

Evaluación del efecto de adición de nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes

Margarita Rosa Flórez Morón y Juan José Gómez Malagón

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magister en Hidrocarburos

Codirectores

Christian Alberto Peternina Ortíz

Magíster en Hidrocarburos

Javier Enrique Guerrero Arrieta

Magíster en Hidrocarburos

Jesús Alberto Bottet Cervantes

Magíster en Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Lo dedico primeramente a Dios y la santísima Trinidad, por darme la salud y la fortaleza para afrontar los obstáculos al largo de este viaje y permíteme llegar a la meta.

A mis padres, tanto a los de crianza Armando Villalobos y Esperanza Flórez, como a los biológicos Oscar Flórez y Milagros Morón. Mi abuela Cecilia Díaz y mis hermanos Matus, Oscar, Liz y Génesis, por ser mi apoyo, mi motivación, por regalarme siempre una sonrisa llena de amor, por animarme a seguir adelante sin importar cuán difícil sea aparentemente y por toda su paciencia a lo largo de la realización de este proyecto.

Toda buena aventura se vive mejor en compañía amigos, y esta no fue la excepción, hubo quienes estuvieron junto a mí desde el momento 0, como lo son María Juliana Mora, Julian González, Gean Zuleta, Jesus Márquez y Farud Eljadue. De igual manera a lo largo de esta hermosa travesía se nos unieron un par, es el caso de Nicolás Rodríguez, Dana Noguera, entre otros seres maravillosos. Gracias por ser y dejarme ser parte de sus lindos recuerdos universitarios

A mis 9 adorados y queridos payasos, Gracias por hacerme sonreír, brindarme su apoyo y ayuda incondicionalmente, llevan luz a las vidas de las personas que los rodean.

No pueden faltar mis poderosos Monsta X, Cravity, Stray Kids y Pentagon, en su música encontré muchas veces la motivación, la calma y serenidad que necesitaba, gracias por todas las sonrisas y su compañía a la distancia. Mención especial a mis bias: Lee Jooheon, Seo Woobin, Ham Wonjin, Seo Changbin, Lee Minho, Yang Hongseok, Adachi Yuto, gracias por ser mi lugar seguro.

Att: Margarita Rosa Flórez Morón

Dedicatoria

Quiero agradecer a mi hija, María Antonia Gómez Montes, por ser mi mar, mi motivación y mi razón para continuar en cada una de mis metas. Tu, llegaste cuando esto estaba iniciando y hoy, de tu mano, cierro este capítulo, agradecido de haberlo compartido contigo, así como en unos años, tu lo compartirás conmigo.

A mis padres y a mis hermanos por su entrega, paciencia, comprensión y apoyo en cada una de las situaciones que se presentaron a lo largo de este proyecto.

Es un sueño del que todos ustedes, familia, hacen parte. Gracias por construir a mi lado, por guiarme y sobre todo, por motivarme día a día para seguir.

Att: Juan José Gómez Malagón

Agradecimientos

Al ingeniero Javier Guerrero por su apoyo, comprensión y disposición en cada situación que se presentó a lo largo de esta investigación.

Al ingeniero Jesús Bottet por su apoyo para el desarrollo de esta investigación ya que gracias a sus aportes fue posible cumplir con los objetivos.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz ya que con su apoyo como director fue posible consolidar, corregir y completar cada uno de los objetivos de este trabajo.

A los compañeros del grupo de investigación de recobro mejorado (GRM) ya que gracias a su retroalimentación en cada reunión aportaron a la mejora continua del proyecto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. ASPECTOS TEÓRICOS	15
2.1 GENERALIDADES.....	15
2.1.1 Recuperación Mejorada de Hidrocarburos	15
2.1.2. Inyección de Químicos	16
2.1.3. Generalidades Nanopartículas en la Industria OilyGas	32
3. Metodología	46
3.1. Aspectos Generales del Modelo	47
3.1.1. Dimensiones del Modelo	47
3.1.2. Condiciones Iniciales – Modelo PVT	48
3.1.3. Arreglo de Pozos Productores.....	54
3.2. Producción Primaria del Modelo	55
3.3. Recuperación Secundaria: Inyección de Agua.....	57
3.3.1. Condiciones Operativas Modelo para Inyección de Agua.....	59
4. Inyección de Surfactantes.....	66
4.1 Aspectos Generales Surfactante	66
4.2. Salinidad del Modelo	67
4.3. Creación del Componente: Surfactante.....	67
4.4. Generación Modelo de Surfactantes: Process Wizard	68
4.5. Comportamiento tensión interfacial	70
4.5.1. Ajuste sets de Interpolación – Permeabilidades Relativas.....	71
4.6. Modelo de Adsorción del Surfactante	75
4.7. Escenarios de Inyección de Surfactante.....	76
5. Inyección de Surfactantes - Nanopartículas	82

5.1. Adsorción del Modelo Conceptual para Nanopartículas	83
5.2. Escenario de Simulación del Modelo Conceptual para Nanopartículas.....	89
5.2.1. 0.1 VP Inyección Nanopartículas – Surfactante	89
5.2.2. 0.4 VP Inyección Nanopartículas – Surfactante	92
6.Conclusiones	98
7.Recomendaciones	99
Referencias Bibliográficas.....	100

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Principales ventajas y desventajas de métodos de inyección de químicos</i>	17
Tabla 2. <i>Clasificación de acuerdo con la parte lipofílica de los surfactantes</i>	23
Tabla 3. <i>Factores que afectan la inyección de surfactantes</i>	26
Tabla 4. <i>Screening técnico del método</i>	27
Tabla 5. <i>Dimensiones Modelo Conceptual de Yacimiento</i>	48
Tabla 6. <i>Condiciones Iniciales del Modelo de Simulación</i>	49
Tabla 7. <i>Correlaciones de CMG para propiedades del crudo según °API</i>	50
Tabla 8 <i>Screening para implementación de correlación de Standing</i>	51
Tabla 9. <i>Sensibilidad BHP pozos productores para recobro secundario</i>	60
Tabla 10. <i>Sensibilidad inicio periodo de inyección de agua</i>	63
Tabla 11 <i>Resultados de la inyección de agua</i>	65
Tabla 12 <i>Propiedades del surfactante inyectado</i>	66
Tabla 13. <i>Tensión interfacial a diferentes concentraciones de salinidad</i>	70
Tabla 14. <i>Datos requeridos para cálculo de adsorción máxima y residual</i>	76
Tabla 15 <i>Coeficientes de Isoterma de Langmuir</i>	76
Tabla 16 <i>Tiempo de inyección para diferentes VP por inyectar</i>	77
Tabla 17. <i>Incremento de producción acumulada respecto a la inyección de agua</i>	79
Tabla 18. <i>Datos técnicos de la nanopartícula</i>	83
Tabla 19. <i>Datos para cálculo de adsorción máxima y residual, modelo nanopartículas</i>	88
Tabla 20. <i>Coeficientes de Isoterma de Langmuir para modelo de nanopartícula</i>	89
Tabla 21. <i>Resultados inyección de surfactantes - nanopartículas</i>	96

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Representación proceso de inyección polímero – surfactante escala de yacimiento. .</i>	18
Figura 2. <i>Estructura molecular de un surfactante (tensoactivo).</i>	20
Figura 3. <i>Mecanismos de Adsorción de Surfactantes en Medio Poroso</i>	28
Figura 4. <i>Adsorción vs tiempo a diferentes concentraciones.</i>	31
Figura 5. <i>Ejemplos de nanopartículas a diferentes escalas.</i>	32
Figura 6. <i>Efecto de las nanopartículas en la adsorción de surfactante y el factor de recobro...</i>	38
Figura 7. <i>Factor de recobro para diferentes concentraciones de solución (SDS – SIO₂).....</i>	42
Figura 8. <i>Factor de recobro para diferentes temperaturas (SDS – SIO₂) – Crudo Liviano.....</i>	43
Figura 9. <i>Factor de recobro para diferentes temperaturas (SDS – SIO₂) – Crudo Pesado.</i>	44
Figura 10. <i>Factor de recobro para viscosidades de 45, 800 y 1800 cP.</i>	45
Figura 11. <i>Porosidad del Grid de Simulación</i>	48
Figura 12. <i>Factor Volumétrico de Formación del Aceite (B_o) vs de la presión.</i>	52
Figura 13. <i>Viscosidad del aceite (u_o) en vs de la presión.</i>	52
Figura 14. <i>Relación Gas – Aceite (GOR) vs la presión.</i>	53
Figura 15. <i>Representación de arreglo de pozos (5 pozos invertido).</i>	55
Figura 16. <i>Cambio de la Presión en Producción Primaria (2024).</i>	56
Figura 17. <i>Factor de Recobro Producción Primaria (2024).</i>	57
Figura 18. <i>Comparativo del corte de agua</i>	58
Figura 19. <i>Comportamiento de la presión a diferentes BHP.</i>	61
Figura 20. <i>Comportamiento de la producción con BHP de 1600psi.</i>	62
Figura 21. <i>Comparativa presión de yacimiento para cada escenario.....</i>	64
Figura 22. <i>Tasa de producción de crudo para cada escenario</i>	64
Figura 23. <i>Interfaz creación del componente “surfact” en CMG STARS.</i>	68
Figura 24. <i>Interfaz process wizard selección modelo a simular.....</i>	69
Figura 25. <i>Interfaz process wizard ajuste condiciones iniciales.</i>	69
Figura 26. <i>Curva de permeabilidad relativa, set de interpolación 1.</i>	72
Figura 27. <i>Curva de permeabilidad relativa, set de interpolación 2.</i>	72
Figura 28. <i>Curvas de Permeabilidad Relativa.....</i>	74

