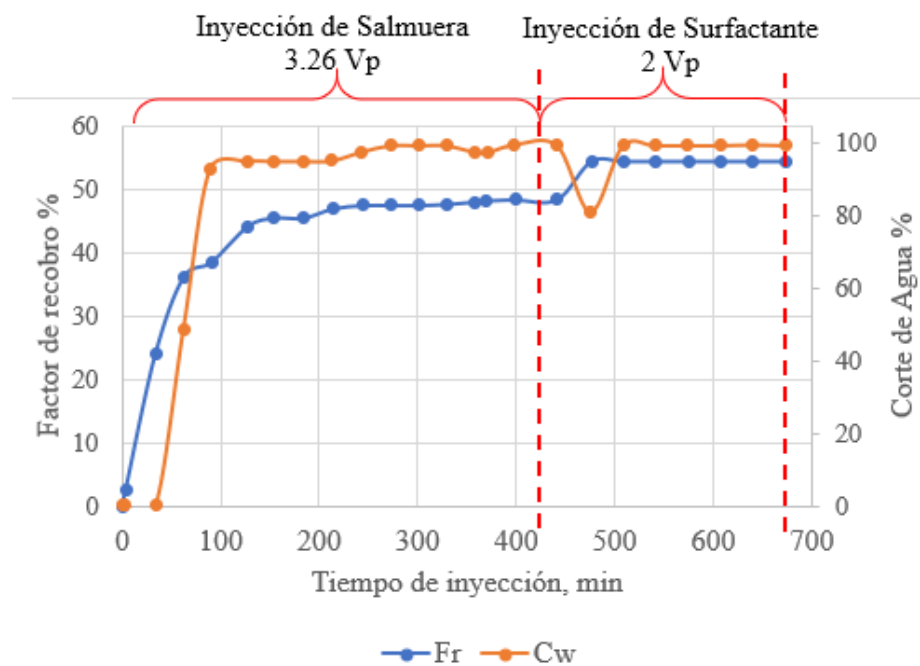
- 3.26 volúmenes porosos (414 min) de salmuera.

- 2 volúmenes porosos (254.08 min) de surfactante comercial, llamado EOR 50, formulación compuesta de surfactantes aniónico y no iónico con nanopartículas de sílice, con una concentración de 10000 ppm (1% m/v), diluido en una salmuera sintética de 9330 ppm de NaCl y pH=7.
- Inyección de salmuera sintética para corroborar corte de agua y desplazamiento de crudo.

Mendoza (2023) reporta los resultados de esta prueba mediante gráficas donde se representa el comportamiento del factor de recobro y del corte de agua en función del tiempo de inyección (Figura 21).

Figura 21

Factor de recobro y Corte de Agua obtenido de la prueba de desplazamiento en muestra Berea



Adaptado de: Mendoza, C. (2023). Evaluación de Surfactantes en la Formación Mugrosa.

[Tesis de Maestría]. Universidad Industrial de Santander.

La Figura 21 muestra que a 3.26 VP inyectados de salmuera sintética se alcanza un máximo factor de recobro de 48.5 %. Posteriormente, se observa un aumento de aproximadamente 6 % en el factor de recobro y una reducción del 18 % del corte de agua debido a la producción de crudo como resultado de la inyección de la formulación del surfactante. Después de aproximadamente 0.5 VP de formulación inyectados se observa que el corte de agua se estabiliza en un valor de 100%, demostrando que después de este punto en la prueba de desplazamiento no hubo más crudo desplazado.

4.3.3 Modelamiento numérico a escala de laboratorio

La muestra Berea, con características petrofísicas homogéneas (14.55 % de porosidad y 255.97 mD de permeabilidad) dimensiones de 3.85 cm de diámetro y 15 cm de largo fue modelada mediante una malla cartesiana de 60 celdas producto del análisis de sensibilidad informado en la sección 4.3.1

De igual manera el modelamiento del fluido se realizó con base a las propiedades del crudo informadas en la sección 4.3.2, donde adicionalmente las propiedades críticas del hidrocarburo (tabla 12) fueron calculadas a partir de las correlaciones de Riazi et. al. (2005) las cuales se usan para crudos con pesos moleculares de 70 a 300 g/mol y el peso molecular del hidrocarburo se obtuvo mediante la correlación de Whitson (1980), correlación que es válida para crudos con una gravedad específica entre 0.716 y 0.95, lo que la hace adecuada para el presente estudio

Tabla 12

Propiedades Críticas de los Fluidos

Propiedades	Agua	Crudo
Presión Crítica [kPa]	22090	2947.46
Temperatura Crítica [°C]	373.14	402.27
Peso Molecular [g/mol]	18	131.63

En referencia a la inyección del surfactante, se modeló el surfactante comercial EOR 50, químico seleccionado por Mendoza (2023) luego de una evaluación entre diferentes surfactantes. Este surfactante es el producto de una mezcla de surfactante aniónico, que proporciona una baja adsorción al contacto con la formación por su carga negativa en la parte polar, y de surfactante no iónico que actuando como co-surfactante aporta resistencia y estabilidad en el medio poroso al otro surfactante. Esta mezcla de surfactantes favorece el intercambio catiónico entre el contacto con la superficie de la muestra de la Formación Mugrosa por su composición mineralógica; según lo descrito en la fase experimental del proyecto.

En la tabla 13 se reportan los valores de tensión interfacial en función de su fracción en peso proporcionados por esta fase previa y útiles para el modelamiento del surfactante, conocida la IFT inicial de 49.6 mN/m.

Tabla 13

Resultados de concentración de surfactante EOR50 vs Tensión Interfacial

Concentración Surfactante EOR 50 (%m/v)	Tensión Interfacial (mN/m)
0.3	0.795
0.5	0.651
1	0.557
3	0.484
5	0.438

La tabla 14 resume las características más importantes de los elementos que se consideran en el modelado de la inyección de surfactantes.

Tabla 14*Propiedades de los componentes modelados*

Componente	Fase	Peso molecular (g/mol)	Densidad @ 15 °C	Viscosidad a 28 °C (cp)
<i>Agua</i>	Acuosa	18	0.998	1.95
<i>Surfactante</i>	Acuosa	427	0.998	1.95
<i>Aceite</i>	Oleica	131.63	0.89	164.2

La información sintetizada en la tabla 14 fue obtenida de literatura y en su mayoría proporcionada por las pruebas desarrolladas; se asumió que el surfactante estaba en fase acuosa y poseía los mismos valores de densidad y viscosidad por su solubilidad en el agua.

4.3.4 Interacción Roca Fluido

En este apartado se define el modelamiento de los fenómenos de interacción roca-fluido, el cuál corresponde al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa y la exhibición del fenómeno de adsorción del químico inyectado.

4.3.5 Fenómeno de adsorción

En cuanto al fenómeno de adsorción, la tasa de propagación de varios aditivos (surfactantes, cáusticos, y polímeros) y sus componentes creados in situ (finos, emulsiones) están fuertemente afectados por su interacción con la matriz de la roca. Estas interacciones pueden ser químicas (intercambio iónico) o mecánicas (obstrucción, captura) o una combinación de ambos mecanismos. Los niveles de captura pueden depender de las concentraciones de los fluidos, la temperatura y el tipo de roca.

El simulador STARS permite describir este fenómeno, en el que un conjunto de isothermas de adsorción a temperatura constante (nivel de adsorción como una función de la composición del

fluido) son introducidas. Estas isothermas pueden introducirse en forma de tabla o en términos de parámetros de Langmuir.

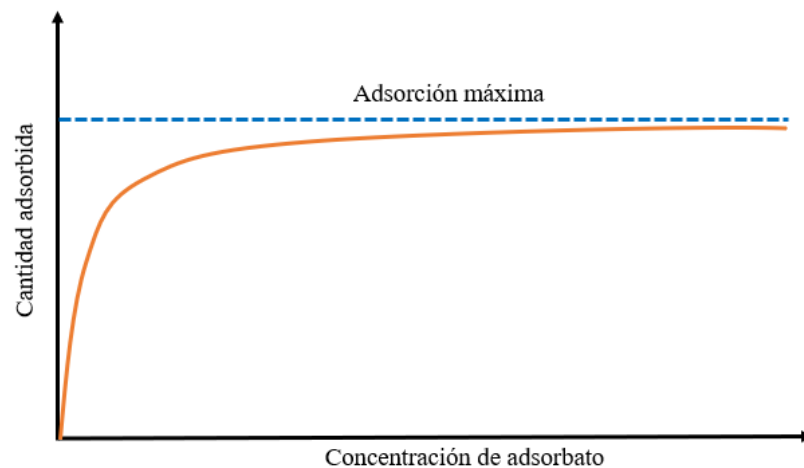
Se optó por usar el modelo de Langmuir para representar el fenómeno de adsorción de surfactantes, dado que es un modelo simplificado y útil para este sistema de adsorción donde se desconocen los datos de interacción de surfactante con la roca Berea. La ecuación (9) cuantifica la adsorción por este modelo, donde tad_x representa a los parámetros del modelo. El segundo siendo parámetro ($xNaCl$), está relacionado con los efectos de la salinidad. Por su parte, ca corresponde a la concentración del químico que se absorberá (Ceballos, 2023):

$$Adsorción = \frac{(tad_1 + tad_2 * xnacl) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \quad (9)$$

Según Mousalli (2021) la adsorción se representa gráficamente mediante isothermas, las cuales relacionan el crecimiento de la cantidad de adsorbato adsorbida ante un incremento de la concentración de este (Figura 22).

Figura 22

Esquema de la isoterma de adsorción propuesta por Langmuir



Langmuir (1916) explica que la adsorción máxima se produce cuando la superficie del adsorbente está completamente cubierta por moléculas de adsorbato, sin espacio disponible para más. Por lo tanto, la siguiente ecuación (10) es el modelo que representa el cálculo de la adsorción máxima;

$$\text{Adsorción máxima} = \lim_{ca \rightarrow \infty} \left(\frac{(tad_1 + tad_2 * xnacl) * ca}{(1 + tad_3 * ca)} \right) = \frac{tad_1}{tad_3} \quad (10)$$

En el modelado del proceso de la inyección del surfactante, la adsorción máxima y los parámetros de adsorción se deben ajustar. Para ello, se utilizan como punto de partida los valores reportados por Ceballos (2023), sin considerarlos definitivos (Tabla 15).

Tabla 15

Parámetros de adsorción iniciales

Parámetro	Valor
Adsorción máxima de cada adsorbato (gmol/cm ³)	3.02×10^{-6}
Parámetro tad ₃ para cada adsorbato	70
Parámetro tad ₁ para cada adsorbato (gmol/cm ³)	2.11×10^{-4}

Así se estableció el modelo de adsorción para la interacción entre la roca y el fluido, considerando los parámetros y condiciones descritas.

4.3.6 *Curvas de permeabilidad relativa*

Los datos necesarios para construir las curvas de permeabilidad relativa en el simulador se obtuvieron del protocolo experimental desarrollado en el laboratorio. En dicha investigación se determinó la saturación de agua crítica (Swcrit), la saturación de agua irreducible (Swirr) y la saturación de aceite residual (Sor). Los demás *endpoints*, correspondientes a la permeabilidad relativa al aceite (Kro), permeabilidad relativa al agua (Krw) y exponentes de saturación (No, Nw)

son definidos a partir de resultados de literatura (Guo et al., 2023; Shehata et al., 2016; Shojaei et al., 2015). En la tabla 16 se presentan los endpoint iniciales utilizados para el ajuste en la roca Berea.

Tabla 16

Endpoints Roca Berea Iniciales

Propiedad	Valor
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.24
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.38
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.38
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.5
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr} (K_{ro})	0.9
Exponente de saturación del agua (N_w)	2
Exponente de saturación del aceite (N_o)	2

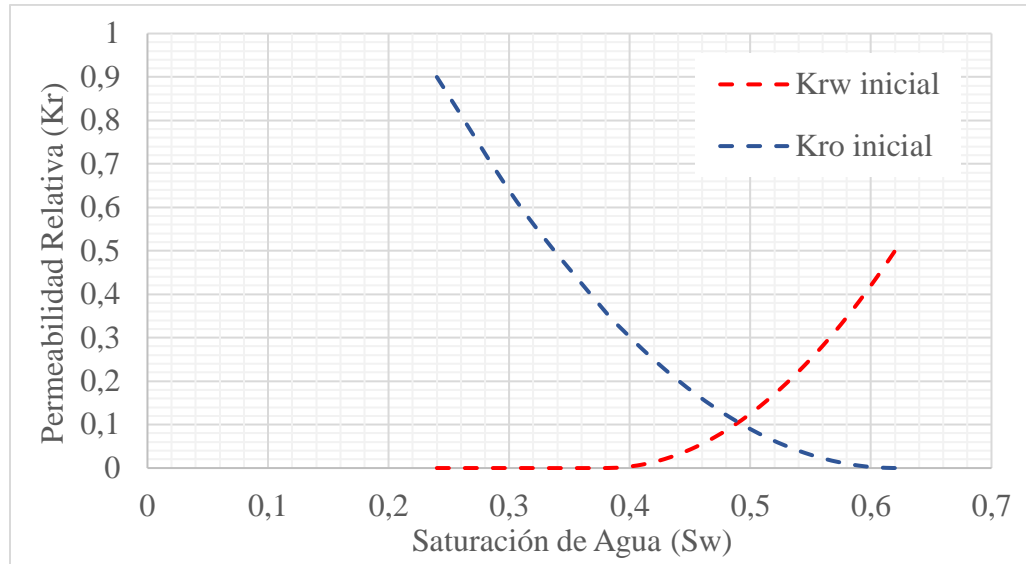
El simulador utiliza los modelos analíticos correspondientes a las ecuaciones 11 y 12 para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Las curvas iniciales que resultaron se reportan en la figura 23.

$$k_{rw} = (k_{rw})_{sor} \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{N_w} \quad (11)$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{swir} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right)^{N_o} \quad (12)$$

Figura 23

Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales



La figura 23 representa el set inicial de curvas de permeabilidad relativa que posteriormente es modificado para realizar el ajuste histórico de la prueba de desplazamiento después de la inyección de agua.

4.3.7 Inicialización y condiciones de frontera

Se optó por iniciar el modelo, asignando un valor de presión inicial a cada celda igual a 400 psi (2757.9 kPa), que corresponde a la presión a la que estaba sometido el medio poroso durante la prueba de desplazamiento.

Las condiciones de frontera del modelo de simulación se traducen en los puntos de inyección y producción, ubicados en la primera y última celda de la malla de simulación, como pozos de operación como se muestra en la tabla 17 y en la figura 24. Dichos pozos cuentan con ciertas restricciones de presión y de caudal de producción o de inyección. En cuanto al pozo inyector, este cuenta con una tasa de inyección máxima de $0.2 \text{ cm}^3/\text{min}$ únicamente; por su parte,

el pozo productor cuenta con el historial de los datos de presión de producción que se obtuvieron durante gran parte de la prueba.

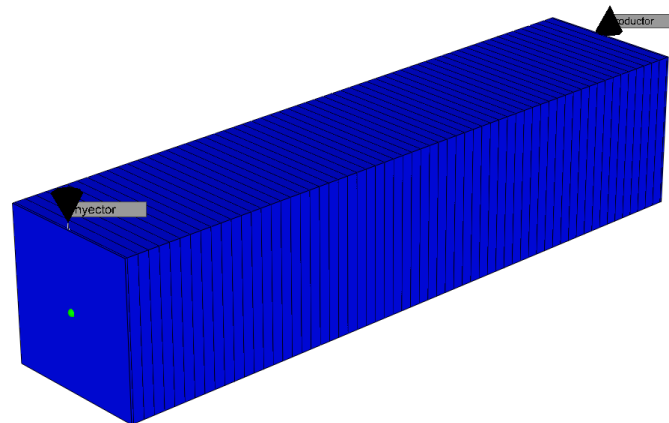
Tabla 17

Coordenadas de los pseudo-pozos inyector y productor a escala de laboratorio

Pozo	Coordenadas IJK
Inyector	1, 1, 1
Productor	60, 1, 1

Figura 24

Ubicación de los pseudopozos inyector y productor a escala de laboratorio



4.3.8 Ajuste Histórico de la Inyección de agua

Luego de la construcción del modelo base de simulación a escala de laboratorio, se pone en marcha la representación de los datos de laboratorio en el simulador. El procedimiento descrito se realiza con el software CMOST IA, un aplicativo que funciona junto a los simuladores de CMG para realizar análisis de sensibilidad, ajustes históricos, optimización y evaluaciones de incertidumbre. Para usar CMOST AI se debe entender bien el modelo de simulación con el que se

está trabajando, específicamente, se deben tener claros los parámetros que se desean ajustar y el posible impacto de esos ajustes para cumplir los objetivos propuestos. En un estudio de ajuste histórico, al ejecutar los experimentos de forma simultánea, CMOST IA puede analizar los resultados en tiempo real y determinar la combinación más adecuada. Entonces, un optimizador determina los valores para nuevos experimentos de simulación. A medida que el software completa más experimentos los resultados convergen en una solución óptima, la cual proveerá un ajuste histórico satisfactorio si los parámetros especificados y sus rangos definidos por el usuario han sido los apropiados.