Figura 29. <i>Producción acumulada para los escenarios de inyección del surfactante.</i>	78
Figura 30. <i>Resultados para los escenarios de inyección del surfactante</i>	79
Figura 31. <i>Perfil de surfactante en el medio a 0,1 VP y 0,4 VP.</i>	80
Figura 32. <i>Corte de agua para la inyección de agua y la inyección de surfactante</i>	81
Figura 33. <i>Cambios en la tensión interfacial a según la concentración de surfactante.</i>	82
Figura 34. <i>Adsorción para un modelo de inyección de SDS – Aerosil 380</i>	84
Figura 35. <i>Linealización de adsorción para un modelo de inyección de SDS – Aerosil 380</i>	85
Figura 36. <i>Adsorción de surfactantes en areniscas para un sistema con nanopartículas de sílice</i>	87
Figura 37. <i>Efecto de la nanopartícula en adsorción del surfactante a 0,1VP.</i>	91
Figura 38. <i>Cambio en la saturación residual de aceite para 0,1 VP</i>	91
Figura 39. <i>Factor de recobro antes y después de la inyección con nanopartícula</i>	92
Figura 40. <i>Efecto de la nanopartícula en adsorción del surfactante a 0,4VP.</i>	93
Figura 41. <i>Concentración de surfactante en el medio con la inyección de nanopartículas</i>	94
Figura 42. <i>Cambio en la saturación residual de aceite para 0,4 VP</i>	95
Figura 43. <i>Cambio en el factor de recobro de aceite para 0,4 VP</i>	95

Resumen

Título: Evaluación del efecto de adición de nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes*

Autor: Margarita Rosa Flórez Morón, Juan José Gómez Malagón**

Palabras Clave: Nanopartículas, Surfactantes, Simulación Numérica, Adsorción, Recobro Mejorado.

Descripción:

La incorporación de nanotecnología en procesos relacionados con la industria Oil and Gas, ha aumentado a través del tiempo, esto debido a la optimización que se logra al involucrarla en diversos procesos ya establecidos en la industria, obteniendo mejores resultados, por lo que es usada como estrategia de mejora en diferentes áreas, en este caso se hace énfasis en la recuperación mejorada de hidrocarburos, ya que gracias a las propiedades físico – químicas que tienen las nanopartículas y su respuesta a las condiciones de extracción de crudo y gas. Por lo anteriormente mencionado a través de esta investigación, se evaluó el efecto de adicionar nanopartículas de sílice a un proceso de inyección de surfactantes a escala de yacimiento y bajo condiciones dinámicas, para un crudo mediano (27 api), utilizando la herramienta CMG STARS. Para ello, teniendo como base datos de un campo colombiano y de pruebas de laboratorio, se elaboró un modelo conceptual de yacimiento en el que, variando los volúmenes porosos inyectados de la solución (nanosurfactante), a una tasa continua de inyección de 1200 barriles por día y con una BHP de 1600 psi, se identificó un incremento cercano a los 17000 barriles de crudo acumulado en comparación a un escenario base de inyección de surfactante.

*Trabajo de Grado

**Facultad Físicoquímica. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director Samuel Fernando Muños Navarro. Codirectores Javier Enrique Guerrero Arrieta, Jesús Alberto Bottet Cervantes y Christian Alberto Peternina Ortíz

Abstract

Title: Evaluation of the effect of adding silica nanoparticles on the adsorption phenomenon in a surfactant injection process. *

Autor: Margarita Rosa Flórez Morón, Juan José Gómez Malagón. **

Key Words: Nanoparticles, Surfactants, Numerical Simulation, Adsorption, Enhanced Recovery.

Description:

The incorporation of nanotechnology in processes related to the Oil and Gas industry has increased over time, due to the optimization achieved by involving it in various processes already established in the industry, obtaining better results, so it is used as a strategy for improvement in different areas, in this case emphasis is placed on the enhanced recovery of hydrocarbons, because thanks to the physical-chemical properties of nanoparticles and their response to the conditions of extraction of crude oil and gas. Therefore, through this research, the effect of adding silica nanoparticles to a surfactant injection process was evaluated at reservoir scale and under dynamic conditions, for a medium crude oil (27 api), using the CMG STARS tool. For this purpose, based on data from a Colombian field and laboratory tests, a conceptual reservoir model was developed in which, varying the injected porous volumes of the solution (nano-surfactant), at a continuous injection rate of 1200 barrels per day and with a BHP of 1600 psi, an increase close to 17,000 barrels of accumulated crude oil was identified compared to a base scenario of surfactant injection.

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemistry. School of Petroleum Engineering. Director Samuel Fernando Muños Navarro. Co-directors Javier Enrique Guerrero Arrieta, Jesús Alberto Bottet Cervantes and Christian Alberto Peternina Ortíz.

Introducción

La creciente demanda de hidrocarburos, la incursión de nuevas fuentes de energía y la fluctuación en los precios del petróleo, son algunos de los aspectos que hoy día tienen gran incidencia en las dinámicas de producción de crudo y gas tanto en el país como a nivel mundial. En este sentido, en los últimos años y con los recientes avances tecnológicos y científicos, ha sido necesaria la transformación de la industria y su adaptación a estas nuevas dinámicas para poder satisfacer lo que hoy día la sociedad requiere en materia, principalmente, de transporte y energía.

De esta manera, la optimización de cada uno de los procesos involucrados en la cadena productiva de los hidrocarburos ha sido la premisa bajo la cual se han desarrollado nuevos proyectos tales como la automatización, control y monitoreo remoto de todas las operaciones, fluidos inteligentes, materiales con mayor resistencia a ambientes corrosivos, machine Learning, inteligencia artificial, entre otros. Esto, adicionalmente, ha permitido el desarrollo de buenas prácticas desde el punto de vista ingenieril que se traduce, por ejemplo, en la integridad de un pozo.

La aplicación de nuevas técnicas o la innovación en el marco de la recuperación mejorada de petróleo no ha sido la excepción. La inyección de aguas inteligentes, nuevos polímeros con mejores propiedades que dan una mayor efectividad en el barrido, e inclusive la aplicación de métodos ultrasónicos, son algunos de los ejemplos que hoy día se han ido desarrollando en lo que corresponde a EOR.

Sin embargo, existen retos importantes en el marco de los métodos de recobro mejorado y, particularmente, en la inyección de surfactantes donde predominan problemas operacionales debido a la interacción entre estos químicos y el yacimiento, que da como resultado su adsorción en la roca (Paria y Chilar, 2004, p. 75-95). Esta pérdida del agente se traduce en un incremento en

costos ya que se requiere una mayor cantidad de surfactante y/o el sacrificio de productos tales como polímeros para permitir que los mecanismos de acción se presenten. En algunos casos, dependiendo de la concentración de surfactante adsorbido se requiere la ejecución de trabajos de remediación para poder continuar con la inyección.

Por lo tanto, con el propósito de tener una solución a este fenómeno propio de la inyección de surfactantes y gracias a los avances correspondientes a nanotecnología en áreas como la perforación, inhibición del daño a la formación, tratamiento de aguas, etc., se han realizado estudios referentes a la evaluación del efecto de inyección de nanopartículas, predominantemente de sílice, para reducir el fenómeno de retención en el medio poroso y así, permitir que el surfactante y su efecto tengan lugar en yacimiento de forma efectiva, acorde a lo teóricamente esperado y para obtener un mayor factor de recobro(Roldán, 2019).

Con base a esto, a través de esta investigación, se buscaron determinar los efectos y las principales variables que se ven involucradas en la adición de nanopartículas de sílice en un proceso de inyección de surfactantes, considerando las propiedades de un campo colombiano y pruebas de laboratorio realizadas en el marco de la implementación de este tipo de tecnologías. Como herramienta para su estudio, se implementó la simulación numérica de yacimientos con el software CMG STARS, representando diferentes escenarios de inyección que permitieron evaluar y cuantificar, en términos de producción y factor de recobro incremental, el beneficio de las nanopartículas de sílice para este método EOR.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el efecto de adicionar nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes mediante simulación numérica de yacimientos.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar los principales parámetros que afectan la aplicación de nanopartículas en procesos de inyección de surfactantes mediante revisión bibliográfica.
- Generar un modelo conceptual de yacimiento a partir de los datos obtenidos en un desplazamiento de surfactantes con nanopartículas en una prueba de laboratorio.
- Evaluar la eficiencia técnica de la aplicación de un proceso de inyección de surfactantes a través de un modelo conceptual basado en las propiedades de campos de crudo colombiano y datos de pruebas experimentales.
- Determinar el impacto de la adición de nanopartículas de sílice sobre la adsorción del surfactante, analizando el factor de recobro, cortes de agua, producción de crudo y la saturación de aceite residual en el yacimiento.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 GENERALIDADES

2.1.1 *Recuperación Mejorada de Hidrocarburos*

La recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR, por sus siglas en inglés) se entiende como todo proceso implementado para extraer petróleo alterando propiedades de este una vez la energía del yacimiento se ha agotado o, en algunos casos, en los que el sistema de levantamiento artificial (SLA) no es suficiente. Estos procesos y/o estrategias están precedidos por operaciones que como recobro secundario y están comprendidas, fundamentalmente, por la inyección de agua cuyo mecanismo consiste en desplazar, desde el punto de vista volumétrico, el petróleo y mantener la presión de la formación. Sin embargo, una vez se llega al límite económico de esta técnica, es necesario implementar procesos que permitan extraer el petróleo residual que corresponde al 40% y 60% del OOIP (Terry, 2001, p. 503-518).

Por lo tanto, posterior al análisis de las propiedades tanto de la roca como de los fluidos presentes en yacimiento y del diseño de un plan para la ejecución de un proyecto EOR (p.ej. pruebas de laboratorio), se define cuál es el proceso por utilizar, teniendo en cuenta el factor de recobro y la relación costo – beneficio, es decir, la rentabilidad. Estos procesos y/o técnicas, pueden ser térmicos, miscibles, de control de movilidad y químicos (Green y Willhite, 1998, p. 143-154). Este último comprende la inyección de soluciones químicas cuyas propiedades y comportamiento de fases permiten que, por ejemplo, se disminuya la tensión interfacial, mecanismo de acción asociado a la naturaleza del producto y cuya aplicación depende de las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento y las propiedades del fluido *in situ*.

2.1.2. Inyección de Químicos

Los procesos químicos en el área de recuperación mejorada de petróleo consisten en la inyección de soluciones químicas con condiciones específicas que, gracias al comportamiento de fases (p.ej. reducción tensión interfacial) de los fluidos, son capaces de desplazar efectivamente el crudo a escala microscópica, a través del yacimiento a la cara del pozo (Green y Willhite, 1998, p. 143-154). Los productos químicos utilizados son polímeros, soluciones micelares, soluciones o aditivos alcalinos, surfactantes y, en algunos casos, mezclas tales como ASP (álcali, surfactante y polímero) (Sheng, 2010). De Ferrer en 2001 describe de manera general, las ventajas y desventajas de la recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de la inyección de estos químicos, tabla 1.

Gracias a los estudios que se han realizado en el marco del recobro mejorado diversos autores han establecido al proceso de inyección surfactante/polímero representado en la figura 1, como uno de los de mayor potencial, el cual consiste en un primer bache desplazante de una solución micelar que contiene el surfactante (generalmente, sulfonato de petróleo a una concentración del 10% VP), un cosurfactante o alcohol, petróleo, electrolitos y agua. Dicha solución está seguida de un bache o *mobility buffer* que contiene polímero aproximadamente a unos 100 ppm y de alrededor de un volumen poroso (1 VP), y cuyo propósito es desplazar la solución micelar de forma eficiente. La tensión interfacial entre la solución polimérica y la micelar es baja y, por ende, solo una pequeña saturación residual del bache micelar es atrapada.

Tabla 1.

Principales ventajas y desventajas de métodos de inyección de químicos

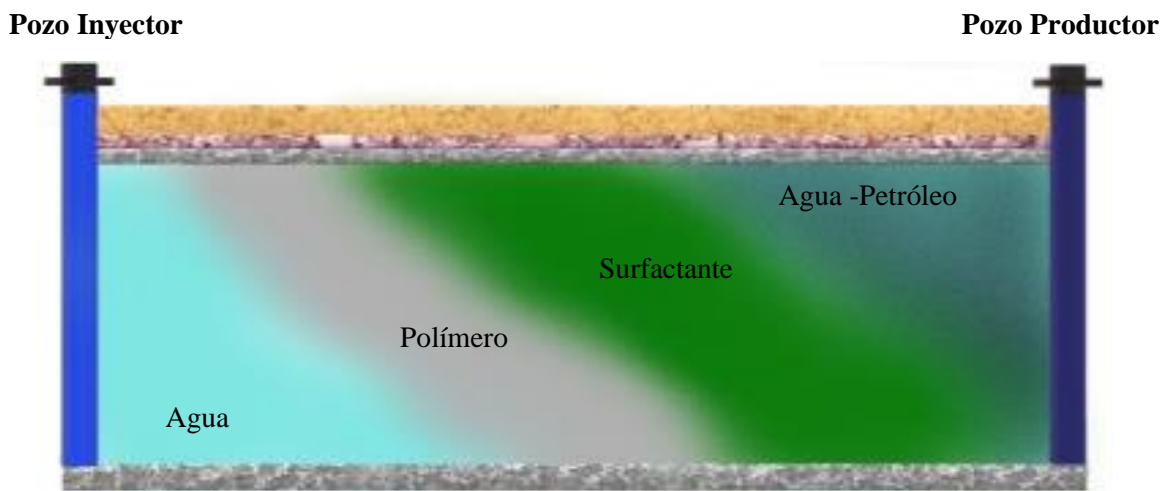
Método de Recobro	Ventajas	Desventajas
Inyección de Polímeros	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoramiento de perfil de barrido. • Actúan como agentes desplazantes y como controladores de movilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación asociada a altos valores de salinidad. • Tendencia a formar geles. • Inestabilidad a condiciones de alta temperatura.
Inyección de Surfactantes	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en la interacción roca fluido. • Soporte de presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Retención en el medio poroso. • Inestabilidad asociada a altos valores de salinidad.
Inyección Soluciones Alcalinas	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de surfactantes <i>in situ</i>. • Control de movilidad a partir de la emulsificación y atrapamiento. • Proceso económico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inestables en condiciones de alta temperatura. • Su efecto está condicionado por el número ácido del petróleo. • No se puede implementar en yacimientos carbonatados.
Inyección Soluciones Micelares	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoramiento del perfil de barrido. • Aplicable en yacimientos maduros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inestable en condiciones de alta salinidad y alta temperatura. • Alto costo de los químicos y del acondicionamiento.
Inyección Soluciones Mixtas (ASP)	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoramiento perfil de barrido. • Cambio en las interacciones roca – fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Retención en el medio poroso. • Inestabilidad en condiciones críticas de temperatura y salinidad.

Nota: En esta tabla se muestran las principales ventajas y desventajas de los métodos de inyección de químicos. Tomado de De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.

2.1.2.1 Inyección de Surfactantes. La inyección de surfactantes, como se mencionó, corresponde a uno de los métodos con mayor potencial en el marco de la recuperación mejorada de hidrocarburos. El objetivo de este proceso es recobrar el petróleo residual (S_{or}), un porcentaje entre el 20% y 40% del volumen poroso (VP) posterior a un proceso de recuperación primaria y/o secundaria, según corresponda (DeFerrer, 2001). En países como Estados Unidos, Canadá y Omán se han obtenido resultados técnicos – financieros exitosos con alrededor de un factor de recobro cercano al 60% del OOIP (Emegwalu, 2010).

Figura 1.

Representación proceso de inyección polímero – surfactante escala de yacimiento.



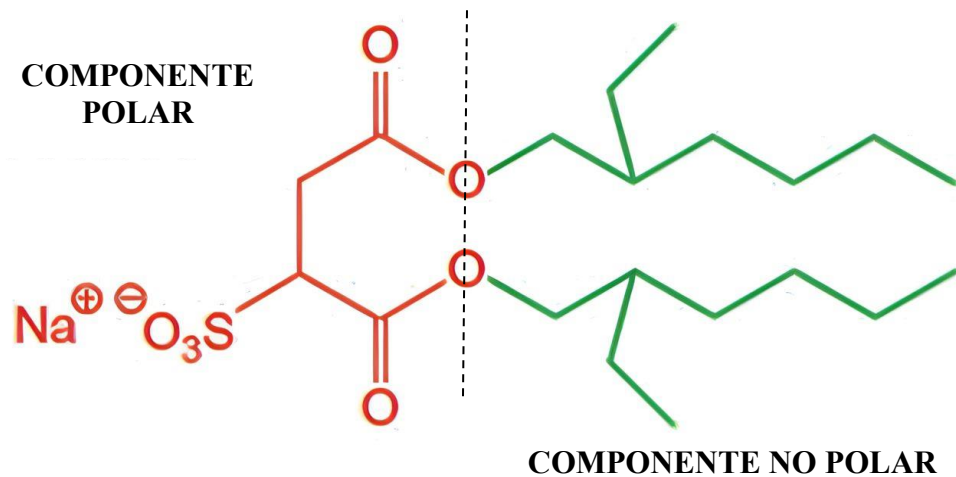
Nota: La imagen representa el esquema del proceso de inyección de surfactante a escala de yacimiento. Adaptado de De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.

Este método EOR cuenta con un potencial significativo dado que, bajo un diseño operativo adecuado, incrementa tanto la eficiencia microscópica (E_D) como la eficiencia macroscópica o volumétrica (E_V). Sin embargo, siguiendo con lo planteado por estos autores, la inyección de surfactantes tiene asociada una tecnología compleja en términos operacionales y dependiente de

variables como el precio del barril de petróleo o la cantidad de petróleo residual resultante de un proceso de inyección de agua, aspectos que definen la rentabilidad del proceso.