Para el ajuste del primer volumen de agua inyectado inicialmente se construyeron el pozo inyector y productor, el primero de ellos a una tasa de inyección de agua máxima de $0.2 \text{ cm}^3/\text{min}$, misma tasa que se utilizó en el laboratorio para las pruebas de desplazamiento, y el productor se ajustó para que reprodujera los valores de BHP medidos que se pudieron rescatar de laboratorio, puesto que no fue posible obtener la totalidad de los datos. Según la prueba de desplazamiento, se inyectaron 3.26 VP de agua, que corresponden a aproximadamente 414 minutos.

Los parámetros del modelo de simulación del proceso de inyección de agua con mayor incertidumbre e impacto en los resultados fueron seleccionados como variables para el ajuste histórico. Estos parámetros se describen a continuación:

- *Endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa.
- Exponentes de saturación de las curvas de permeabilidad.

Las curvas de permeabilidad relativa al gas no influyeron en el modelo de simulación, ya que la prueba de desplazamiento se hizo con un crudo muerto, sin presencia de gas. La tabla 18 muestra el rango de variación definido para cada parámetro, teniendo en cuenta una incertidumbre

de los valores medidos (S_{wirr} , S_{wcrit} y S_{or}) del 10% por encima y por debajo de su valor inicial. Los rangos de variación de K_{ro} , K_{rw} , N_o , N_w se definieron a partir de información de literatura (Guo et al., 2023; Shehata et al., 2016; Shojaei et al., 2015).

El modelo de Coates (ecuación 13) es una expresión matemática empírica que ha sido propuesta para determinar la permeabilidad a partir de valores de porosidad a una saturación de agua irreducible. Con este modelo se busca brindarle credibilidad al rango de variación del parámetro de saturación de agua irreducible y confirmar que su valor permanece en un mismo orden de magnitud.

$$k = 4.90 \frac{\varphi^4 (1 - S_{wi})^2}{S_{wi}^4} \quad (13)$$

Dadas las propiedades petrofísicas de la muestra Berea este modelo sugiere que la saturación de agua irreducible es aproximadamente 0.26.

Tabla 18

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

Parámetro	Rango de variación
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.21 - 0.27
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.34 - 0.42
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.34 - 0.42
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.1 - 0.99
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr} (K_{ro})	0.2 - 0.99
Exponente de saturación del agua (N_w)	1 - 3
Exponente de saturación del aceite (N_o)	1 - 3

El ajuste histórico busca reducir al mínimo la diferencia entre los resultados de la prueba de desplazamiento real y los de la simulación. CMOST logra esto mediante una función llamada

"Global Error", en este caso compuesta por las variables de factor de recobro, corte de agua y la presión en el fondo del pozo del pozo inyector.

A continuación, se presentan los resultados del ajuste histórico (Figuras 25, 26 y 27) donde se muestra las variables factor de recobro, corte de agua y presión de inyección luego de haber ejecutado 500 experimentos en CMOST AI.

Figura 25

Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Factor de Recobro

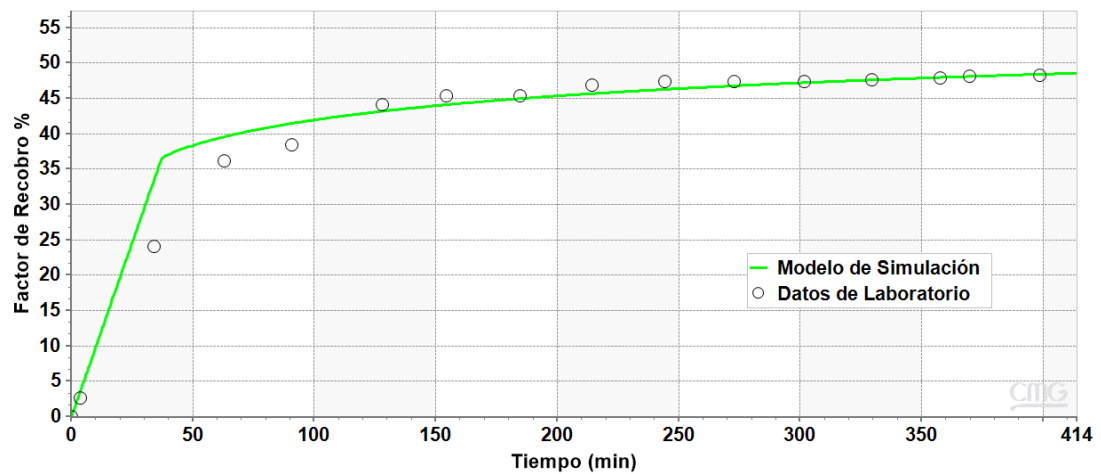


Figura 26

Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Corte de Agua

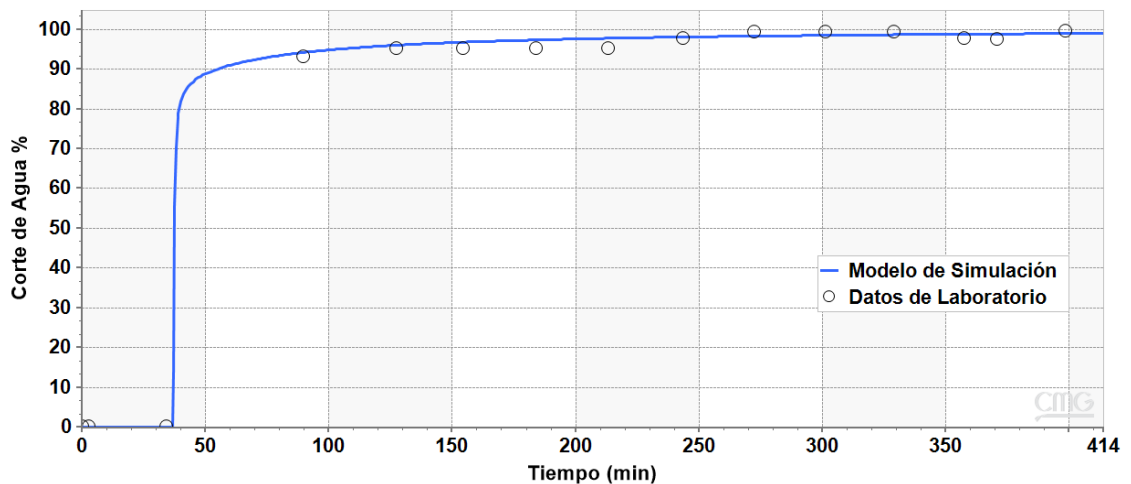
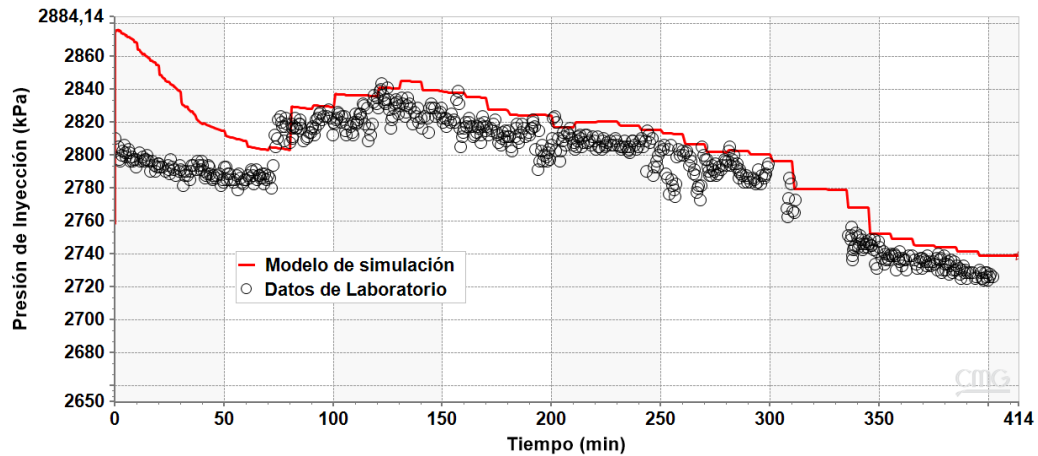


Figura 27*Ajuste Histórico de la Inyección de Agua – Presión de Inyección*

CMOST analizó los resultados de 500 experimentos para encontrar el modelo más preciso. El modelo seleccionado reproduce con fidelidad las tendencias de la prueba real de desplazamiento durante la inyección de agua. Al compararlo con los datos de simulación, se observa un error global relativo de solo 3.02 %, un valor muy aceptable para un estudio de Ajuste Histórico.

La tabla 19 muestra los parámetros que se ajustaron. La figura 28, por otro lado, presenta las nuevas curvas de permeabilidad relativa con los valores ajustados representadas con los nombres de K_{rw} Agua y K_{ro} Agua. A continuación, se procede a realizar el ajuste de la inyección del surfactante.

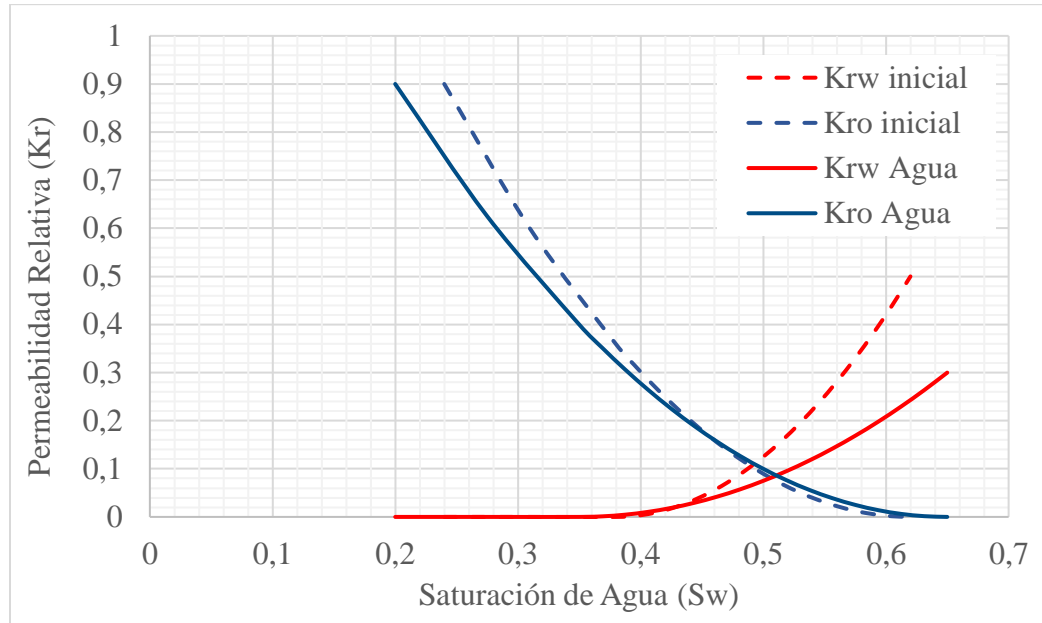
Tabla 19*Resultados óptimos del Ajuste Histórico del primer bache de inyección de agua*

Parámetro	Valor Óptimo
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.2
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.35
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.35
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or}	0.3
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr}	0.9

Exponente de saturación del agua (N_w)	2
Exponente de saturación del aceite (N_o)	2

Figura 28

Curvas de Permeabilidad relativa agua – aceite ajustadas



4.3.9 Ajuste de la inyección de surfactante

Según lo descrito por la prueba de desplazamiento ejecutada durante la fase experimental, donde en primer lugar se inyectaron 3.26 VP (414 min) de agua seguido de 2 VP (254 min) de surfactante, se procede al ajuste de la inyección del surfactante (EOR 50). Algunas de las características del modelo de simulación se mantuvieron constantes; como las condiciones de frontera.

Dado que algunos estudios (Hosseini et al., 2019, 2023) demuestran que después de un proceso de inyección de surfactantes ocurre una reducción de la saturación de aceite residual y un aumento en los *endpoints* de la Kro y Krw, el rango de variación de estas variables para el ajuste

de la inyección de químico en el segundo set de curvas está determinado por los valores de la tabla 20. Adicionalmente, se completaron las variables con los parámetros de adsorción (tad_1 y tad_3) y adsorción máxima, parámetros que modelaron el fenómeno de adsorción (tabla 21).

Tabla 20

Rango de variación de los parámetros seleccionados del segundo set de curvas de permeabilidad para el ajuste histórico del bache de la inyección de surfactante

Parámetro	Rango de variación
Saturación de agua crítica (Swcrit)	0.35 - 0.45
Saturación de aceite residual (Sor)	0.35 - 0.29
Permeabilidad relativa al aceite @ Swirr	0.9 - 1
Permeabilidad relativa al agua @ Sor	0.3 - 1
Exponente de saturación del agua (Nw)	1 - 3
Exponente de saturación del aceite (No)	0.9 - 3
Logaritmo común del Número Capilar (Nc)	-4.9 a -1

Tabla 21

Rango de variación de los parámetros de adsorción seleccionados para el ajuste histórico del bache de la inyección de surfactante

Parámetro	Rango de Variación
Adsorción máxima de cada adsorbato (gmol/cm ³)	$10^{-6} - 10^{-3}$
Parámetro tad_3 para cada adsorbato	1 - 10^4
Parámetro tad_1 para cada adsorbato (gmol/cm ³)	tad_3 *Adsorción máxima

De la misma manera que para la inyección de agua, se seleccionaron las siguientes funciones de salida para calcular el error global relativo entre los datos experimentales y los del modelo de simulación: factor de recobro, corte de agua y presión de fondo en el pozo inyector.

En las figuras 29, 30 y 31 se encuentran los resultados del cotejo entre los datos experimentales y los datos arrojados por el modelo de simulación. Estas figuras correspondientes al ajuste histórico del factor de recobro, corte de agua y presión de fondo en el pozo inyector, respectivamente son los escenarios óptimos obtenidos y representan un error global relativo del 3.65 %. El bajo error obtenido indica un ajuste preciso del modelo a la prueba de desplazamiento realizada en la roca Berea. Esto se evidencia en la correcta reproducción de la tendencia observada en los valores experimentales. Por lo tanto, el modelo se considera confiable para realizar análisis en futuros estudios.

Figura 29

Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Factor de Recobro

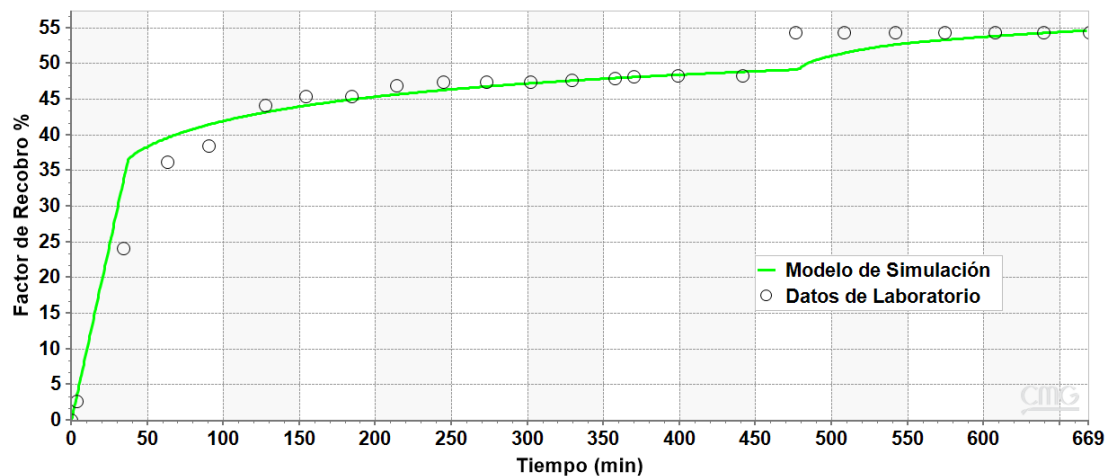
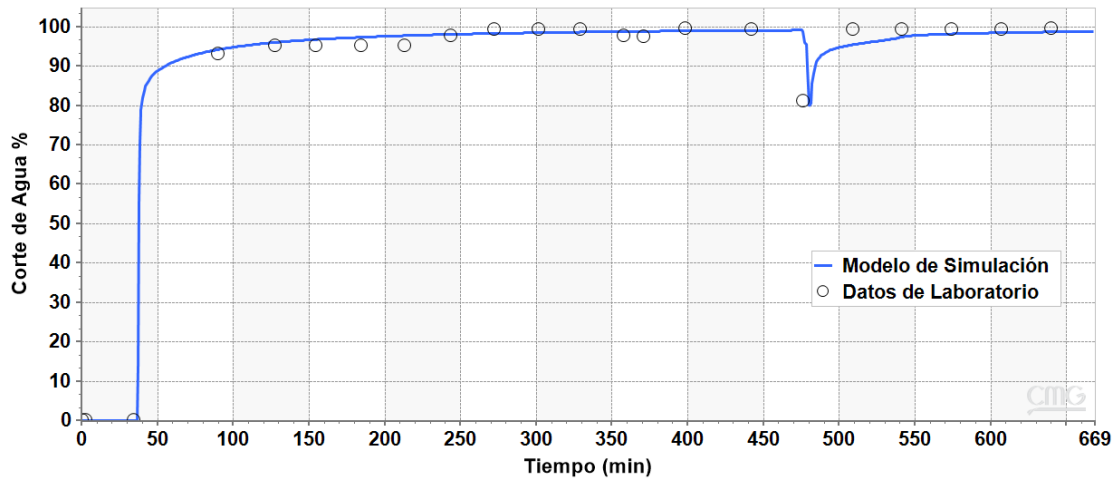
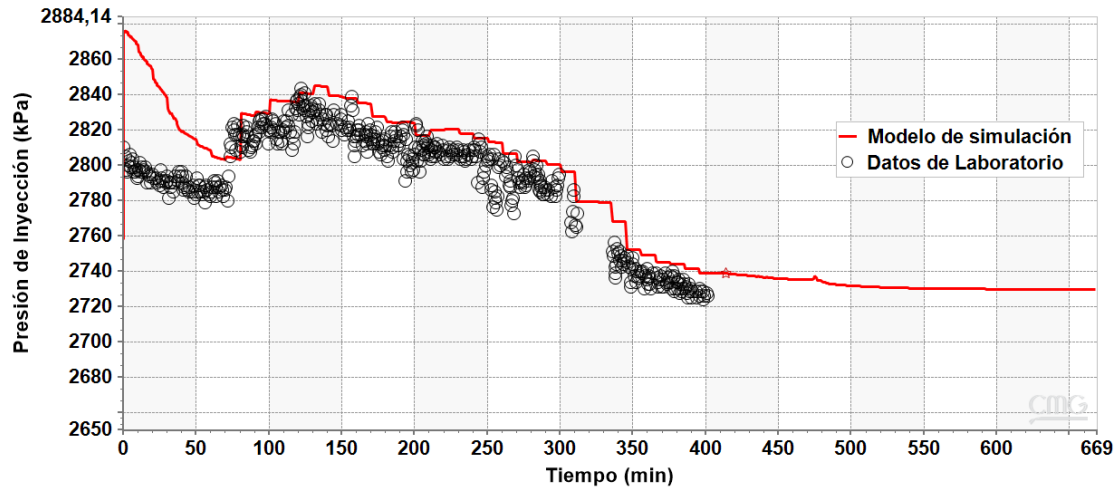