Dentro del diseño y evaluación de este tipo de procesos, se deben considerar los fenómenos físico – químicos que tiene lugar a lo largo de su implementación, como lo es, por ejemplo, la adsorción del químico en el medio poroso que se da a partir de las interacciones entre la roca y el fluido inyectado. Esto se traduce en la evaluación de nuevos proyectos capaces de solucionar estos problemas y, por ende, nuevos diseños y ajustes en el marco económico que pueden concluir con la declaración de la no rentabilidad de la técnica. (Kazemzadeh, Y et al. 2019)

2.1.2.2. Clasificación de los Surfactantes. Los surfactantes se definen como compuestos orgánicos derivados de petróleo y otros aditivos que, al mezclarse con agua a bajas concentraciones, permiten el recobro del petróleo residual a partir de mecanismos tales como la reducción de la tensión interfacial (tensión interfacial, por sus siglas en inglés) y cambios en la mojabilidad de la roca (De Ferrer, 2001), aspectos que se profundizarán más adelante. Estos productos químicos presentan una estructura anfifílica tal como se muestra en la figura 2, la cual está compuesta por una parte polar y una no polar, es decir, una parte hidrofílica/lipofóbica (cabeza) y una parte lipofílica/hidrofóbica (cola), respectivamente.

Figura 2.**Estructura molecular de un surfactante (tensoactivo).**

Nota: La figura ilustra la estructura molecular de un surfactante aniónico. Tomado de Eastoe, J., & Tabor, R. F. (2014). Chapter 6- Surfactants and Nanoscience. En D. Berti & G Palazzo (Eds.), Colloidal Foundations of Nanoscience (pp. 135-157). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59541-6.00006-0>

La cabeza de este tipo de estructura molecular, referente a la parte polar, está dada por alcoholes, aminas, amidas u otro grupo funcional. En este sentido, los surfactantes pueden clasificarse en dos grupos grandes, considerando las características de los grupos funcionales de cada una de sus partes (Sheng, 2010).

2.1.2.2.1. Clasificación de acuerdo con la parte hidrofílica. La naturaleza iónica del grupo funcional de la cabeza de los surfactantes es la clasificación más común de estos químicos y está dada así: aniónicos, catiónicos, no iónicos y zwitteriónicos.

- *Surfactantes Aniónicos.* Los surfactantes aniónicos se caracterizan por ser los de mayor uso en este tipo de proceso EOR gracias a que presentan una baja absorción en rocas reservorio predominantes de los yacimientos de petróleo y gas, como las areniscas, cuya carga superficial es negativa (Sheng, 2010); esta condición genera un fenómeno de

repulsión electrostática ya que el grupo hidrofílico del tensoactivo también presenta una carga negativa.

Dentro de esta clasificación, se destacan por su implementación, los sulfonatos y los sulfatos. Estos se obtienen mediante procesos de sulfonación y sulfatación, respectivamente, de alquil-bencenos, alfa-olefinas, alcoholes, entre otros (Salager y Fernández, 2004). Adicionalmente, estos surfactantes se caracterizan por disociarse, en solución acuosa, en un anión anfifilo y i) catión metálico que puede ser Na^+ o K^+ , o ii) un amonio (Salager y Fernández, 2004).

Los sulfonatos se caracterizan por ser resistentes a condiciones de altas temperatura y por su susceptibilidad a la presencia de iones divalentes que, en el medio poroso, pueden generar taponamiento debido a la formación de moléculas complejas con tendencia a precipitar (Talley, 1998, p. 235-242), lo que podría conllevar a un daño a la formación. A diferencia de estos, los sulfatos presentan un comportamiento opuesto a estas condiciones, es decir, gracias a su estructura molecular no se ven afectados por los iones divalentes que puedan estar presentes en yacimiento, pero no cuentan con una alta resistencia térmica.

- *Surfactantes Catiónicos.* Los surfactantes catiónicos, a diferencia de los aniónicos, presentan una carga positiva en su grupo hidrofílico y, por ende, su implementación está limitada a yacimientos con roca reservorio carbonatada (ej. calizas) ya que estas presentan una carga superficial positiva, lo que favorece a una baja adsorción del químico y al cambio en la mojabilidad de la roca, es decir, pasar de estar mojada por aceite a mojada por agua (Sheng, 2010).
- *Surfactantes No Iónicos.* Según Sheng, (2010), los surfactantes no iónicos se caracterizan por ser implementados como co-surfactantes, es decir, como agentes que

acompañan a surfactantes aniónicos o catiónicos, según corresponda, para mejorar la resistencia a algunas condiciones. Un ejemplo de esto es, gracias a su tolerancia a escenarios de alta salinidad, su coinyección con sulfonato dado que evita, en cierto grado, la degradación y por lo tanto, favorece el rendimiento del químico.

- *Surfactantes Anfóteros (Zwitteriónicos)*. Según Sheng, (2010), los surfactantes anfóteros o zwitteriónicos se definen como aquellos que presentan dos grupos activos (p.ej. aniónico – catiónico) y su comportamiento depende del pH del medio en el que se disocian. Adicionalmente, su implementación es favorable en condiciones de alta temperatura y salinidad que, sin embargo, se encuentra limitada por sus altos costos en comparación con los otros tipos de surfactantes.

2.1.2.2.2. Clasificación de acuerdo con la parte lipofílica. La naturaleza del grupo hidrofóbico (cola) del surfactante varía en mayor medida que la del grupo hidrofílico (Myers, 2020). Sin embargo, a continuación, se presentan las cadenas hidrocarbonadas más representativas según Myers, (2020). Tabla 2.

Tabla 2.**Clasificación de acuerdo con la parte lipofílica de los surfactantes**

NOMBRE	ESTRUCTURA MOLECULAR
Grupos Alquilo de Cadena Lineal Larga	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_n\text{-S}$
Grupos Alquilo de Cadena Ramificada	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_n\text{C}(\text{CH}_3)\text{H}(\text{CH}_2)_m\text{CH}_2\text{-S}$
Grupos Alquilo Insaturados	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_n\text{CH}=\text{CH}(\text{CH}_2)_m\text{-S}$
Alquilobencenos	$\text{C}_9\text{H}_{19}(\text{C}_6\text{H}_4)\text{-S}$
Biosurfactantes	No identificada
Grupo Fluoroalquilo	$\text{CF}_3(\text{CF}_2)_n\text{-S}$

Nota: Esta tabla contiene las estructuras moleculares de la parte lipofílica de surfactante según el grupo al que pertenece. Tomada de Myers, D. (2020). Surfactant science and technology. John Wiley y Sons.

Un aspecto fundamental que define el tipo de surfactante, además de los parámetros mencionados, es la configuración de las moléculas características y/o propias de este tipo de químicos. Cambios en su posición o la presencia de ramificaciones definen el comportamiento y el tipo de las interacciones que este tendrá en yacimiento con el fluido allí presente. Por lo tanto, en la evaluación para la implementación de este tipo de procesos, se debe caracterizar de manera apropiada el químico a inyectar, evaluando compatibilidad y/o comportamiento de fases para así poder optimizar el mecanismo de acción del surfactante y, consecuentemente, la respuesta en términos de producción de petróleo.

Dentro del proceso de caracterización de los surfactantes, se destaca como uno de los más importantes el balance hidrofílico – lipofílico (HBL, por sus siglas en inglés), a través del cual, según Sheng J., 2010, se determina la tendencia que tiene el surfactante a solubilizarse en agua o crudo y, consecuentemente, la tendencia a formar emulsiones. En términos generales, un bajo HBL está asociado a surfactantes solubles en crudo, que forman emulsiones directas y se recomiendan

para formaciones de baja salinidad. Caso contrario para condiciones de alta salinidad para las que Sheng J., 2010 define como ideales a los surfactantes de alto HBL como consecuencia de su comportamiento hidrófilo. Para el cálculo del HBL, se establece el método de *Griffin* (Kunieda y Shinoda, 1985), 1949 como uno de los de mayor aplicación y que obedece el siguiente modelo matemático:

$$HBL = 20 \frac{MW_h}{MW}$$

Donde MW_h representa el peso molecular de la región hidrofílica de la molécula y MW corresponde al peso molecular de toda la molécula. Esto da como resultado un HBL en la escala de 0 a 20. A continuación, se presentan los valores representativos de este modelo y su respectiva clasificación de surfactante:

- Agente Antiespumante: HBL entre 0 y 3.
- Emulsionante W/O: HBL entre 4 y 6.
- Agente humectante: HBL entre 7 y 9.
- Emulsionante O/W: HBL entre 8 y 18.

2.1.2.3. Mecanismo de Acción de los Surfactantes. Los surfactantes, según *Green y Willhite, 1998*, se caracterizan dentro los procesos de inyección química por su efecto en la reducción de las fuerzas capilares presentes en yacimiento que no permiten que el crudo residual sea extraído mediante procesos de recuperación primaria y/o secundaria, según corresponda.

Su implementación ha permitido obtener un valor de tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) en el orden de 10^{-3} mN/m, es decir, un incremento en 1000 veces del número capilar que está inversamente relacionado con esta propiedad, tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$N_c = \frac{u\mu}{\sigma \cos \theta} \quad [2]$$

Donde μ corresponde a la viscosidad del fluido desplazante (agua), u la velocidad de desplazamiento (Darcy), θ ángulo de contacto y σ la tensión interfacial entre el fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo).

Esta condición permite que las gotas de aceite fluyan con mayor facilidad a través del medio poroso (Sheng J., 2015), gracias, adicionalmente, a los efectos que tiene el químico en los cambios de mojabilidad. Para el caso de rocas carbonatadas, este último mecanismo tiene una mayor importancia ya que el químico puede establecerse con mayor facilidad en la matriz de la roca debido a la porosidad secundaria asociada a este tipo de formaciones.

Uno de los efectos a considerar en este método EOR y sus mecanismos es la reducción de las saturaciones residuales y, por ende, el incremento de las permeabilidades relativas. *Sheng j., 2015* estableció que la relación de $K_{r(w,o)}$ disminuye en función de la saturación de la fase acuosa, permitiendo la optimización en la eficiencia de barrido.

2.1.2.4. Problemas asociados a la Inyección de Surfactantes. La inyección de surfactantes, además de lo mencionado, como todo proceso en el marco de la recuperación mejorada de hidrocarburos, tiene asociada una incertidumbre como resultado de los fenómenos que se presentan en yacimiento. Esto, consecuentemente, se traduce en la pérdida de eficiencia y en la búsqueda de la optimización de las variables involucradas para poder contrarrestar este tipo de problemas.

Dentro de los factores y/o aspectos que mayor efecto tienen en este proceso enunciados por Sheng (2010), se destacan, de manera resumida, los mostrados en la tabla 3. Su identificación es fundamental en el diseño de este tipo de procesos ya que esto permite reducir el margen de incertidumbre en su eficiencia.

Tabla 3.**Factores que afectan la inyección de surfactantes**

FACTOR	EFECTO
Estructura Química	Según <i>Jimenez M., 2009</i> , el tipo de estructura define la eficiencia de desplazamiento dada la relación entre el peso molecular, la reducción de tensión interfacial y la adsorción en el medio poroso. Altos pesos moleculares, tienen mayor efecto en la tensión interfacial, pero se adsorben con facilidad.
Temperatura	Su efecto está asociado a la degradación que pueda llegar a presentar el surfactante en el yacimiento debido a altas temperaturas.
Bacterias	Su efecto, como la temperatura, está asociado a la degradación que los microorganismos puedan generar, no solo en el surfactante sino también en la integridad del pozo.
Salinidad	Iones divalentes a una alta concentración favorecen la precipitación de los surfactantes.

Nota: La tabla muestra los factores que afectan la inyección de surfactantes. Tomado de Sheng, J. J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.

A continuación, se presenta un *screening técnico* para la inyección del surfactante en donde, considerando lo mencionado, se identifican los parámetros y/o condiciones ideales para su implementación.

Tabla 4.

Screening técnico del método

Propuesto por	Takahashi, S., y Kovscek, A. R. (2010).	J.P. Brashear, V.A. Kuuskraa. (1978).	Al Adasani, A., y Bai, B. (2011).	Al-Bahar, M. A., Merrill, et al. (2004)
K[mD]	≥20	>20	>50	>100
Tr[°C]	≤121.1	<93.3	<80	<93.3
Salinidad del agua de formación [ppm]	≤200,000	50,000	Bajo	<200,000 if $T_r < 60 \text{ }^\circ\text{C}$, ----- <50,000 if $T_r > 60 \text{ }^\circ\text{C}$,
Litología		Arenisca	Arenisca	
% Arcilla		Bajo		
μo [cP]	≤30	<20		<35
So [frac]	≥0.2	>0.25	>0.3	>0.45
Acuífero y capa de gas		Parcialmente activo	Débil	
Gravedad API	≥25	>25		>20
Profundidad [ft]		NC	<6561	500<X<9000

Nota: Screening técnico del método según diferentes autores.

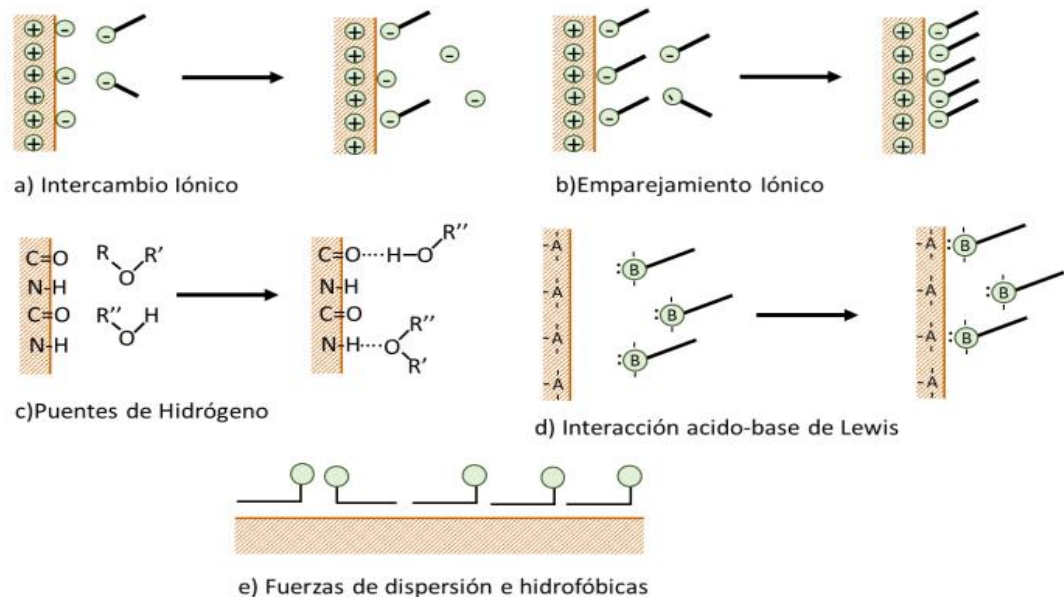
2.1.2.5. Adsorción del Surfactante en Medio Poroso. Uno de los aspectos más importantes a considerar en la inyección de surfactantes es su adsorción en la superficie de las rocas como consecuencia de las interacciones que se presentan en el interfaz sólido – líquido. Este es un parámetro fundamental en la evaluación económica del proceso dado que si las concentraciones del químico deben ser altas o se debe inyectar un agente de sacrificio para contrarrestar este fenómeno, su viabilidad se ve afectada.

Este fenómeno se presenta a partir de diferentes mecanismos como el intercambio iónico, emparejamiento iónico, interacción ácido base, polarización de electrones pi, fuerzas de dispersión

e hidrofóbicas. A continuación, se describen algunos de estos mecanismos y su principio de acción en yacimiento. (Rosen y Kunjappu,2004)

Figura 3.

Mecanismos de Adsorción de Surfactantes en Medio Poroso



Nota: La figura representa los diferentes tipos de mecanismos de adsorción del surfactante en el medio poroso. Tomado de Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2004). Surfactant and interfacial phenomena (Vol. 82). Wiley Online Library.

2.1.2.5.1. Intercambio Iónico. Este fenómeno, tal como lo establece Ariza C. et al 2017 tiene como principio el reemplazo de iones y/o moléculas de carga similar, ya sean de naturaleza orgánica o inorgánica, que están presentes en la roca por una del surfactante, dado a esto la concentración efectiva de este disminuye a medida que aumenta este intercambio y el bache avanza en el yacimiento.

2.1.2.5.2. Emparejamiento Iónico. El emparejamiento iónico está representado en la figura 3b, donde se evidencia que la adsorción de surfactante se da ocupando la superficie de la roca en la que no hay presencia de contra iones, sin necesidad de que ocurra un reemplazo, como es el

caso del mecanismo anterior y, por lo tanto, se obtiene como resultado un equilibrio y/o neutralización iónica del sistema.

2.1.2.5.3. Interacción Ácido – Base – Puentes de Hidrógeno. Este mecanismo obedece al principio de la formación de puentes de hidrógeno entre el sustrato y el surfactante, es decir, corresponde a un intercambio de enlace polar entre una molécula de carga positiva con una de carga negativa, siendo esta generalmente, asociada al tensoactivo.

2.1.2.5.4. Fuerzas de Dispersión. Las fuerzas de dispersión están dadas a partir de los enlaces creados entre la roca y el surfactante más conocidos como enlaces de London – Van der Waals. La dinámica de este mecanismo consiste en un incremento de MW del adsorbato, en este caso del surfactante, dando como resultado, mediante la asociación con otras interacciones, en el desplazamiento de las moléculas presentes en el medio poroso (Law y Kunze, 1966, p. 321-327).

Estos mecanismos de adsorción, a su vez, están sujetos a ciertas condiciones que favorecen a que se presenten dentro de la inyección del surfactante, su identificación es fundamental en el diseño del programa de este tipo de proyectos. Dentro de ellos, se destacan los siguientes:

- *pH Agua Connata.* Cambios en el pH del agua de formación o bien, de la fase acuosa, tienen el potencial de alterar el grado de adsorción del surfactante a la roca, sobre todo en aquellos que presentan un carácter iónico (Avendaño, 2008). La reducción del pH afecta la carga de la superficie de la roca volviéndola positiva como consecuencia del equilibrio iónico. Bajo estas condiciones los surfactantes aniónicos se adsorben con mayor facilidad a diferencia de los catiónicos, cuya adsorción y su respectivo incremento se da en condiciones de aumento del pH.
- *Temperatura del Yacimiento.* Diversos estudios han establecido la relación entre cambios en la temperatura y su efecto en el fenómeno de adsorción del surfactante en el medio

poroso. *Hartman et al., 1946* establecieron que un aumento en la temperatura corresponde a la disminución significativa en la adsorción del surfactante como consecuencia del incremento de la energía cinética de sistema.