Figura 30*Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Corte de Agua***Figura 31***Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante – Presión de Inyección*

Los valores de los parámetros seleccionados con los que se logró el ajuste de la inyección del químico se reportan en las tablas 22 y 23. En la figura 32 se observan los cambios de las curvas de permeabilidad relativa después del proceso de inyección de agua y del proceso de inyección de surfactantes en este modelo de simulación. Teniendo en cuenta estos resultados se puede deducir

que la muestra pudo haberse afectado por su historia de saturación y, además, experimentado un cambio en su mojabilidad debido a las propiedades características del surfactante.

Tabla 22

Resultados óptimos del Ajuste Histórico del bache de inyección de surfactante – Curvas de permeabilidad relativa

Parámetro	Valor Óptimo
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.2
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.45
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.32
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or}	0.85
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr}	0.99
Exponente de saturación del agua (N_w)	2.2
Exponente de saturación del aceite (N_o)	0.9
Logaritmo común del Número Capilar (N_c)	-4.53

Figura 32

Curvas de Permeabilidad relativa - Surfactante

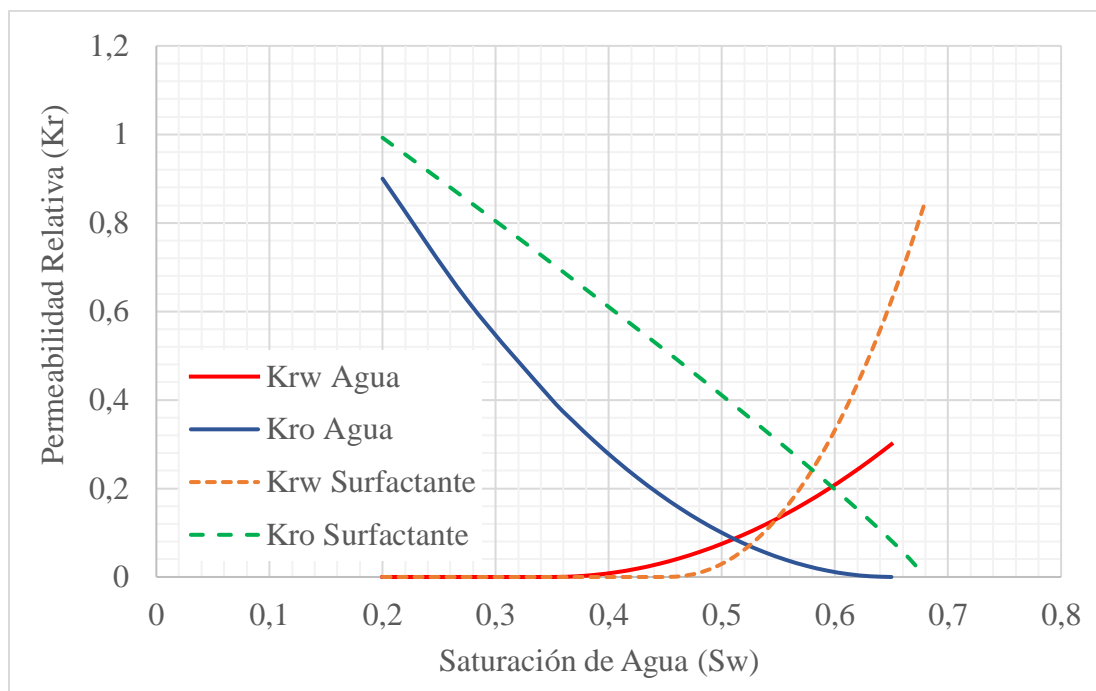


Tabla 23

Resultados óptimos del Ajuste Histórico del bache de inyección de surfactante – Fenómeno de Adsorción

Parámetro	Valor Ajustado
Adsorción máxima de cada adsorbato (gmol/cm ³)	3.02×10^{-5}
Parámetro tad_3 para cada adsorbato	15.85
Parámetro tad_1 para cada adsorbato (gmol/cm ³)	4.78×10^{-4}

Los resultados obtenidos mediante el modelamiento numérico se ajustaron satisfactoriamente a las mediciones de la prueba de desplazamiento en la roca Berea utilizando un modelo de simulación. Este modelo captura los fenómenos físicos que se producen en el medio durante el flujo de los fluidos.

A continuación, se procede a replicar la misma metodología para representar numéricamente la prueba de desplazamiento en la muestra agrupada de la Formación Mugrosa, objeto de estudio.

4.4 Muestra Formación Mugrosa

Para esta prueba de desplazamiento se utilizaron las muestras M01-B-1 y M01-C de la Formación Mugrosa. Cada una de ellas contaba con una longitud aproximada de 7.5 cm, por lo que se realizó un procedimiento en el que se unieron ambas muestras (enmallado y recubrimiento con manga) con el propósito de alcanzar el requerimiento de volumen del equipo *coreholder*. Las dimensiones de la muestra final fueron 15.5 cm de largo y 3.76 cm de diámetro.

Las características petrofísicas reportadas para la muestra se registran en la tabla 24, dichas propiedades se tendrán en cuenta para la construcción del modelo estático de simulación.

Tabla 24

Propiedades petrofísicas - muestra de Formación Mugrosa

Propiedad	Valor
Longitud (cm)	15.5
Diámetro (cm)	3.76
Porosidad %	14.53
Volumen poroso (cc)	25
Permeabilidad (mD)	20.455
VPOIP (cc)	18.3

4.4.1 Análisis de sensibilidad de la malla.

A pesar de que el análisis de sensibilidad de la malla se reporta en el apartado 4.3.1, es importante resaltar el contraste en permeabilidad entre la muestra de Berea y la muestra agrupada representativa de la Formación Mugrosa (255 mD y 20.455 mD; respectivamente). En consecuencia, se aplica nuevamente la metodología antes descrita donde se realizó el cálculo del MAPE teniendo como punto crítico la fluctuación que se presenta en el corte de agua al momento de inyectar el surfactante (figura 33), en la tabla 25 se presenta los resultados obtenidos.

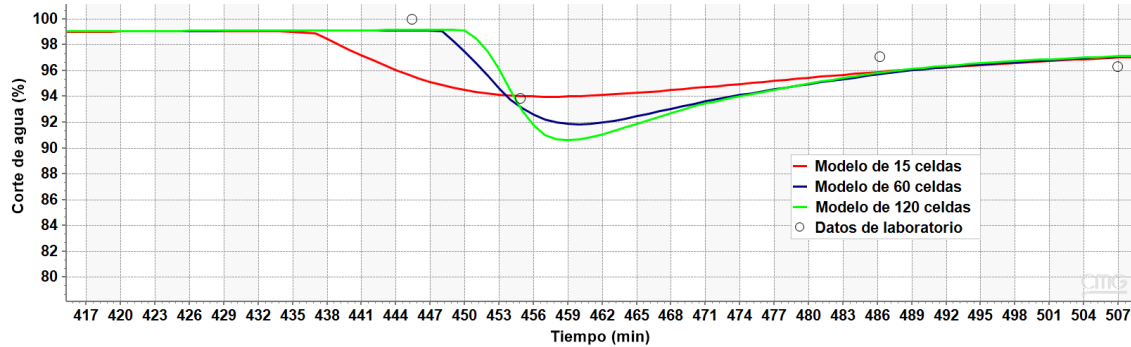
Tabla 25

MAPE y CFL calculado para los modelos de muestra Fm Mugrosa

Modelo	MAPE (%)
15 celdas	2.15%
60 celdas	1.06%
120 celdas	0.93%

Figura 33

Corte de Agua – punto crítico en muestra Formación Mugrosa



Se realiza el cálculo de CFL para la malla que presenta menor MAPE, aplicando la ecuación (8) se obtiene un CFL de 0.95. Partiendo del principio que se establece en este criterio, se confirma que la malla cumple con ambas condiciones de selección establecidas. Finalmente, se fijó un modelo estático con 120 celdas (120x1x1).

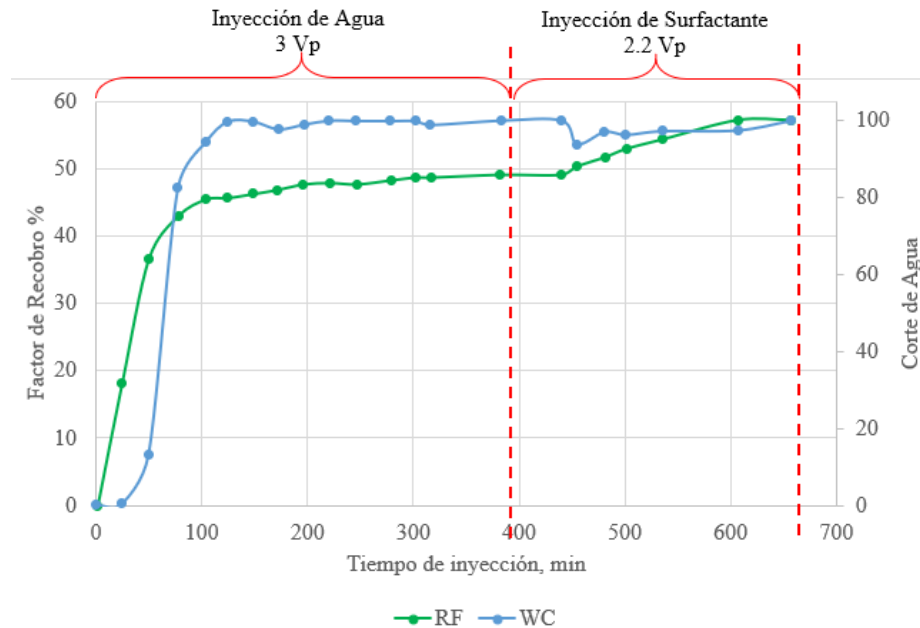
4.4.2 Protocolo Experimental

Para la prueba de desplazamiento realizada a través de la muestra de la Formación Mugrosa se utilizaron los mismos fluidos de inyección de la prueba de desplazamiento en la muestra Berea.

El proceso de inyección en la Formación Mugrosa se dividió en dos etapas principales, al igual que en la roca Berea. La primera etapa consistió en la inyección de 3 volúmenes porosos (V_p) de agua durante 385 minutos a una tasa de $0.2 \text{ cm}^3/\text{min}$. La segunda etapa, con la misma tasa de inyección, consistió en la inyección de 2.2 volúmenes porosos de surfactante, lo que tomó 280 minutos. El bache de surfactante preparado fue una solución acuosa de 9330 ppm de NaCl con 10000 ppm (1% m/v) de surfactante comercial (EOR 50).

Figura 34

Factor de recobro y Corte de Agua obtenido de la prueba de desplazamiento – muestra Formación Mugrosa



En la figura 34 se observa que después de los 3 Vp, correspondientes a la inyección de agua, ambas funciones (factor de recobro y corte de agua) se estabilizan, cuando el corte de agua alcanza el 100% se logra una recuperación de crudo de aproximadamente 48.9%. Luego de la inyección de surfactante el factor de recobro crece en aproximadamente un 6%, y como respuesta de ello hay una caída en la función del corte de agua.

4.4.3 Modelamiento numérico a escala de laboratorio

En esta sección se describe el modelo de simulación que se estableció para representar la prueba de desplazamiento realizada a través de las muestras enmangadas de la Formación Mugrosa.

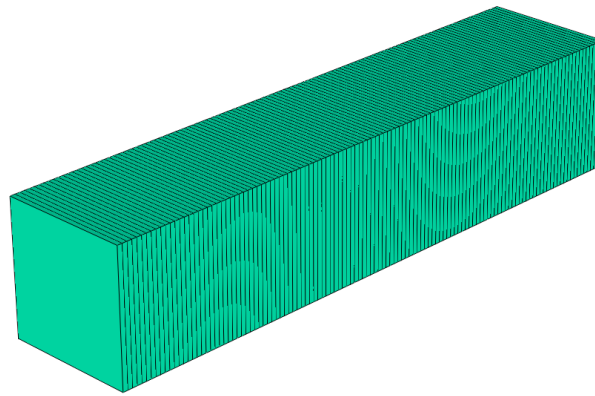
Para el modelo estático de las muestras de la Formación Mugrosa se construyó una malla cartesiana ya que los fluidos se desplazaron a través del área transversal durante la prueba.

Igualmente, para definir las dimensiones del área transversal de la malla se consideró el área transversal de la muestra, dado que tenían que ser iguales.

Para este caso se creó una malla de 120 celdas en la dirección I (figura 35), mientras que las direcciones J y K se fijaron con 1 celda cada una.

Figura 35

Vista 3D de la malla de simulación preliminar



Las propiedades del modelo estático se reportan en las tablas 26 y 27.

Tabla 26

Discretización de la malla preliminar

Coordenada	Número de Bloques	Longitud de los bloques
I	120	1 con 0.1292 cm
J	1	1 con 3.33 cm
K	1	1 con 3.33 cm

Tabla 27*Propiedades del modelo estático*

Propiedad	Valor
Porosidad	14.53%
Permeabilidad	20.455 mD

4.4.4 Modelo de Fluidos

Las propiedades de los fluidos empleados en las pruebas de la muestra Berea y la Formación Mugrosa son idénticas. Por lo tanto, la información sobre el modelo de fluidos de la Roca Berea de las secciones 4.3.2 y 4.3.3 son aplicables para este apartado.

4.4.5 Interacción Roca Fluido

La saturación de agua crítica (S_{wcrit}) y la saturación de aceite residual (S_{or}) son valores obtenidos del laboratorio, puesto que fueron medidos durante el protocolo de la prueba de desplazamiento de la muestra de la Formación Mugrosa. Los valores iniciales de las permeabilidades relativas (K_{ro} y K_{rw}) se seleccionaron a través de información de literatura (Guo et al., 2023; Shehata et al., 2016; Shojaei et al., 2015), teniendo en cuenta características tanto de composición de la roca como del fluido inyectado.

Como el valor de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) no está reportado, el modelo de Tixier (Ecuación 14) es una herramienta que puede facilitar su cálculo, puesto que las propiedades de permeabilidad, en Darcys, y de porosidad, en fracción, de la muestra de la Formación Mugrosa son conocidas.

$$k = 62.5 \frac{\phi^6}{S_{wi}^2} \quad (14)$$

Entonces, la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) sugerida por el modelo de Tixier es 0.17. Este valor corresponde al valor inicial de las curvas de permeabilidad relativa. Los valores iniciales se reportan en la tabla 28. En contraste con la roca Berea, para esta sección de la formación Mugrosa se seleccionó el modelo de Tixier en lugar del de Coates. Esta decisión se basó en la naturaleza empírica de ambos modelos, cuyos resultados, según Torskaya (2007), se ven significativamente afectados por diversos factores: la estructura y geometría de los granos, su distribución, la mojabilidad y la distribución espacial de la saturación de agua en el medio poroso. En vista de estas consideraciones, el modelo de Tixier se consideró más adecuado para este caso específico.

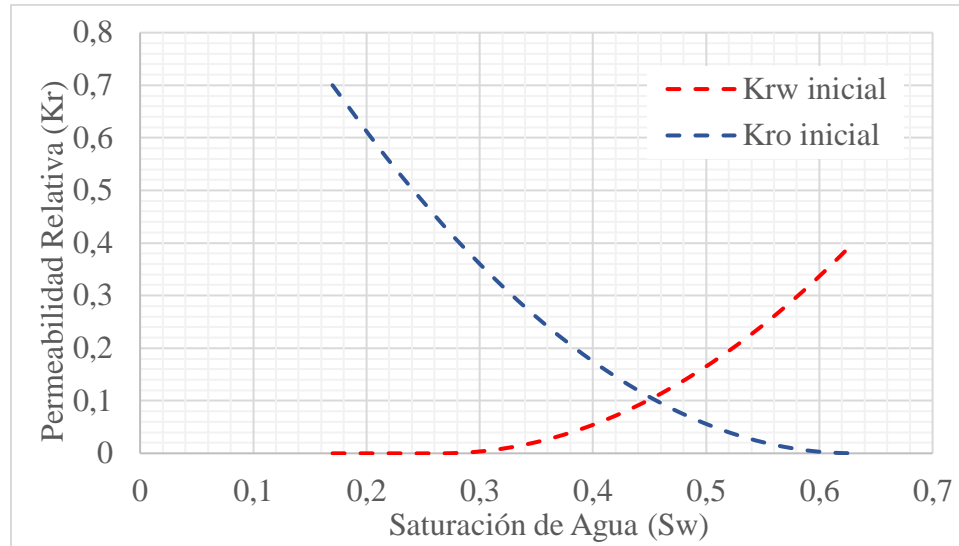
Tabla 28

Endpoints Fm. Mugrosa Iniciales

Propiedad	Valor
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.17
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.2668
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.37
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.3
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr} (K_{ro})	0.7
Exponente de saturación del agua (N_w)	2
Exponente de saturación del aceite (N_o)	2

Figura 36

Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite iniciales



Nota: La figura 36 representa el primer set de curvas de permeabilidad relativa construida en CMG.

Posteriormente se ajustaron estos valores junto con los exponentes de saturación de agua y petróleo (aún no conocidos), para optimizar la precisión del modelo durante la etapa de inyección de agua.

La cuantificación de adsorción para la formación Mugrosa fue realizada por Mendoza (2023), por ello, la adsorción en este modelo no fue representado a través de los parámetros de Langmuir, sino mediante el recurso de tabla en el simulador con información de la concentración del surfactante versus la adsorción (tabla 29).

Tabla 29*Adsorción de surfactante en función de su concentración*

Concentración Inicial (%m/v)	Adsorción (mg/100groca)
0.01	3.89
0.02	7.79
0.03	12.66
0.035	17.54
0.045	18.50
0.05	19.47
0.1	45.81
0.15	60.36
0.2	88.68
0.25	105.85
0.3	132.52
0.4	157.69
0.5	179.58

4.5 Inicialización y condiciones de frontera

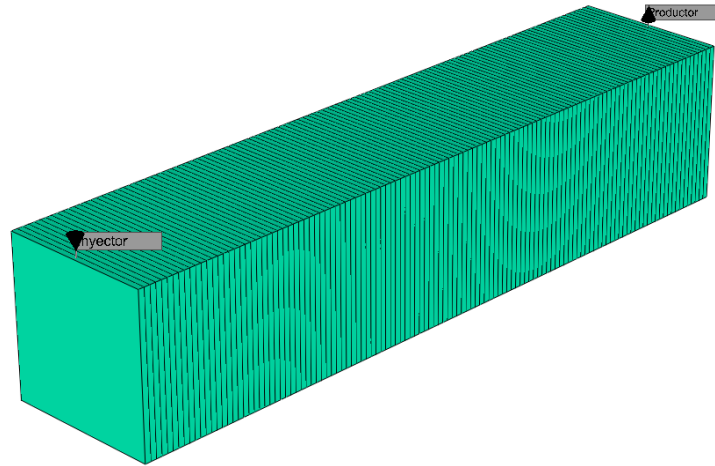
La presión a la que estaba sometida la muestra durante la prueba era de 400 psi (2757.9 KPa), misma que llevó el modelo numérico. Además, la presión de producción fue representada por los datos de presión de producción reportados por la prueba y, la tasa de inyección se mantuvo en 0.2 cm³/min. En la tabla 30 se observan las coordenadas de los pozos creados y en la figura 37 se visualizan sus ubicaciones en el modelo.

Tabla 30*Coordenadas de los pseudopozos inyector y productor*

Pozo	Coordenadas IJK
Inyector	1, 1, 1
Productor	120, 1, 1

Figura 37

Ubicación de los pseudopozos inyector y productor



4.5.1 Ajuste Histórico de la Inyección de Agua

El ajuste de esta primera etapa se realizó a través de CMOST AI. Los rangos de variación de estos parámetros se determinaron a partir de la incertidumbre de los datos y de revisión bibliográfica. Para los datos medidos, como la saturación de agua crítica (S_{wcrit}), la saturación de aceite residual (S_{or}) e incluyendo la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se tomó una incertidumbre del 10 % en sus valores. Mientras que, los rangos de permeabilidad relativa y los exponentes de saturación se definieron según la literatura encontrada (Guo et al., 2023; Shehata et al., 2016; Shojaei et al., 2015). La tabla 31 presenta los rangos implementados durante el ajuste histórico.

Tabla 31

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

Parámetro	Rango de variación
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.15 - 0.19
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.24 - 0.293
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.33 - 0.4
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.1 - 0.99
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr} (K_{ro})	0.2 - 0.99
Exponente de saturación del agua (N_w)	1 - 3
Exponente de saturación del aceite (N_o)	1 - 3

Luego de que el software analizara los diferentes escenarios, y diera solución a las diferentes combinaciones de las variables, este convergió en el escenario más apropiado, el cual presentó un 8.06 % de error global relativo. Sus resultados se observan en las figuras 38, 39 y 40.

Figura 38

Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Factor de Recobro

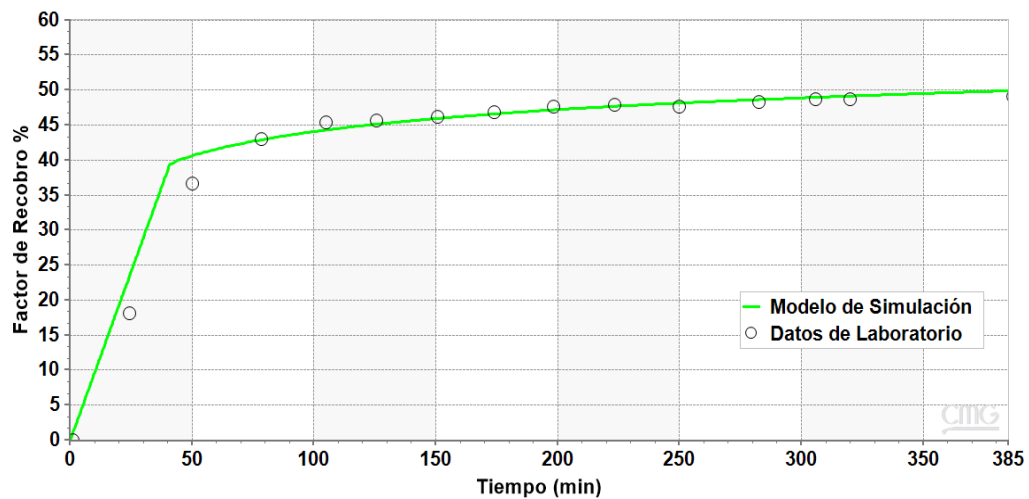
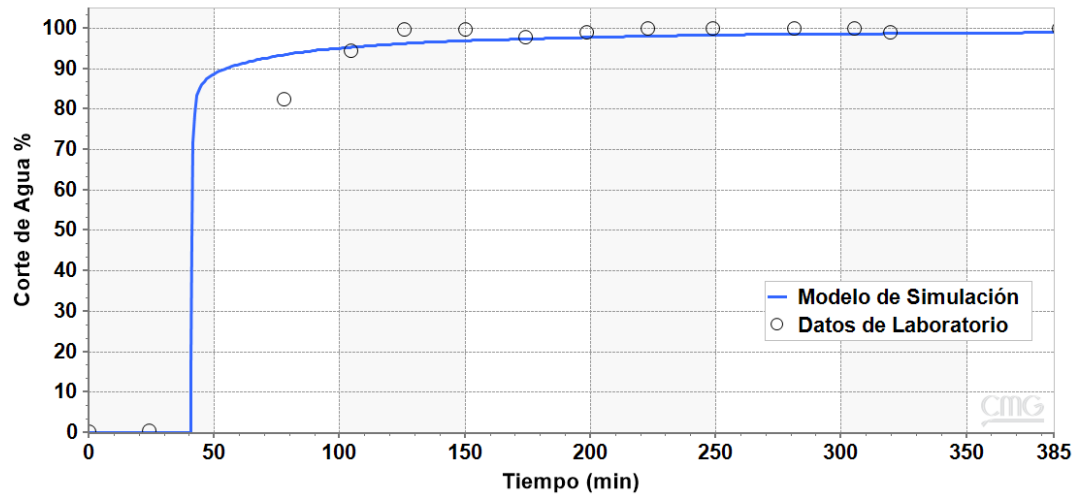
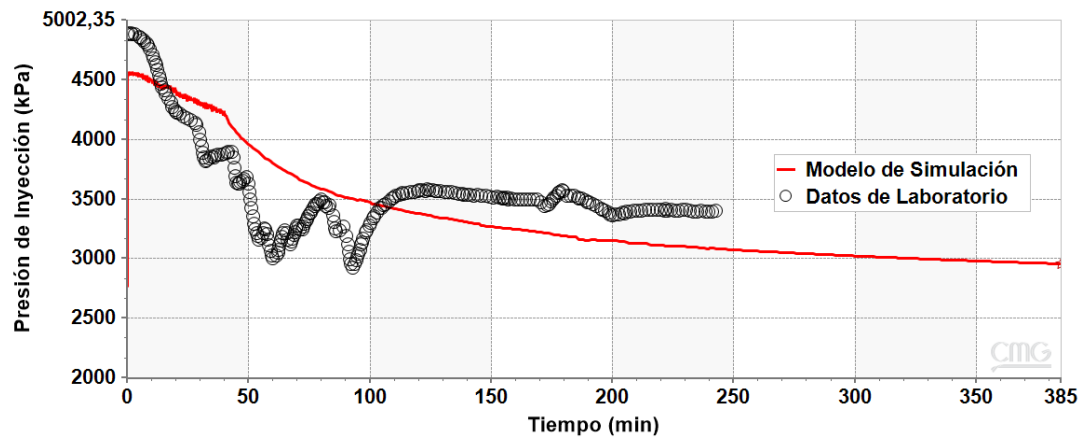


Figura 39

Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Corte de Agua

**Figura 40**

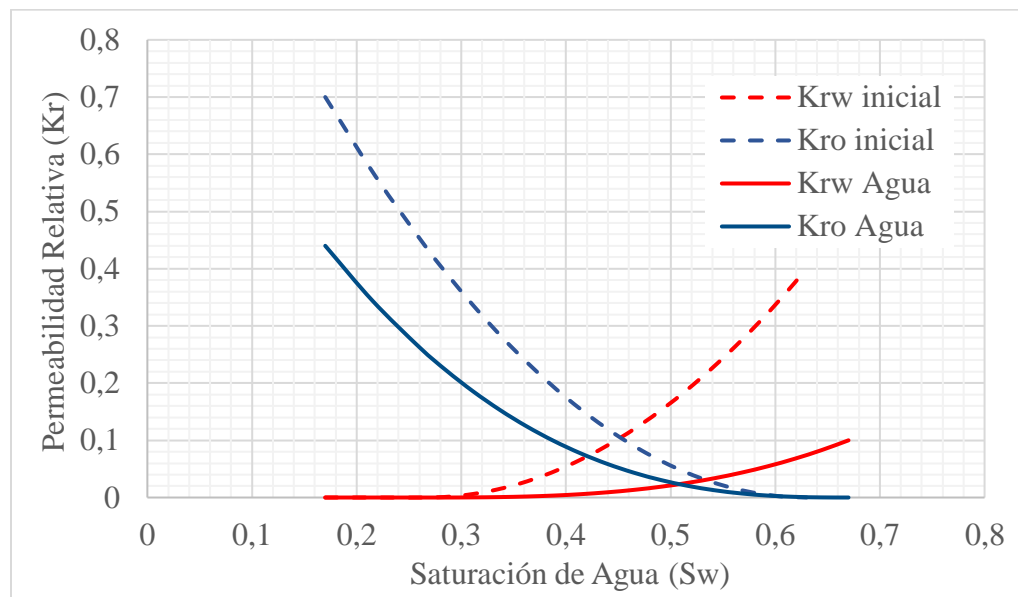
Ajuste histórico de la Inyección de Agua Fm. Mugrosa – Presión de Inyección



Los valores de las variables correspondientes al escenario óptimo se presentan en la tabla 32, junto con las curvas de permeabilidad relativa construidas con base a estos datos. Estas curvas se presentan en la figura 41 como líneas continuas.

Tabla 32*Endpoints Fm. Mugrosa Óptimos*

Parámetro	Valor Óptimo
Saturación de agua irreducible (S_{wirr})	0.17
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.26
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.33
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.1
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wirr} (K_{ro})	0.44
Exponente de saturación del agua (N_w)	2.9
Exponente de saturación del aceite (N_o)	2.6

Figura 41*Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ajustadas*

En la formación Mugrosa, durante el proceso de inyección de agua, se observa un aumento del 13% en el punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa en comparación con las curvas iniciales (figura 41). En contraste, para la roca Berea, este incremento es de solo un 4%.

Esta diferencia en el comportamiento puede atribuirse a la heterogeneidad de la formación Mugrosa, la cual afecta la movilidad de las fases presentes en mayor medida.

4.5.2 Ajuste Histórico de la Inyección de Surfactantes

Posterior a la inyección de agua, se modeló la inyección del surfactante tal y como lo describe la fase experimental. En esta etapa se inyectaron 2.2 Vp (280 min) de la solución del surfactante (EOR 50) a una tasa constante de $0.2 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Dado que la reducción de la tensión interfacial es el mecanismo de interacción entre los fluidos en este estudio, y como se describió en el modelamiento de este fenómeno, se generó un segundo conjunto de curvas de permeabilidad relativa. En este nuevo *set* se busca una reducción en la saturación de aceite residual (S_{or}) del 6 %, como valor máximo, que está reportado en la investigación realizada por Mendoza (2023) y es producto de la inyección del químico.

Se conoce por revisión bibliográfica (Hosseini et al., 2019, 2023) que la permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua irreducible (K_{ro}) y la permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual (K_{rw}) también se ven afectadas por la inyección del químico y experimentan un aumento en su valor inicial, por esa razón el límite inferior del rango de variación de estos parámetros parte de los valores ajustados en la inyección del bache de agua (tabla 33).

Tabla 33

Rango de variación de los parámetros seleccionados para el ajuste histórico del bache de inyección de surfactante a escala de laboratorio

Parámetro	Rango de variación
Saturación de agua crítica (Swcrit)	0.26 – 0.4
Saturación de aceite residual (Sor)	0.33 - 0.27
Permeabilidad relativa al agua @ Sor (Krw)	0.1 - 0.99
Permeabilidad relativa al aceite @ Swirr (Kro)	0.44 - 0.99
Exponente de saturación del agua (Nw)	1 - 3
Exponente de saturación del aceite (No)	1 - 3
Logaritmo común del Número Capilar (Nc)	-4.9 a -1

El escenario óptimo encontrado después de haberse realizado el estudio de tipo ajuste histórico en la herramienta CMOST AI arrojó un error relativo global de 7.54 % considerando los datos de experimentales y las funciones de factor de recobro, corte de agua y presión de inyección del modelo de simulación. Los resultados obtenidos se visualizan en la figura 42, 43 y 44.