Adicionalmente, *Kullarni y Somasundaran, 1976* lograron identificar que la adsorción aumenta proporcionalmente al incremento de la temperatura, pero a condiciones de baja fuerza iónica. Caso contrario, a condiciones de alta fuerza iónica disminuye su la adsorción a medida que se reduce la temperatura.

- *Salinidad.* Según *Belhaj et al. (2020)* y gracias a los estudios que se han realizado en lo correspondiente a los parámetros que afectan la adsorción de los surfactantes, la salinidad es uno de los factores que mayor incidencia tiene en este tipo de procesos. Teniendo en cuenta que los surfactantes aniónicos son los de mayor aplicación, es importante identificar que estos tienden a ser adsorbidos en la superficie de la roca debido a la presencia de sal y de cationes divalentes.

Aumentar la salinidad del medio acuoso reduce las fuerzas repulsivas que existen entre la roca y el surfactante. Su efecto también se extrapola a surfactantes no iónicos, generando cambios en la solubilidad, en la actividad superficial y en la dinámica del interfaz sólido – líquido (*Paria y Khilar, 2004*).

- *Concentración del Surfactante* Cambios en la concentración del surfactante a inyectar afecta directamente el rendimiento que éste tendrá a lo largo del proceso. Según *Belhaj et al., 2020*, a bajas concentraciones su adsorción está dada en función de la carga en la doble capa eléctrica que conforma el sólido (roca) y se da en forma de monómero. Incrementos en la concentración, dan lugar al fenómeno de agregación de los monómeros ya presentes en la superficie de la roca, formando micelas.

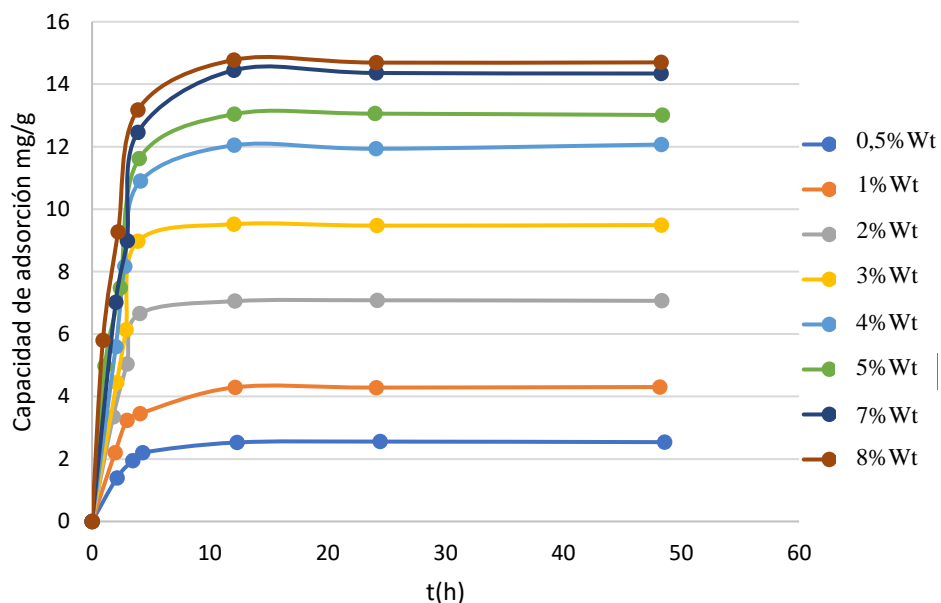
Para el caso de los surfactantes de carácter aniónico, su adsorción en el medio poroso aumenta, naturalmente, a medida que sube la concentración. A condiciones por debajo de la CMC, la adsorción esta “regulada” por la carga de la doble capa presente en la superficie de la roca.

Barati-Harooni, Ali, et al., 2016 a través de su investigación lograron establecer de manera experimental, los efectos de la concentración del surfactante en la adsorción. Para ello, representaron diferentes escenarios donde, a diferentes tiempos de contacto entre el químico y la superficie, se identificó la proporcionalidad entre las variables mencionadas.

En la figura 4 se muestran algunos de los resultados obtenidos por estos autores. Allí se logra identificar que a etapas tempranas la adsorción es alta a razón de la alta proporción de moléculas de surfactante con respecto a la superficie libre. Posterior a esto, el sistema busca el equilibrio y la adsorción se da de manera lenta.

Figura 4.

Adsorción vs tiempo a diferentes concentraciones.



Nota: Esta grafica representa el Comportamiento de la adsorción en función del tiempo y la concentración inyectada. Modificado de Paria, S., y Khilar, K. C. (2004). A review on

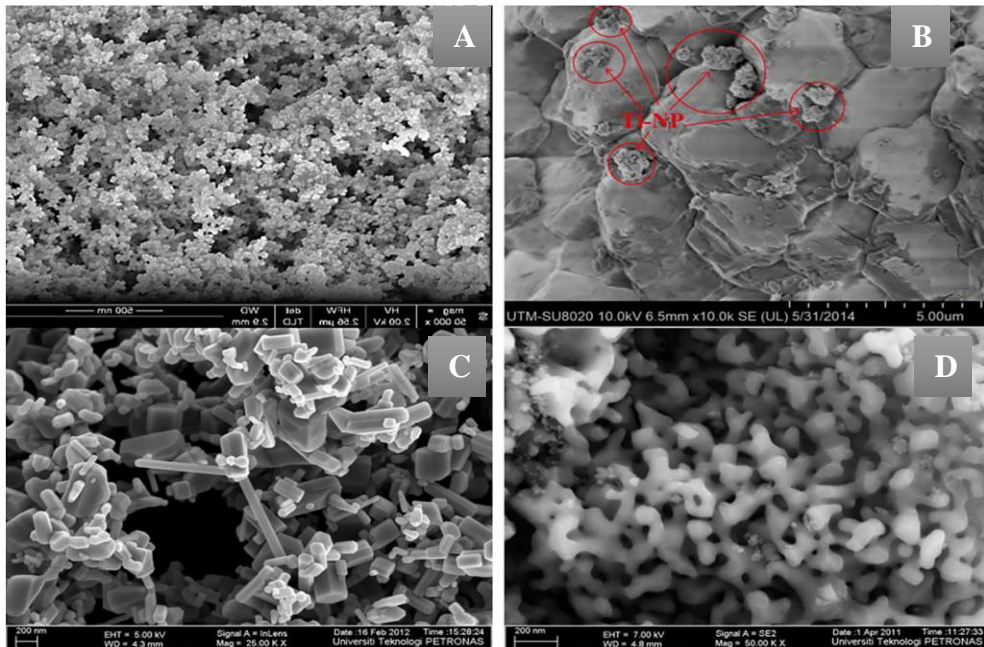
experimental studies of surfactant adsorption at the hydrophilic solid–water interface. *Advances in colloid and interface science*, 110(3), 75-95.

2.1.3. Nanopartículas en la Industria Oil&Gas

La producción de crudo y gas a nivel global enfrenta retos operacionales asociados a la optimización de cada uno de sus procesos para poder satisfacer las nuevas dinámicas presentes en el marco de la canasta energética de todos los territorios. En este sentido, ha sido fundamental el diseño de nuevas estrategias y la identificación de fuentes y/o herramientas capaces de dar soporte al cumplimiento de dicho objetivo.

Figura 5.

Ejemplos de nanopartículas a diferentes escalas.



Nota: En esta figura se ilustran ejemplos de nanopartículas a diferentes escalas, donde a) $\text{SiO}_2@1\mu\text{m}$, b) $\text{TiO}_2@5\mu\text{m}$, c) $\text{ZnO}@200\text{nm}$, d) $\text{Al}_2\text{O}_3@200\text{nm}$. Tomado de Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., y Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian journal of petroleum*, 27(4), 1371-1383.

Para ello, se han realizado diversas investigaciones asociadas a la implementación de nanotecnología en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, tanto *upstream* como *downstream*. Esto, gracias a que las nanopartículas cuentan con un tamaño de 1 a 100 nm, aspecto que permite la optimización de las propiedades de los fluidos, a condiciones de altas presiones, altas temperaturas y de ambientes comúnmente agresivos para la integridad de los productos y/o sistemas. En la figura 4 se muestra la morfología de algunas de las nanopartículas con mayor aplicación en la industria.

Gracias a las investigaciones que se han desarrollado, autores como *B. Ju et al., 2006* y *O. Torsat et al., 2012*, han identificado algunos de los beneficios del uso de nanopartículas en procesos de recobro mejorado y, fundamentalmente, en la inyección de surfactantes; reducción de la tensión interfacial, cambios en la mojabilidad del yacimiento y formación de nanoemulsiones son ejemplos de los mecanismos que se han optimizado mediante su agregación a este sistema. También se han evaluado sus efectos en otros mecanismos de acción de agentes EOR y tal es el caso de la hinchazón de crudo pesado o aumento de viscosidad del fluido inyectado para mejorar eficiencia de desplazamiento.

Dentro de los aspectos importantes a destacar de un sistema integrado con nanotecnología, está su eficiencia de flujo a través del medio poroso gracias a su tamaño. Rodríguez et al (2009) identificaron, además de esta propiedad, su capacidad de mantenerse en dispersión en solución acuosa como consecuencia de su rango de estabilidad y la condición de superficie activa que las caracterizan. Según Hendraningrat et al (2012), en cuanto al tipo de nanopartículas, se ha establecido la versatilidad del uso de aquellas que son a base sílice gracias a su efecto en el cambio de las fuerzas superficiales de la formación que ha dado como resultado un gran impacto en términos de producción incremental.

2.1.3.1 Nanopartículas en la Inyección de Surfactantes. Como respuesta a los problemas técnicos y/u operacionales asociados al proceso de inyección de surfactantes, el grado de incertidumbre que aporta la dinámica de la extracción de petróleo, es decir, las condiciones que la conforman, la selección de los parámetros operacionales, entre otros, se ha evaluado la incorporación o sinergia entre la nanotecnología y este método EOR con el objetivo de contrarrestar los problemas que se han mencionado a lo largo de este trabajo y así, mejorar su eficiencia.

A partir de la identificación de los parámetros a optimizar, autores como Le et al. (2011), estudiaron la eficiencia de agregar nanopartículas de sílice, teniendo como resultado cambios significativos en la tensión interfacial, la reducción de la adsorción del surfactante en el medio poroso y, adicionalmente, mejoras en la eficiencia de desplazamiento.

Zargartalebi et al. (2014), evaluaron el efecto de dos tipos de nanopartículas de sílice, una de ellas de carácter hidrófilo y otra hidrófoba con el surfactante SDS (Dodecilsulfato de Sodio), logrando identificar una disminución en la adsorción del tensoactivo en la formación gracias a la presencia de clusters de nanopartículas cargados negativamente que cubren y, por ende, retienen el surfactante para que por fuerzas electrostáticas de repulsión se pueda evitar la adsorción.

Entre otras investigaciones que se han realizado, también se destaca la correspondiente a Ahmei y Shadizadeh (2012), cuyo alcance consistió en determinar el impacto que tiene la adición de nanopartículas en la adsorción del surfactante en rocas carbonatadas, areniscas y shales. Los resultados permitieron establecer que a medida que se aumentaba la concentración de nanopartículas, la adsorción presentaba un comportamiento inversamente proporcional.

Sin embargo, la eficiencia dependía directamente del tipo de nanopartícula, es decir, si esta era hidrofílica o hidrofóbica. Para los casos de la nanopartícula hidrofóbica se obtuvieron los

mejores resultados en términos de adsorción, gracias a la presencia del enlace hidrófobo entre la parte hidrofóbica del surfactante y la parte hidrofóbica de la nanopartícula (Ahmadi y Shadizadeh, 2012, p. 4655-4663).

Asimismo, Cheraghian (2015), identificó los efectos de adicionar, en este caso, TiO_2 (nanopartícula de titanio) en un proceso de inyección de surfactantes para crudos pesados. Se destacó un factor de recobro incremental cercano al 5% en comparación a la inyección de solo el químico.

Estas son algunos de los estudios que se han realizado en lo correspondiente a la incorporación de nanotecnología en inyección de surfactantes que permiten visualizar, de manera preliminar y a escala de laboratorio, el beneficio de las nanopartículas en este método. Consecuentemente, en cada uno de ellos se han logrado identificar las principales variables que en gran medida son afectadas, cómo es su comportamiento en yacimiento y, sobre todo, cuál es el mecanismo que permite optimizar la recuperación de petróleo en comparación al proceso convencional.

2.1.3.2 Efectos de las Nanopartículas en el Sistema Roca – Fluido. La nanopartícula y su presencia en el proceso de inyección de químicos ha permitido la optimización del rendimiento de este método EOR. En este sentido, es fundamental entender cuál o cuáles son los parámetros que rigen su compartimiento a escala de yacimiento y los fenómenos físico - químicos que dan lugar a cambios, por ejemplo, en la adsorción del tensoactivo en el medio poroso, la alteración de la mojabilidad de la roca o, en algunos casos, reducción de la tensión interfacial.

2.1.3.2.1. Efectos de las Nanopartículas en la Mojabilidad de la Roca. El cambio en la mojabilidad de la roca se considera uno de los mecanismos de recuperación de petróleo más importantes ya que permite alterar, por ejemplo, la mojabilidad de un sistema mojado por agua y

a uno fuertemente mojado por agua y, por ende, permite un incremento en la recuperación de crudo (Ali, et al. , 2018).

En los últimos años, diversos estudios han permitido establecer relación entre las nanopartículas y el comportamiento de la mojabilidad de una roca. *Chengara et al, 2004*, determinó que las nanopartículas, una vez entran en contacto con el yacimiento, tienden a formar una capa delgada en la superficie de la roca dispuesta de manera organizada que, consecuentemente, ejerce una presión de desconexión (*disjoining pressure*) en la interfaz roca – fluido reduciendo su saturación en el medio no fluyente y favoreciendo el incremento en la producción. Sin embargo, *Aveyard et al, 2003*, identificó que variables como la concentración de la nanopartícula, la salinidad y la temperatura, limitan su efecto en el sistema.

2.1.3.2.2. Efectos de las Nanopartículas en la Tensión Interfacial. La incorporación de las nanopartículas al sistema y/o proceso de inyección de surfactantes, además, ha presentado efectos en las fuerzas capilares existentes en yacimiento. *Hendraningrat et al, 2013*, logró establecer que a una concentración menor a la CMC del surfactante en el medio, la presencia de nanopartículas dio como resultado una reducción de la tensión interfacial cerca mayor al 50%.

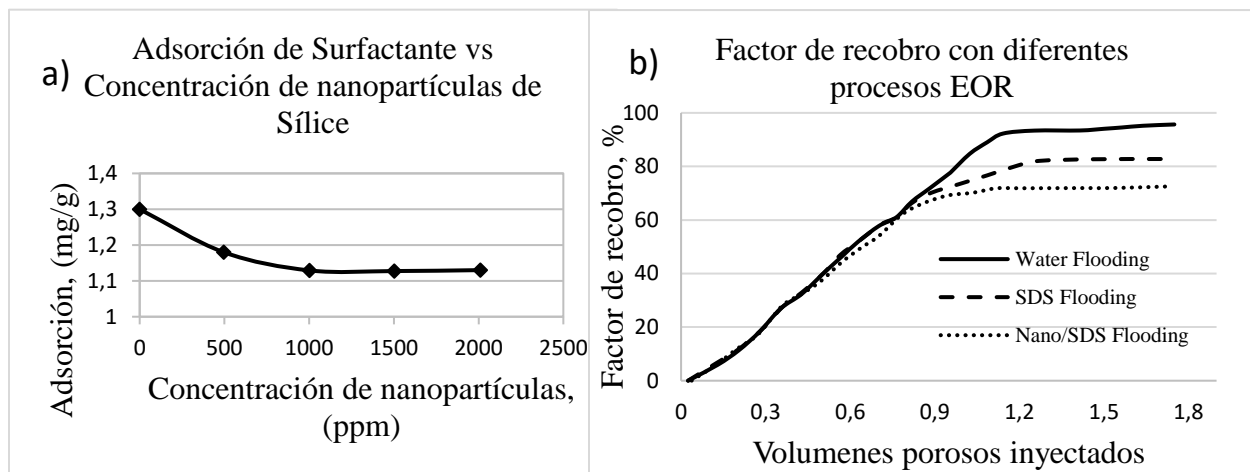
El beneficio de la incorporación de las nanopartículas en términos de tensión interfacial, está sujeto a diversas teorías dentro de las cuales se destaca, por un lado, la establecida por *Ma et al, 2008*, quienes afirman que, gracias a las fuerzas de repulsión que se generan entre las nanopartículas y los surfactantes, este último es desplazado a la interfaz entre el agua y el petróleo, favoreciendo a la reducción de la tensión interfacial; por otro lado, como una de las teorías más importantes, se encuentra la de *Ahuelli et al., 2011*, donde se define a la nanopartícula como un transportador del tensoactivo a la interfaz como consecuencia de la atracción entre estas moléculas; el surfacante es adsorbido por la nanopartícula, dependiendo de su naturaleza, y en conjunto se

ubican en la interfaz agua-petróleo, favoreciendo en el rendimiento del proceso. Según *Zargartalebi et al., 2014*, las nanopartículas de naturaleza parcialmente hidrofóbica tienen menos efecto que una hidrofóbica debido a que estas desplazan las moléculas del surfactante de la interfaz, afectando su rendimiento.

Sin embargo, es importante destacar que algunos autores, tales como *Zhao M. et al, 2018*, en el estudio de los efectos de la sinergia entre nanopartículas y surfactantes en un proceso de imbibición espontánea, identificaron que la tensión interfacial llegó a un valor de 1,2 mN/m, valor superior a la tensión interfacial ultrabaja en comparación a los valores teóricamente esperados para la inyección convencional de surfactantes. A partir de los resultados obtenidos, concluyó que los nanofluidos no tenían un efecto significativo en la optimización de estas variables.

2.1.3.2.3. Efectos en las Nanopartículas en la Adsorción del Surfactante. A partir de la evaluación de la sinergia entre las moléculas de surfactante y nanopartículas, se logró identificar, como uno de los efectos de mayor relevancia en términos de optimización de rendimiento del proceso y de la mayoría de las variables involucradas, la reducción de la adsorción del químico en la superficie de la roca.