Figura 42

Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Factor de Recobro

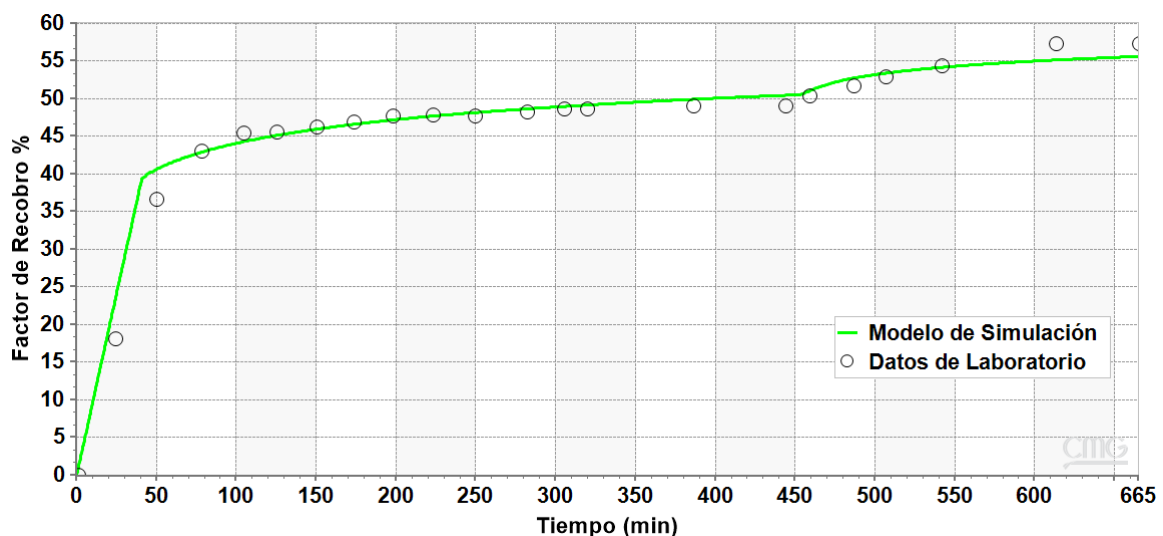
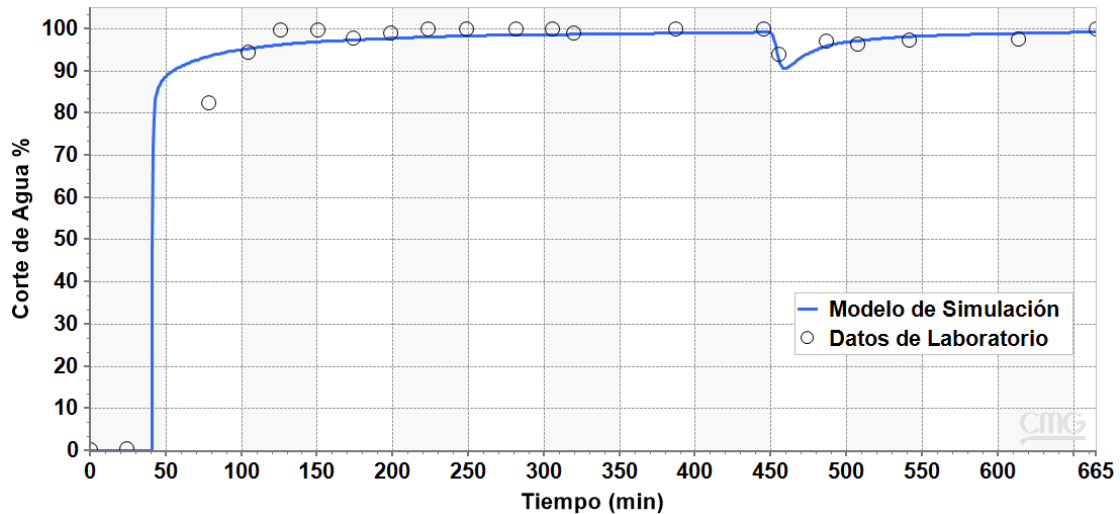
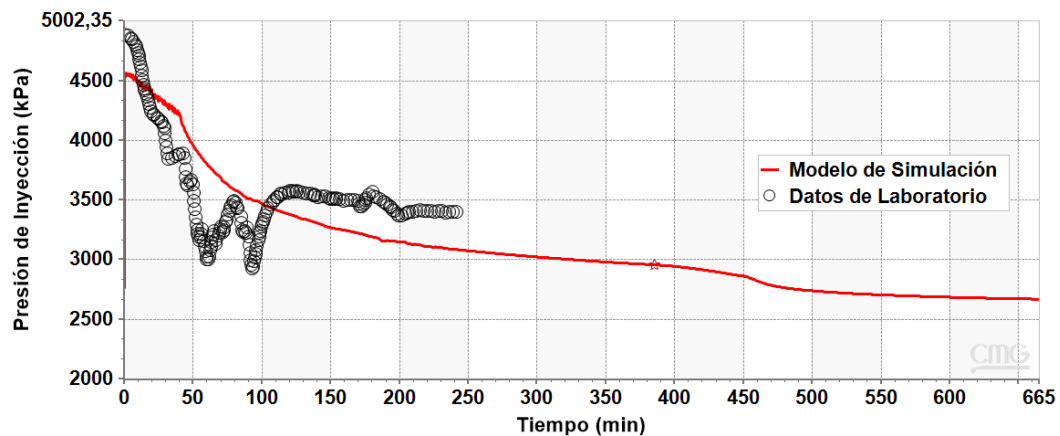


Figura 43

Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Corte de Agua

**Figura 44**

Ajuste histórico de la Inyección de Surfactante Fm. Mugrosa – Presión de Inyección



El surfactante impactó los parámetros de saturación de aceite residual (S_{or}), permeabilidades relativas al aceite y agua (K_{ro} y K_{rw}) y; el logaritmo del número capilar (N_c). Como se observa en la tabla 34 el S_{or} se redujo un 6 %, pasó de 0.33 a 0.27, el logaritmo del número capilar (N_c) aumentó de -5 (curvas del primer conjunto) a -4.2 y; K_{rw} y K_{ro} también experimentaron un aumento.

Estos cambios se reflejan en la figura 45, en la cual se comparan las curvas de permeabilidad relativa luego de la inyección de agua y estas curvas luego de la inyección de surfactante.

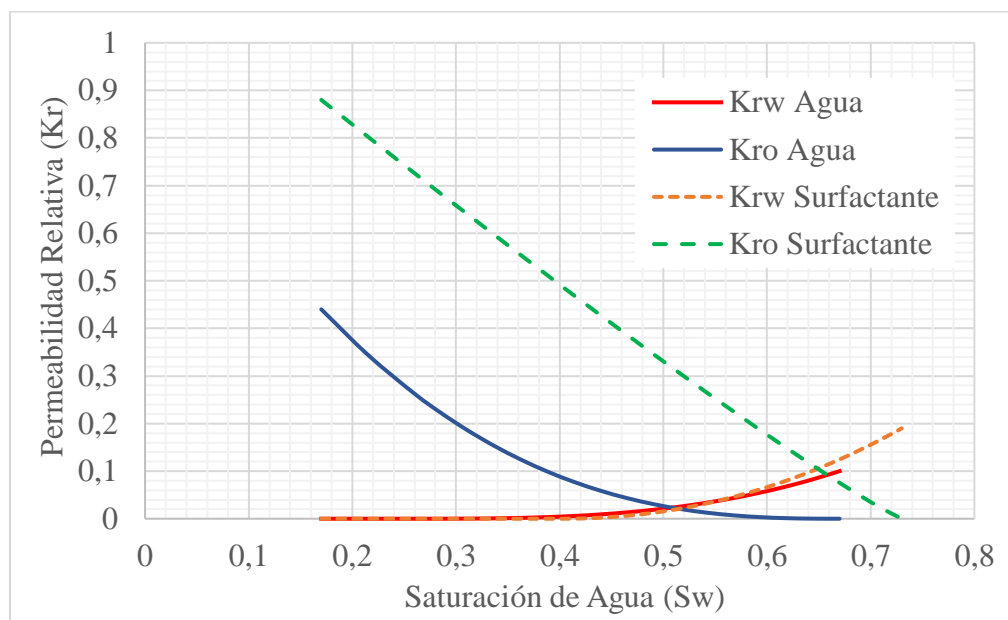
Tabla 34

Endpoints Fm. Mugrosa Óptimos

Parámetro	Valor Óptimo
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.4
Saturación de aceite residual (S_{or})	0.27
Permeabilidad relativa al agua @ S_{or} (K_{rw})	0.19
Permeabilidad relativa al aceite @ S_{wrr} (K_{ro})	0.88
Exponente de saturación del agua (N_w)	2.1
Exponente de saturación del aceite (N_o)	1.1
Logaritmo común del Número Capilar (N_c)	-4.2

Figura 45

Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite Surfactante



En la formación Mugrosa, luego del proceso de la inyección de surfactante, se observó un aumento del 27.45% en el punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa. En contraste, para la roca Berea, este incremento fue del 13.72%. Como se explicó anteriormente, la causa puede ser asociada a la heterogeneidad de la formación.

5 Optimización de los parámetros más incidentes en el modelo de simulación de la formación Mugrosa

Para identificar el mejor escenario para la selección de una estrategia de aplicación adecuada en la técnica a escala de laboratorio, se realizó un proceso de optimización. Este proceso involucró el análisis de cómo diversos parámetros operacionales afectaban ciertas funciones objetivo.

El estudio de los diversos aspectos operacionales del proceso de inyección de surfactantes permitió identificar aquellos que tienen un mayor impacto en el factor de recobro y la relación químico-aceite (RQA). Las variables operativas más influyentes seleccionadas fueron la tasa de inyección, la concentración del surfactante y el tamaño del bache de inyección del químico.

Una vez definidas las variables operacionales a considerar en la optimización, la tabla 35 muestra cada parámetro junto con su rango de variación. Estos rangos se establecieron en función de las formulaciones de surfactante preparadas en el laboratorio, la duración de la inyección de surfactante y la configuración del equipo STEAM LDE utilizado en la prueba de desplazamiento.

Tabla 35*Variación de los parámetros operacionales.*

Variable	Límite inferior	Límite superior
Tasa de inyección (cm ³ /min)	0.1	2
Concentración del surfactante (% p/p)	0.1	2
Tamaño de bache (min)	15	280

El proceso de optimización se desarrolló mediante la herramienta CMOST AI, que mediante inteligencia artificial permite sondear la combinación de parámetros adecuada con la finalidad de optimizar alguna variable objetivo. Sin embargo, dicha herramienta tiene la limitante de permitir evaluar solo una variable a la vez, lo cual impide realizar un estudio abarque todas las funciones objetivo propuestas (Factor de recobro y RQA).

Teniendo esto en cuenta, se optó por seguir un procedimiento que permite considerar el par de funciones objetivo:

Inicialmente, se optimizó individualmente cada variable objetivo despreciando la influencia que tenga sobre las demás, esto con la intención de obtener los valores máximos que se puede alcanzar en cada variable objetivo (para RQA sería el valor mínimo) en una basta cantidad de combinaciones posibles.

Seguidamente, dado que se busca minimizar la relación químico-aceite, y es necesario que todas las optimizaciones sigan la misma dirección, se continuó el análisis utilizando el inverso de la RQA, que puede ser maximizado. Esta acción tiene como finalidad convertir todas las variables objetivo a una misma unidad y rango, lo que permite sumarlas y obtener una función global que las incluya.

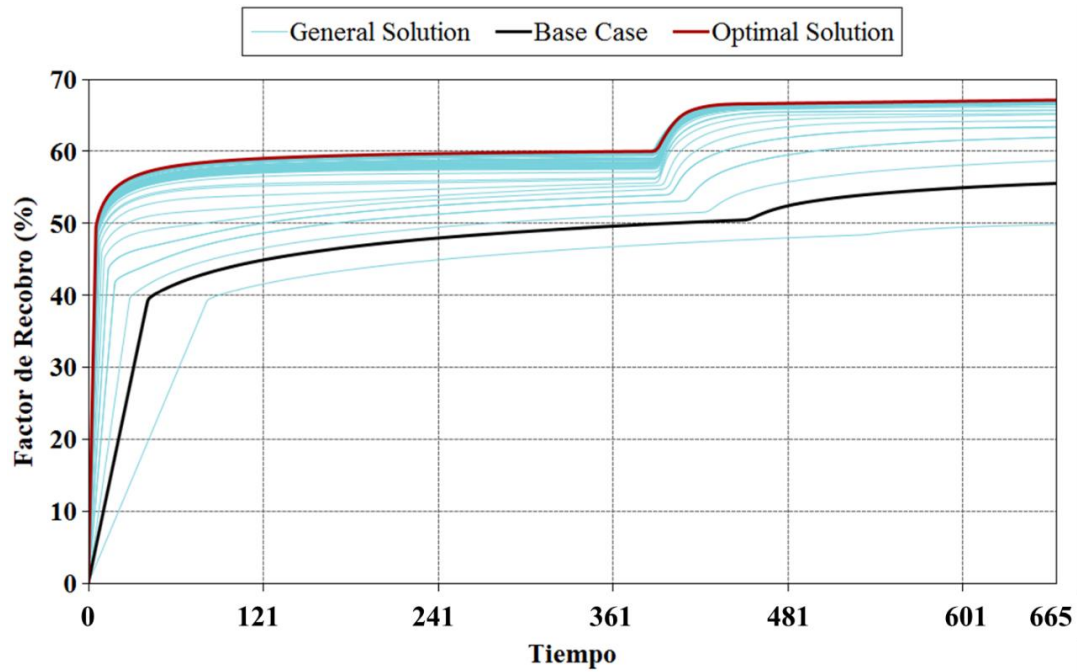
Finalmente, se creó una función global que considera todas las funciones objetivos normalizadas. Dicha función se puede observar a continuación.

$$\text{Optmización Global} = \frac{FR}{FRMax} + \frac{RQA(Inv)}{RQA(InvMax)} \quad (15)$$

Según se observa en la ecuación 15, cuando cada variable objetivo se aproxime a su valor máximo, la fracción correspondiente tenderá a acercarse a 1. De esta manera, cada variable objetivo se transformará en un valor que oscilará entre 0 a 1, donde un valor cercano a 0 indicará que la función se encuentra lejos de su valor máximo, mientras que un valor próximo a 1 señalará que se está acercando a su valor máximo. Bajo estas condiciones, es posible sumar las dos funciones objetivo y obtener una función global a optimizar, cuyo valor máximo sería 2 (lo que ocurriría cuando cada función objetivo normalizada tenga un valor de 1).

5.1 Optimización del Factor de Recobro

La optimización del factor de recobro tiene como propósito conocer cuál de las combinaciones de los parámetros operacionales proporciona una mayor eficiencia de desplazamiento, excluyendo la función objetivo de la RQA, y con esto conocer cuál es su valor máximo para realizar la normalización.

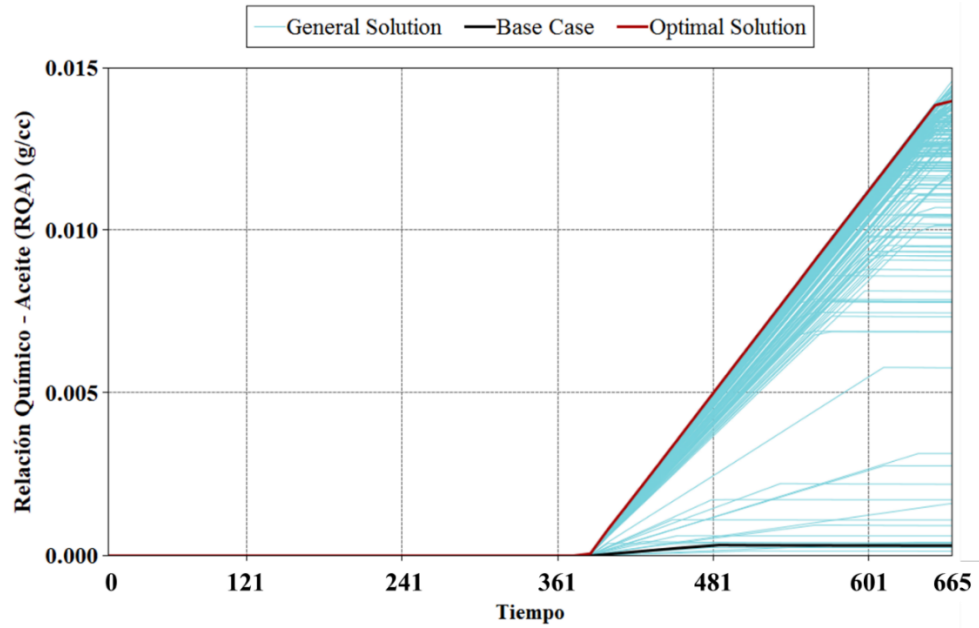
Figura 46*Optimización del factor de recobro*

Luego de 500 experimentos, se logró maximizar el factor de recuperación de petróleo (figura 46), alcanzando un valor óptimo del 67.11%. Este escenario maximizado se obtuvo mediante una tasa de inyección de surfactante de $1.99 \text{ cm}^3/\text{min}$ y una concentración del 2% p/p durante un período de 269 minutos.

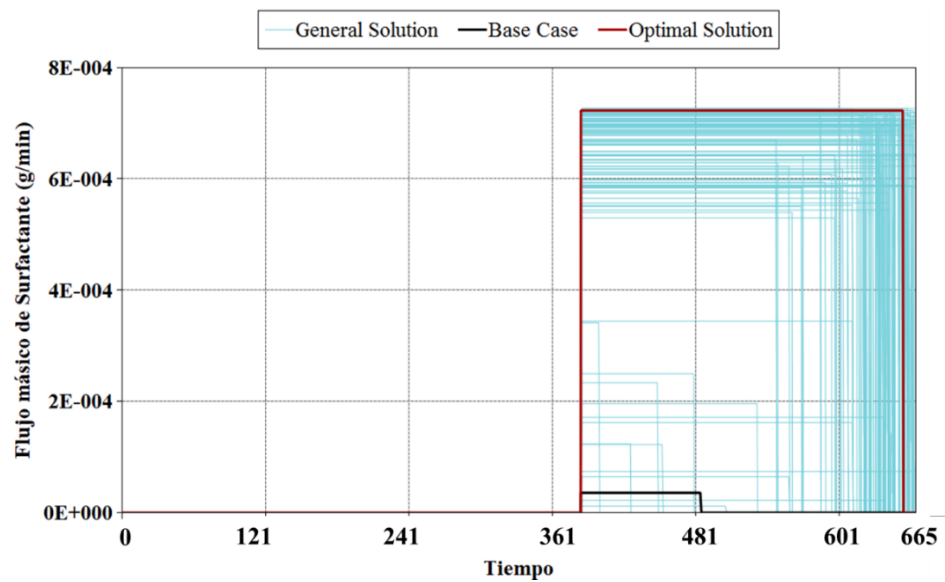
Efectivamente, este resultado es uno de los escenarios que representan una mayor RQA, como se evidencia en la figura 47, donde se obtiene una alta relación. Además, es uno de los escenarios con mayor tamaño de bache (figura 48), obteniendo casi el valor máximo del rango y; la más alta masa acumulada de surfactante (figura 49) luego de la inyección del químico.

Figura 47

Efecto de la optimización del factor de recobro sobre RQA

**Figura 48**

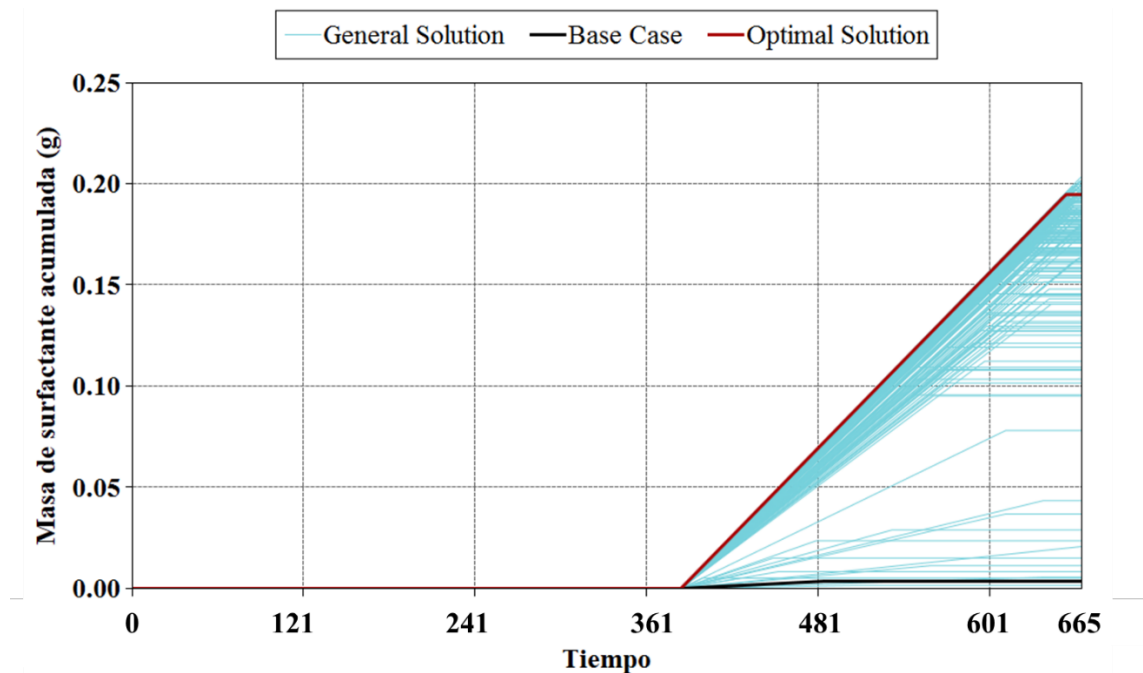
Tamaño de bache inyectado para máximo factor de recobro



A través de la función del flujo másico del surfactante se puede observar el tamaño del bache inyectado, puesto que se logra apreciar la duración y la cantidad de químico que está siendo inyectado.

Figura 49

Efecto de optimización factor de recobro sobre la masa acumulada de surfactante



A causa de que la función de factor de recobro se desea maximizar, y la función de RQA, minimizar, se requiere la optimización de una función global. De esa manera se garantiza que se encuentre un escenario apropiado en favor de las dos funciones. Así pues, la ecuación 16 corresponde a la función objetivo normalizada del factor de recobro.

$$FR = \frac{FR}{FR_{m\acute{a}x}} = \frac{FR}{67.11\%} \quad (16)$$

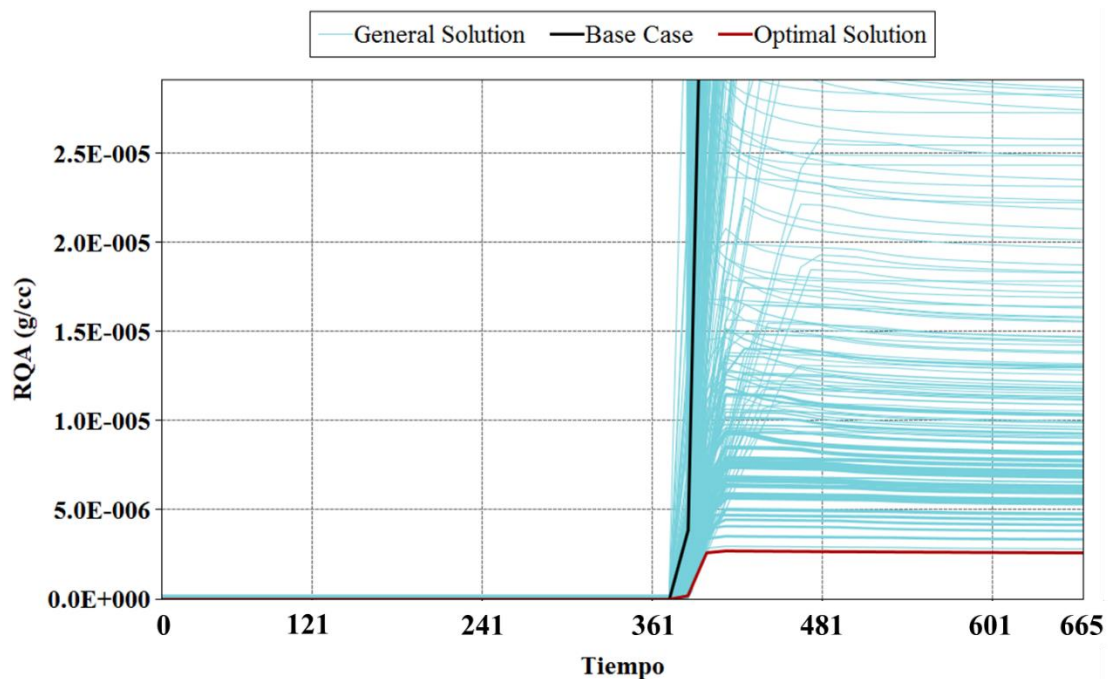
5.2 Optimización de la relación químico-aceite (RQA)

El objetivo principal de la función de relación químico-aceite (g/cm^3) es identificar el escenario óptimo que minimice la cantidad de surfactante inyectado requerida para producir 1 cm^3

de crudo. Esta optimización se realiza mediante la manipulación de parámetros operativos, sin considerar el impacto en el factor de recuperación de petróleo. La figura 50 presenta los resultados obtenidos en la relación químico aceite.

Figura 50

Optimización de la relación químico-aceite (RQA)

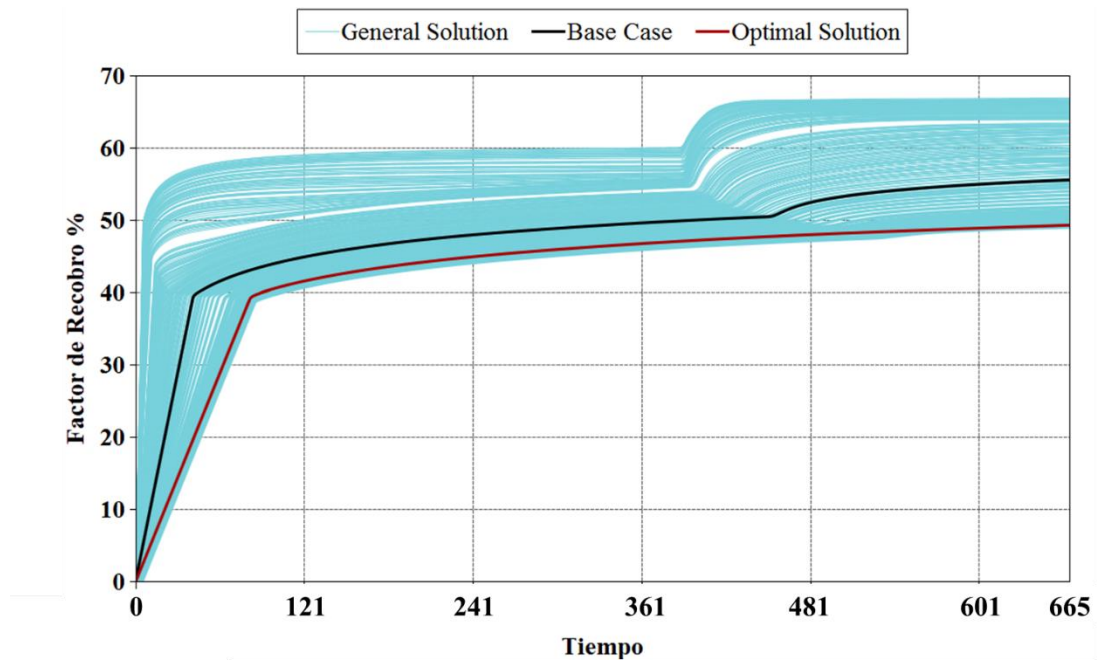


Se logró minimizar la función objetivo de RQA, la cual reportó un valor de 2.611×10^{-6} g/cm³. Este escenario se obtuvo con unos parámetros de 0.2 cm³/min de tasa de inyección, 0.1% p/p de concentración del surfactante, y el mínimo tamaño de bache, correspondiente a 15 minutos.

Como se había mencionado, este escenario representa uno de los escenarios con menor factor de recobro, con la menor eficiencia de desplazamiento asociada a la inyección del surfactante como se puede evidenciar en la figura 51.

Figura 51

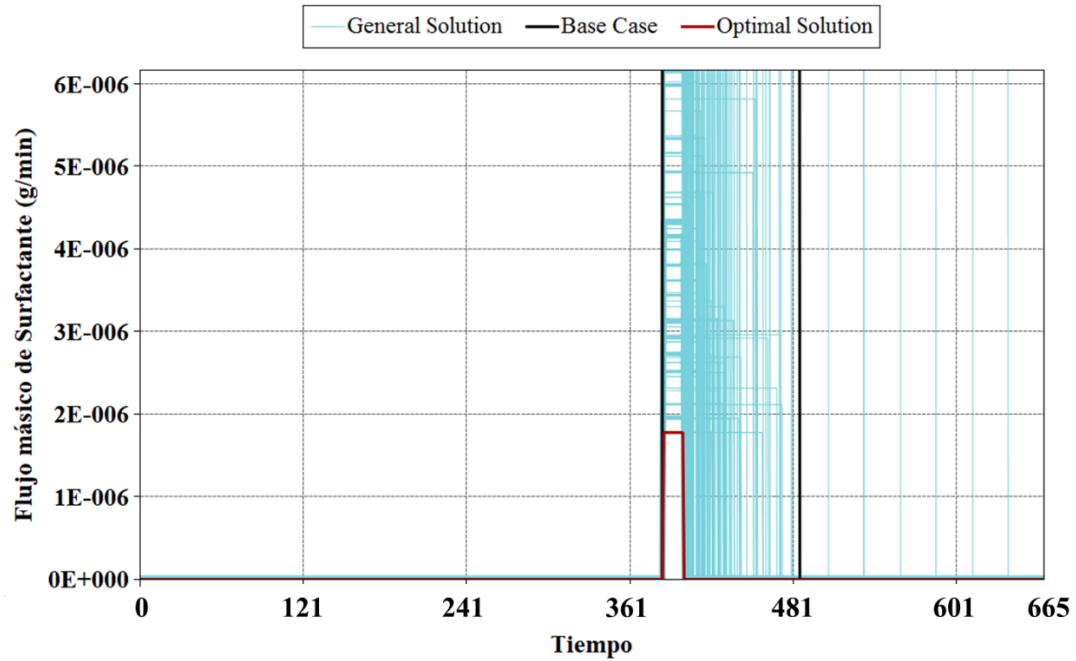
Efecto de la mínima RQA sobre el factor de recobro



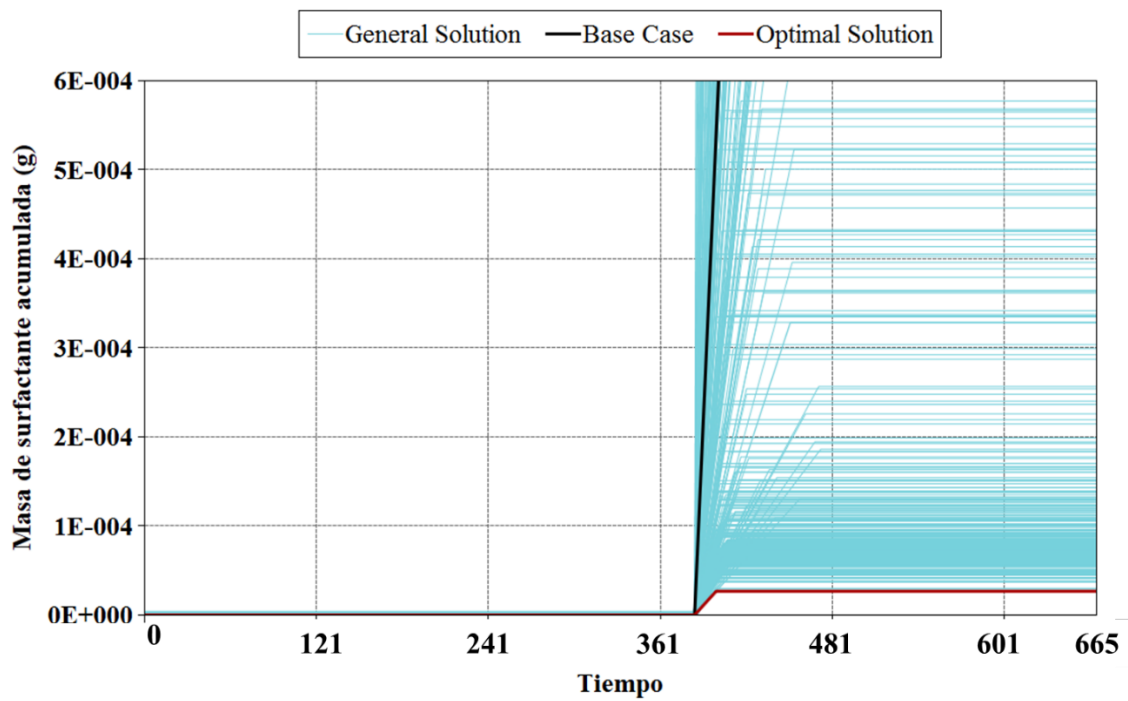
En concordancia, este escenario utilizó el menor tamaño de bache (figura 52) posible propuesto para este estudio y; en consecuencia, la menor masa acumulada de surfactante (figura 53).

Figura 52

Efecto de la mínima RQA sobre el tamaño de bache

**Figura 53**

Efecto de la mínima RQA sobre la masa acumulada de surfactante



Integrando este resultado en el segundo término de la ecuación (15), define la función objetivo para la RQA normalizada en los términos de la ecuación (17).

$$RQAInv \text{ Normalizado} = \frac{RQAInv}{RQAInv_{m\acute{a}x}} = \frac{RQAInv}{3.833 \times 10^5 / (\frac{g}{cm^3})} \quad (17)$$

Como la RQA mínima es $2.611 \times 10^{-6} \text{ g/cm}^3$, su inverso es 3.833×10^5 . Y es el valor que representa el máximo de esta función normalizada.

5.3 Optimización de la función objetivo global

Luego de haber optimizado las dos funciones objetivo y obtener el aporte de cada una de estas para la función global, se procede a su declaración, que se muestra en la ecuación 18.

$$\text{Optimización Global} = \frac{FR}{67.11\%} + \frac{RQAInv}{3.833 \times 10^5 / (\frac{g}{cm^3})} \quad (18)$$

Después del proceso de optimización, se obtienen los resultados mostrados en las figuras 54 a 57, donde se observa el impacto sobre el factor de recobro, la relación químico aceite, el tamaño del bache y la masa de surfactante acumulada.

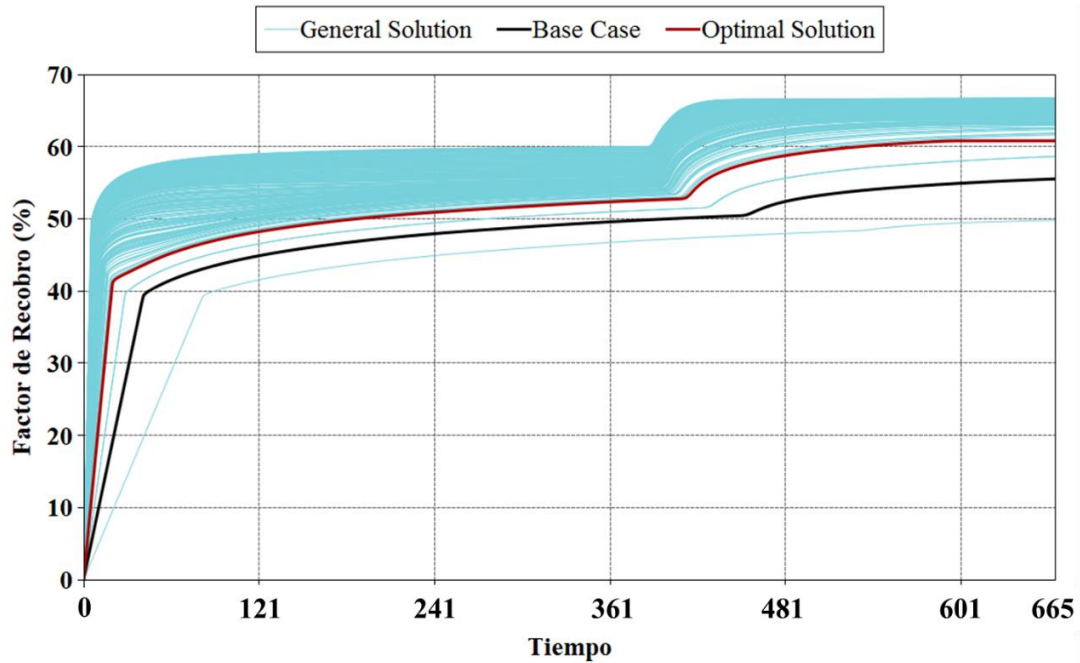
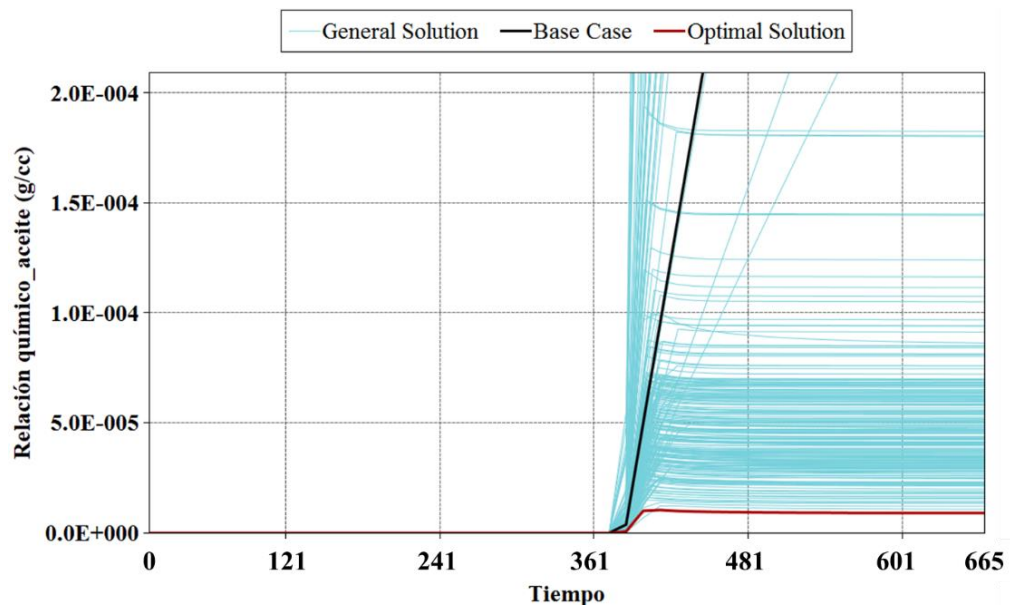
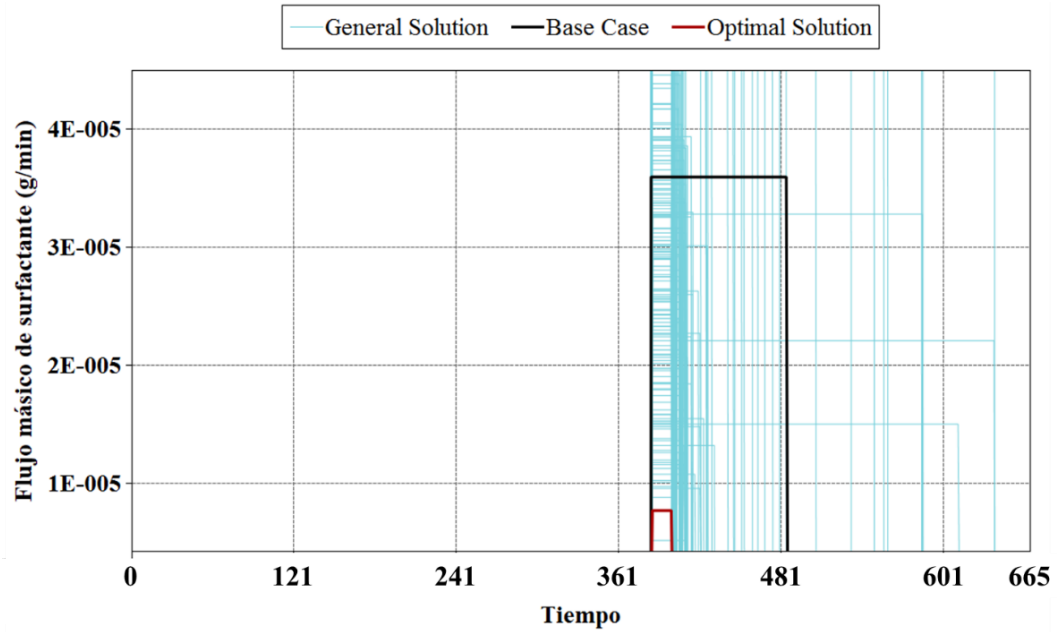
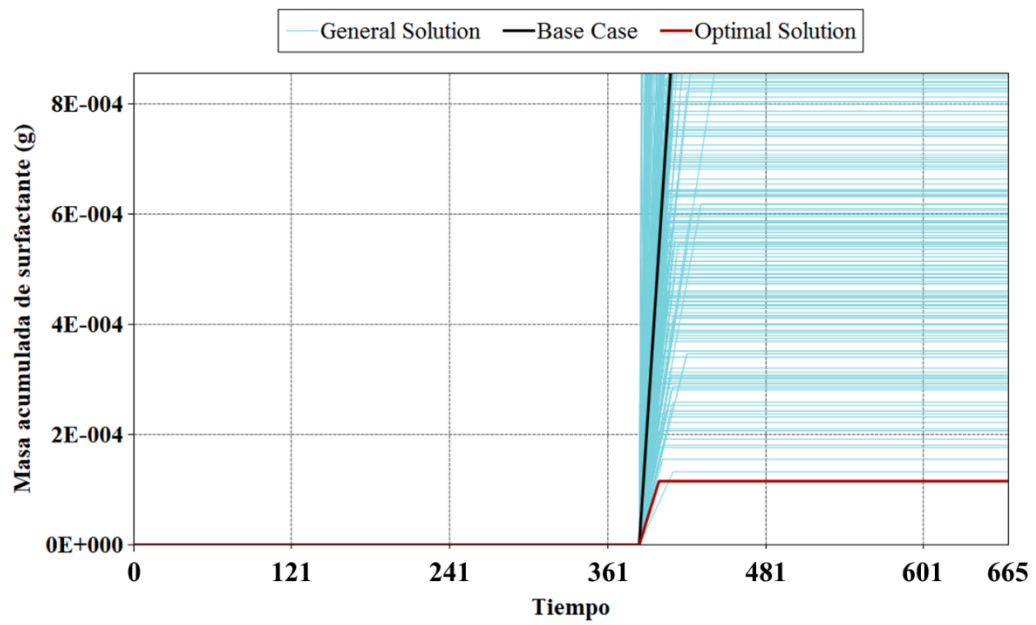
Figura 54*Factor de Recobro óptimo***Figura 55***Relación químico aceite óptima*

Figura 56*Tamaño del bache óptimo***Figura 57***Masa acumulada de surfactante óptima*

Este caso óptimo se consiguió con los parámetros de la tabla 36, donde se logra maximizar el factor de recobro a una RQA mínima posible para obtenerlo. Por su parte, con dichos valores se obtuvo un factor de recobro de 60.8 % y una RQA de $9.15 \times 10^{-6} \text{ g/cm}^3$.

Tabla 36

Parámetros operacionales del escenario óptimo

Variable	Óptimo
Tasa de inyección (cm ³ /min)	0.4325
Concentración del surfactante (% p/p)	0.1
Tamaño de bache (min)	15

La función global normalizada alcanzó un valor máximo de 1.19, cuando el límite superior era 2.

Los cálculos se describen en la ecuación (19).

$$\text{Optimización Global} = \frac{60.8 \%}{67.11 \%} + \frac{1.09 \times 10^5 / (\frac{g}{cm^3})}{3.833 \times 10^5 / (\frac{g}{cm^3})} = 0.906 + 0.2854 = 1.19 \quad (19)$$

Esto demuestra la efectividad de la función para encontrar el mejor escenario en términos de factor de recobro y relación químico-aceite.

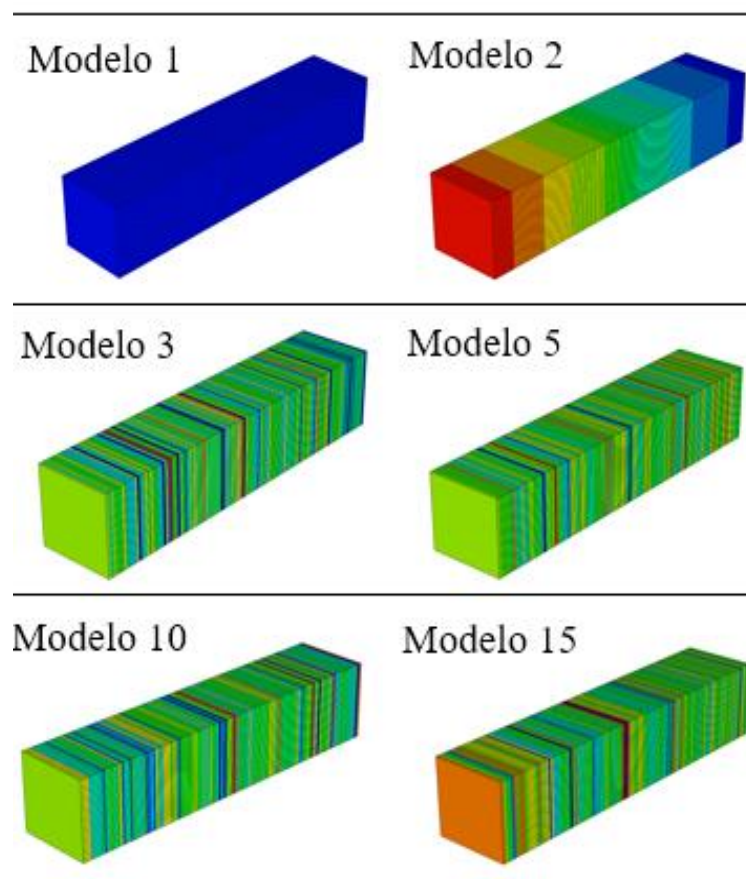
5.4 Evaluación de la optimización del proceso de inyección de agua y surfactante en la muestra agrupada de la Formación Mugrosa considerando cambios de las variables petrofísicas.

A partir de este modelo optimizado resultantes en la sección 5.3, se propusieron 15 modelos de simulación, donde cada uno se compuso de un modelo estático diferente, es decir, las propiedades petrofísicas de porosidad y de permeabilidad eran los parámetros distintivos entre

estos para capturar la variabilidad de las propiedades; es decir, conocer como la heterogeneidad en la muestra afecta la descripción del fenómeno, especialmente en la variable de factor de recobro, propia en la medición experimental. En la figura 58 se evidencian algunos de los modelos construidos.

Figura 58

Modelos creados para el análisis de incertidumbre



El primer modelo correspondió al modelo homogéneo con propiedades de porosidad y permeabilidad de 14.53% y 20.455 mD, respectivamente. El segundo, fue el modelo construido a partir de los datos del CT, descrito en capítulo 3. Los 13 modelos restantes se construyeron siguiendo la distribución normal de la porosidad y la distribución log-normal de la permeabilidad.

Se debe tener en cuenta que la porosidad es una variable cuyos valores siguen una distribución normal, por esa razón se calcularon valores de porosidad aleatorios que cumplieran dicha condición. La desviación estándar se calculó con la Ecuación 20 dando como resultado 0.03.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{N}} \quad (20)$$

Donde;

x_i es la porosidad de cada muestra

μ es la media

σ es la desviación estándar

N es el número de datos, en este caso son cuatro (4)

La distribución normal de la porosidad se halló a partir de la función de densidad de probabilidad. Esta función refleja el valor de la probabilidad de que una variable aleatoria x tenga un valor y . x en este caso corresponde a cada valor de porosidad, μ a la media y σ a la desviación estándar de las muestras.

$$f(x, \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (21)$$

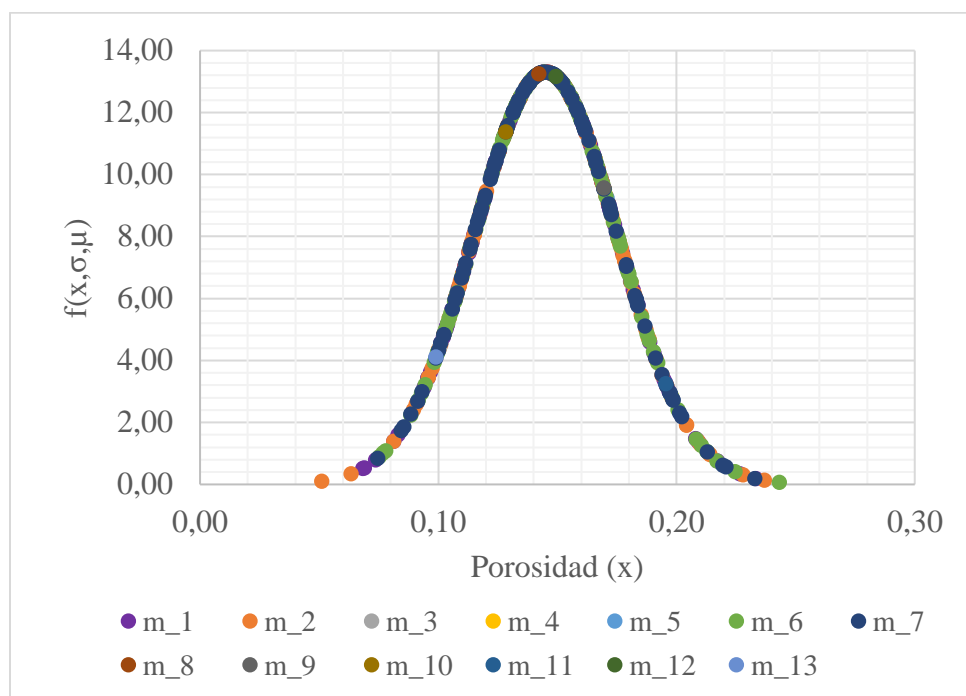
La figura 59 muestra la distribución normal de los 13 modelos construidos cada uno de 120 datos de porosidad. Estos datos cumplen con la media del modelo homogéneo y la desviación estándar de las muestras, 0.1453 y 0.03, respectivamente.

Para comprender mejor la figura 59 se debe considerar el rango de la distribución que se encuentra definido por la media y la desviación estándar, Peter, et al (2022) explica que

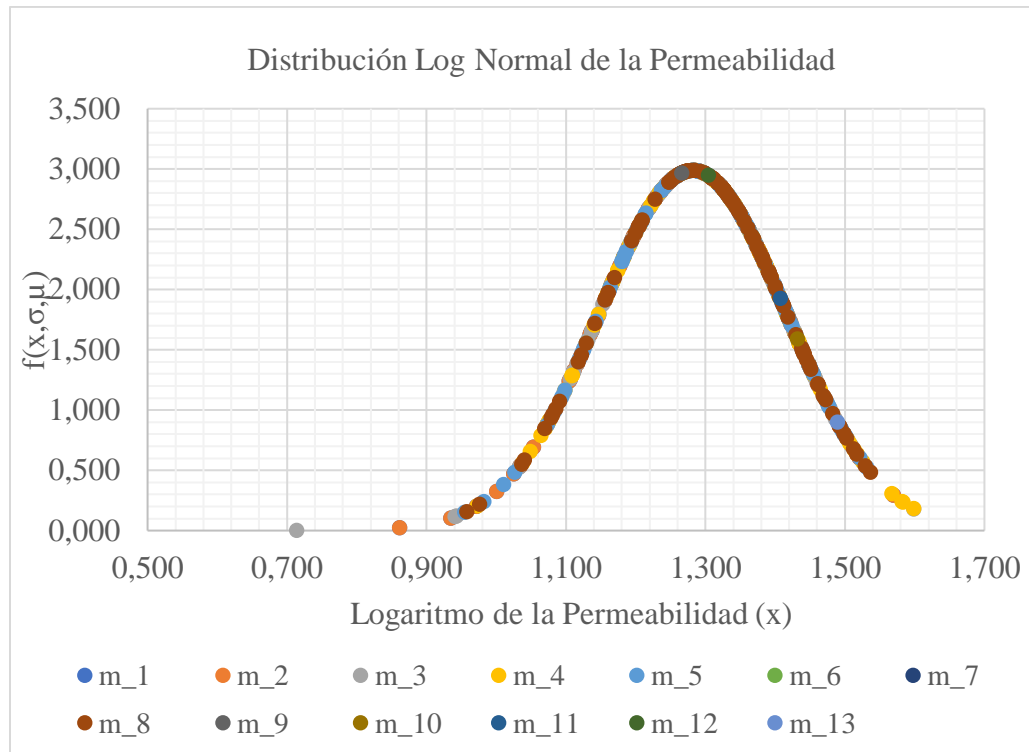
aproximadamente el 99.7% de los datos se encuentran dentro de tres desviaciones estándar de la media ($\mu \pm 3\sigma$). Debido a esto, teniendo una media de 0.1453 de porosidad y una desviación estándar de 0.03 calculados de los datos del RCAL se obtienen los límites; inferior de 0.0553 y superior de 0.2353.

Figura 59

Distribución normal de porosidad en los modelos



Así mismo, se obtuvieron los datos de permeabilidad, considerando que la permeabilidad tiene una distribución log normal. El logaritmo de los datos contó con una media de 1.28 y una desviación estándar de 0.13; en vista de que los datos brutos de permeabilidad seguían una media de 20.455 mD y una desviación estándar de 5.95.

Figura 60*Distribución logarítmica normal de la permeabilidad*

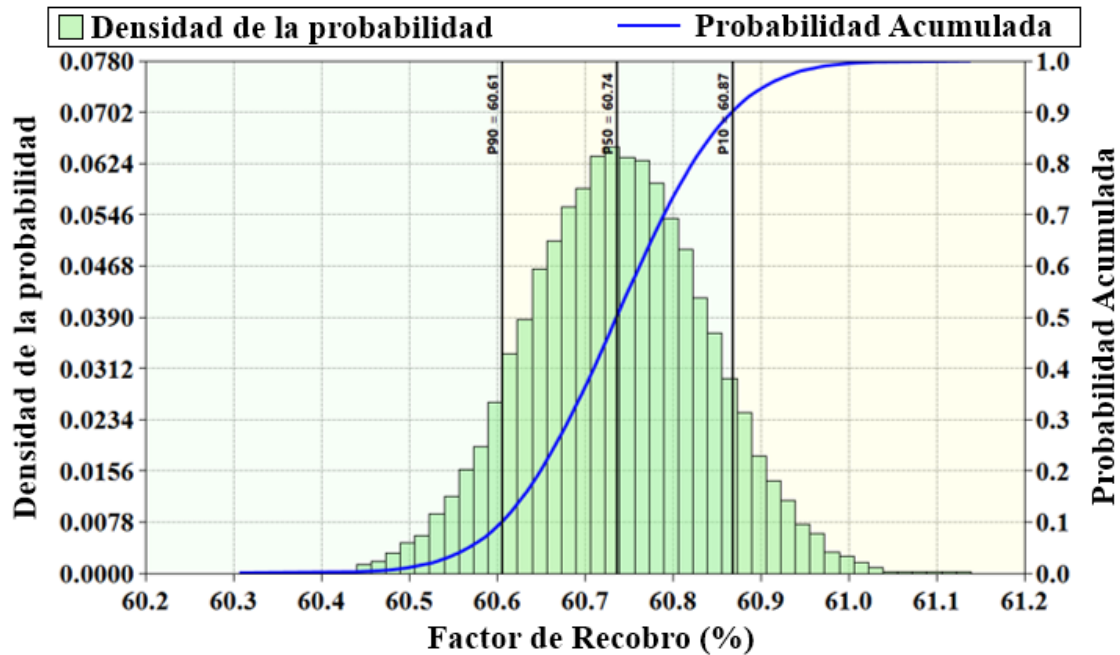
Una vez creados los modelos, se realizó un análisis de incertidumbre con la herramienta CMOST. Este análisis tiene como propósito comprender cómo la heterogeneidad afecta los resultados obtenidos en el factor de recobro evaluando los 15 escenarios construidos. Los resultados se representaron mediante una campana de Gauss, la cual indica la probabilidad de ocurrencia de cada escenario.

En la figura 61 se muestra la distribución de probabilidad de los resultados de factor de recobro obtenidos en cada escenario propuesto, donde se muestra la función de densidad de la probabilidad de color verde, y la curva color azul que representa la probabilidad acumulada del estudio. En la gráfica, también se resaltan los percentiles P10, P50 y P90, que indican el valor por debajo del cuál se encuentra ese porcentaje de los escenarios. Por ejemplo, el P90 que en este caso

es 60.87, significa que en el 90% de los escenarios se obtiene un factor de recobro al final de la inyección del químico menor o alrededor de 60.87%.

Figura 61

Distribución probabilística del factor de recobro con los modelos heterogéneos



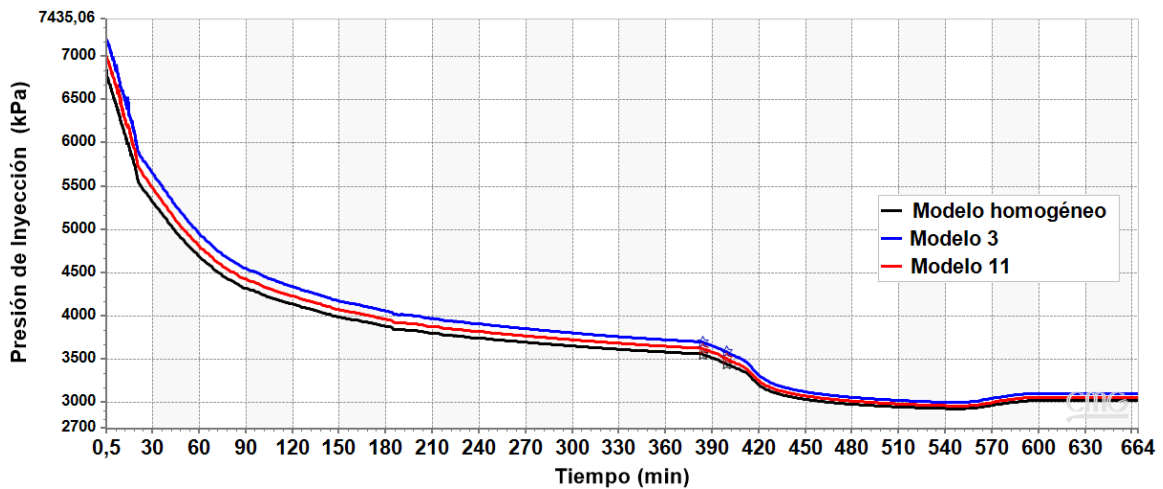
Lo que también se puede expresar explicando que hay un 90 % de probabilidad de obtener un factor de recobro al final del proceso de inyección de surfactante de 60.61 %, un 50 % de probabilidad de obtener un factor de recobro de 60.74% y una probabilidad del 10 % de obtener un factor de recobro máximo del 60.87% cuando se considera la heterogeneidad.

El análisis de los resultados revela que no existe una diferencia significativa en los valores de factor de recobro. Esto se debe a que, en las condiciones de laboratorio de este estudio, la tasa de inyección se mantuvo constante durante toda la prueba. En consecuencia, el impacto de la heterogeneidad se manifestó principalmente en la presión de inyección, la cual experimentó un aumento para compensar la heterogeneidad de la formación. Esta idea se refuerza con las curvas

de presión de inyección de la figura 62 que corresponden a los percentiles P10 (modelo 11), P50 (modelo 3) y P90 (modelo homogéneo), donde se infiere que para conservar o aumentar el factor de recobro la presión de inyección es mayor.

Figura 62

Efecto de la heterogeneidad en la presión de inyección.



En efecto, la heterogeneidad si afecta los resultados obtenidos en el factor de recobro y en la presión de inyección, a pesar de que los modelos construidos llevaban la misma distribución estadística de los valores originales de permeabilidad y porosidad.

6 Conclusiones

Se modeló numéricamente el mecanismo de disminución de las tensiones interfaciales entre el crudo y el agua producto de la inyección del surfactante, para que el petróleo fluya con más facilidad con la menor pérdida de surfactante por efecto de la adsorción del sustrato en la formación estudiada.

Al momento de realizar la discretización de la malla es importante tener cuenta diversos criterios de evaluación para lograr obtener un modelo que brinde convergencia numérica y estabilidad, para el modelo de 60 celdas se obtuvo un MAPE 1.64%. A su vez, es un modelo que brindó convergencia numérica lo cual fue confirmado con el CFL de 0.47 que se obtuvo.

Para el ajuste alcanzado durante la prueba de inyección de agua resultó con un error global del 3.02 %, lo cual se considera un porcentaje aceptable en un estudio de tipo ajuste histórico. Es esencial considerar los parámetros que se pretenden ajustar y comprender el potencial impacto que podrían tener en el logro de los objetivos establecidos. Para el ajuste alcanzado durante la prueba de inyección de surfactante resultó con un error global relativo correspondiente al 3.65 %

Mediante diferentes escenarios de simulación se logró determinar las variables más incidentes en el fenómeno de estudio donde se estipuló una estrategia de aplicación óptima con una tasa de inyección de $0.4325 \text{ cm}^3/\text{min}$, una concentración del surfactante de 0.1 % p/p y un tamaño de bache 15 min. Con esta estrategia, se logra tener la mejor relación químico-aceite para obtener el mejor factor de recobro.

Los resultados sugieren que es menos probable encontrar escenarios con un alto factor de recobro y un diferencial de presión de inyección mayor cuando se tiene en consideración la heterogeneidad en el estudio. Se evidencia así, mediante la creación de diferentes modelos que siguen una distribución probabilística normal la influencia de las diferentes propiedades petrofísicas en el factor de recobro y la presión de inyección en desarrollo de la técnica a escala de laboratorio.

7 Recomendaciones

Los resultados satisfactorios obtenidos al evaluar un proceso de inyección de surfactante en muestras de afloramiento de la formación geológica Mugrosa potencian la aplicación de la tecnología en este yacimiento definido como el tercer productor de Colombia. De esta manera, se recomienda escalar esta evaluación al yacimiento, incorporando información de muestras de núcleos, registros geofísicos, sísmica, pruebas de producción, presión, tomando en cuenta que sus resultados propicien el desarrollo de esta tecnología emergente en el área de recobro químico, donde se evidencie el aumento en los volúmenes producidos y en consecuencia en el factor de recobro; y de esta manera, garantizar el acceso a una energía asequible, implementando una tecnología de bajas emisiones.

Referencias Bibliográficas

- 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>
- Al-Bahar, M. A. (October de 2004). Evaluation of IOR potential within Kuwait. In Abu Dhabi international conference and exhibition. *One Petro*.
- Ana María Jiménez Molano, S. F. (2014). Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros para recobro mejorado, considerando fenómenos de interacción roca/fluidos. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*.
- Atkinson, H. (s.f.). Recovery of petroleum from Oil Bearing Sands. *U.S. Patent No. 1.651.311*.
- Babadagli. (2020). *Philosophy of EOR. Journal of Petroleum Science & Engineering*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106930>
- Bruce, P., Bruce, A., & Gedeck, P. (2022). *Estadística práctica para ciencia de datos con r y python*. Marcombo, S.A..
- Casadiego Quintero, E., Ortiz, A., Meza, G., & Colegial, J. D. (2010). CARACTERIZACIÓN DE LA CONTINUIDAD LATERAL Y VERTICAL DE LAS ARENISCAS CONTINENTALES: EL CASO DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO LLANITO Y CASABE.
- Cheguenizadeh, N. S. (2017). *Most Common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery*.
- Clavijo, J., y Royero G, J. (2001). *Mapa geológico Generalizado Departamento de Santander*.
- De Porta , J. (1974). *Léxico estratigráfico de Colombia - Terciario a Cuaternario*. Paris : Centre National de la Reserche Scientifique .

- Delgadillo , C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique , E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos . *Revista Fuentes, el reventón energético*, págs. 9-24.
- Dickson, J. L.-D. (2010, April). Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. *SPE improved oil recovery symposium. OnePetro*.
- Ecopetrol. (2003). *Estudio integrado de yacimientos: Campo Llanito - Gala. División de Exploración y Producción. Área estratigráfica* .
- Gale, W. W., & Sandvik, G. P. (Aug de 1973). Tertiary surfactant flooding: petroleum sulfonate composition-efficiency studies. *Soc. Pet. Eng.*, págs. 191-199.
- Goodlett, G. O. (May de 1986). The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting. OnePetro*.
- Guo, H., Cheng, L., Jia, P., & Cao, R. (2023). An improved method for fitting relative permeability curve using nuclear magnetic resonance imaging. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211812. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211812>
- Green, D. a. (1998). Enhanced Oil Recovery. En *Vol. 6, SPE Textbook Series, Richardson*. Texas.
- Hirasaki, G. J., Miller, C., & Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal*, 889-907.
- Hosseini, E., Hajivand, F., & Tahmasebi, R. (2019). The effect of alkaline-surfactant on the wettability, relative permeability and oil recovery of carbonate reservoir rock: Experimental investigation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2877-2891. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0671-4>
- Hosseini, E., Hosseini, N., & Sarmadivaleh, M. (2023). Wettability modification effects on relative permeability end-points: Comparative analysis of surfactant agents for enhanced oil

- recovery. *Petroleum Research*, S2096249523000674.
<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.09.002>
- Julio Murcia, J. M., & Rocha Sánchez, J. A. (2016). *Determinación de la continuidad de la arena B3 en la caracterización petrofísica de la Formación Mugrosa mediante registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el Campo Yariguí*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Kamal, M., Husein, I., & Sultan, A. S. (2017). Review on surfactant flooding: phase behavior,. *Energy & Fuels*.
- Kingston, D., C. Dishroon, and P. Williams, 1983, Global basin classification system: AAPG Bulletin, v. 67, p. 2175-2213.
- Lake, L. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Leja, J. (1982). *Surface Chemistry of Froth Flotation*. New York .
- Liu , Z., Zhao, G., Brewe, M., Lv, Q., & Sudhölter, E. (2021). *Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery*. *Advances in Colloid and Interface Science*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102467>
- López Riaño, C. H. (2021). *Evaluación del efecto de la inclusión de una nanopartícula hidrofílica en la formulación de una mezcla binaria de surfactante en el recobro de petróleo*. Universidad Industrial de Santander.
- López, R. (2004). *Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte*. San Luis, Argentina : Universidad Nacional de San Luis.
- Martinez C, M. O. (2013). *Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento* . Caracas.

- Mendieta Penagos, A., & Rincón Bautista, L. R. (2017). *Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos x (CT)*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Mendoza, C. (2023). Evaluación de la inyección de Surfactantes en la formación Mugrosa, mediante el estudio de la adsorción y su impacto en la eficiencia de desplazamiento de crudo [Tesis de Maestría]. Universidad Industrial de Santander.
- Naranjo, C., Muñoz, S., & Arango, J. Z. (s. f.). FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA. *REVISTA FUENTES*, 8.
- Pulido V, C. (2019). *Evaluación técnico-financiera de la inyección tipo WAG con flue gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas b de la formación mugrosa en un campo mediante una simulación numérica*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Riazi, M. R., and Al-Sahhaf, T. A.: "Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils," *Fluid Phase Equilibria* (1996) 117, 217-224.
- Salager, J. (2002). *Surfactantes-Tipos Y Usos* (cuaderno FIRP S300-A). Módulo De Enseñanza En Fenómenos Interfaciales. Universidad De Los Andes, 1-18.
- Santacruz, R. (2004). *Actualización del Modelo Geológico del Campo Llanito - Gala*. Ecopetrol
- Sheng, J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.
- Sheng, J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery - Theory and Practice*.

- Sheng, J. J. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*.
- Sheng., J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum.*, págs. 97-105. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Shehata, A. M., Kumar, H. T., & Nasr-El-Din, H. A. (2016). New Insights on Relative Permeability and Initial Water Saturation Effects During Low-Salinity Waterflooding for Sandstone Reservoirs. *All Days*, SPE-180874-MS. <https://doi.org/10.2118/180874-MS>
- Shojaei, M.-J., Ghazanfari, M. H., & Masihi, M. (2015). Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25, 30-38. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.04.023>
- Somasundaran, P. (1975). Interfacial chemistry of particulate flotation. :in *Somasundaran, P., Grieves, R.B. (Eds.), Advances in Interfacial Phenomena of Particulate/Solution/Gas System: Applications to Flotation Research. AIChE Symposium Series.*, 1-15.
- Stegemeier, G. L. (1976). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. *AICRE Mtng, 81st, Missouri*, págs. 55-91.
- Taber, J. J. (1997). EOR screening criteria revisited—Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE reservoir engineering*, 12(03), , págs. 189-198.
- Wagner, O. R., & Leach, R. O. (1959). *Improving oil displacement by wettability adjustment*. doi:10.2118/1101-G.
- Willhite, G. R., Sukkar, M., Pope, J. H., & Owen, P. (1984). Surfactant Flooding for Oil Recovery: Laboratory-Scale Studies and Numerical Simulation. *Journal of Petroleum Technology*.
- Whitson, C. H., “Effect of physical Properties Estimation on Equation of State Predictions.” *SPEJ* (Dec. 1984), 685-696.

Zaitoun, A., Fonseca, C., Berger, P., Bazin, B., & Monin, N. (s.f.). New surfactant for chemical flood in high salinity reservoir. *SPE International Symposium on Oil field Chemistry held in Houston*. Houston, TX: SPE.