A nivel de investigación, ésta es un área en la cual no se ha profundizado, pero se han logrado establecer algunos parámetros importantes como lo es la hidrofobicidad de la nanopartícula y su relación con la adsorción del surfactante. *Zargartalebi et al., 2014*, establecieron que, para un sistema de nanopartícula de sílice de tipo hidrofóbica con un surfactante aniónico (SDS, por sus siglas en inglés), la adsorción se redujo gracias a que la nanopartícula, al ser de tipo anfótero, se adsorbía con mayor facilidad en la roca y, por ende, reducía la superficie efectiva de adsorción.

Figura 6.**Efecto de las nanopartículas en la adsorción de surfactante y el factor de recobro**

Nota: En las gráficas se representan el comportamiento de las siguientes propiedades: a) Relación adsorción surfactante – concentración nanopartícula, b) Factor de Recobro. Modificada Bagrezaie, M. A., y Pourafshary, P. (2015). Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 58(2), 97-102.

Bagrezaie y Pourafshary, (2014), identificaron que, al agregar nanopartículas en el sistema, la adsorción del surfactante disminuía (ver figura 6a) a medida que se formaban más hidroxilos; consecuentemente, esto favorecía en la formación de puentes de hidrógeno entre el surfactante y la nanopartícula que no permitían su adsorción en el medio; se estimó una reducción en la adsorción de 13,62% y un factor de recobro incremental de 12,71%, ver figura 6b.

2.1.3.2.4. Equilibrio de adsorción. Dentro de la evaluación los modelos matemáticos de adsorción en el medio poroso, tal como lo define (Sheng, J. 2010), este fenómeno y su respectiva cuantificación puede representarse mediante la isoterma de *Freundlich* o la de *Langmuir*. Una isoterma de adsorción, es la que describe la interacción adsorbato-adsorbente, (Figueroa, et al., 2014), permitiendo así cuantificar de manera aproximada la capacidad de adsorción del medio. Es

importante tener en cuenta que cada modelo parte de supuestos los cuales condicionan su aplicación.

Modelo de adsorción Langmuir. Este modelo es principalmente usado en la descripción del fenómeno de adsorción en sistemas liquido-liquido, solido-vapor, solido-gas, liquido-vapor y liquido-liquido Sandobal, et al., (2015). Los tres postulados establecidos en este modelo para describir la adsorción o concentración del anfifilo son:

- Formación de una monocapa de moléculas adsorbidas.
- Todos los sitios de la superficie tienen la misma probabilidad de ser ocupados.
- No hay interacción entre moléculas adsorbidas.

Las propiedades de las interfaces como regiones bidimensionales y homogéneas se resaltan en la primera y segunda hipótesis, respectivamente, ya que se rechaza la condensación y se indica que existe una cantidad finita de espacio en la superficie, con igual probabilidad estar ocupado. La tercera suposición establece que; el cambio en las propiedades de la superficie asociado con la adsorción de cada molécula es constante porque no hay interacción entre las especies adsorbidas. Sandobal, et al., (2015)

La adsorción no se manifiesta de forma aislada, ya que de forma simultánea ocurre el proceso inverso, en que el adsorbato retorna hacia la fase volumétrica (Langmuir, 1917).

$$q_e = \frac{q_{max}K_L C_e}{1 + K_L C_e} \quad [3]$$

Donde el parámetro q_{max} (mg g^{-1}) es una constante que denota la capacidad máxima de adsorción, en tanto que la constante K_L (Lmg^{-1}) define la afinidad del adsorbato por el adsorbente.

Modelo adsorción de Freundlich. El modelo representa una isoterma de adsorción, que se representa en una curva que relaciona la concentración de soluto en la superficie de un adsorbente

con la concentración de soluto en el líquido en contacto con él. Los tres postulados establecidos en este modelo para describir la adsorción o concentración del anfifilo son:

- Superficie energéticamente heterogénea.
- Formación de grupos de adsorción con una energía característica
- No existen interacciones laterales entre moléculas adsorbidas

Lo que quiere decir que el formuló su modelo, sin asumir uniformidad de energías superficial, y sin límite en la carga máxima de adsorción, mostrando la consistencia de la distribución exponencial de los centros activos característicos activos de superficies heterogéneas, expresada en la siguiente ecuación.

$$q_e = B \ln(AC_e) \quad [4]$$

Los parámetros K_F ($\text{mg g}^{-1} (\text{mgL}^{-1})^{-1/n}$) y n caracterizan la capacidad y la intensidad de adsorción, respectivamente; hipotéticamente K_F alcanza el valor de que cuando la C_e se aproxima a la unidad y así puede ser considerado como un indicador de la intensidad de adsorción.

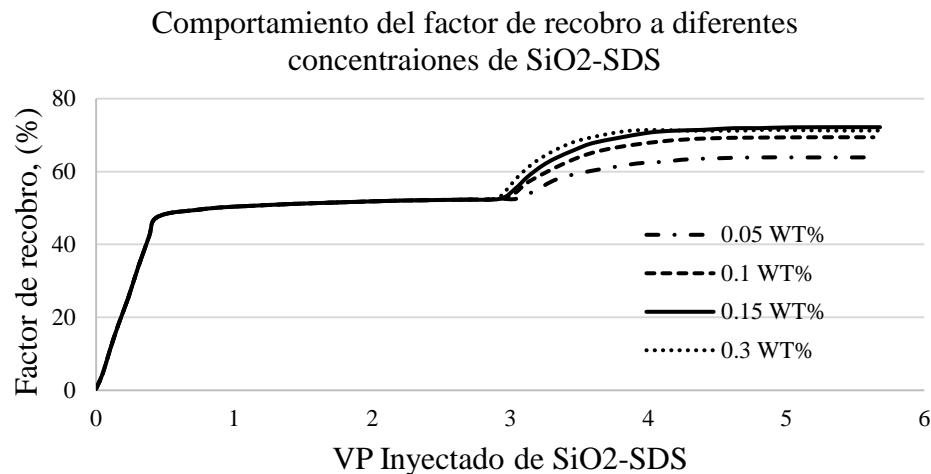
2.1.3.3 Parámetros que afectan la Inyección de Nanopartículas – Surfactantes. El alcance del estudio de la inyección de una solución compuesta por nanopartículas y surfactantes, en los últimos años, se ha focalizado en al ámbito experimental. Sin embargo, con el objetivo de tener un preliminar del compartimiento de este sistema a escala de yacimiento, se han desarrollado modelos conceptuales de simulación que, mediante iteraciones y el ajuste de algunas de las variables que conforman el proceso, han contribuido en la identificación de algunos parámetros que tienen efecto en la interacción de estos componentes y, por ende, en el factor de recobro incremental que pueda llegar a tenerse.

En este sentido, Mahmud et al, (2021) establecieron, a partir de un modelo conceptual de yacimiento, 1) el efecto de incorporar nanopartículas de sílice en un proceso de inyección de SDS

y 2) identificaron algunos parámetros que afectaron el rendimiento del proceso, tal como se describe a continuación:

2.1.3.3.1. Concentración Mezcla SDS – SiO₂. Uno de los efectos evaluados fue el de la concentración de la mezcla de la nanopartícula y el surfactante. Tal como se observa en la figura 6, a la concentración de 0,05 %wt se obtuvo el factor de recobro más bajo, a diferencia del escenario de inyección de 0,15 a 0,2 %wt. Se logró identificar que por encima de 0,3 %wt de la mezcla, el factor de recobro no presentó un incremento significativo sino por el contrario, estuvo por debajo en 1% respecto a al escenario de 0,15 %wt.

Adicionalmente, la presencia de esta solución dio como resultado un aumento en la caída de presión como consecuencia de la resistencia al flujo que hacen los químicos una vez entran al sistema y mientras se dispersan en el medio; una vez se logra la estabilidad, la presión cae ligeramente. A partir de esto, se podría interpretar que a medida que se hace mayor la concentración, la dispersión se ve limitada y, por lo tanto, el aumento en la presión es directamente proporcional.

Figura 7.**Factor de recobro para diferentes concentraciones de solución (SDS – SiO₂)**

Nota: En la gráfica se representa el comportamiento del factor de recobro a diferentes concentraciones de SDS – SiO₂. Modificado de Mahmud, H. B., Tan, B. C., Giwelli, A., Al-Rubaye, A. F., y Shafiq, M. U. (2021). Numerical analysis of SiO₂-SDS surfactant effect on oil recovery in sandstone reservoirs. *Energy Geoscience*, 2(4), 238-245.

2.1.3.3.2. Tasa de Inyección SDS – SiO₂. La tasa de inyección fue otro de los factores estudiados y del cual, se logró concluir una relación directamente proporcional con el factor de recobro. Sin embargo, dicha relación se cumplía hasta un valor crítico al que Mahmud et al, 2021 definieron el punto en el cual se reducen las propiedades (porosidad – permeabilidad) del núcleo analizado como consecuencia de un posible daño a la formación.

Youssif et al., 2018, concluyó que *el aumento de la velocidad de inyección causa daños a los núcleos probados y afecta la permeabilidad del núcleo, por lo tanto, la disminución de la recuperación de petróleo.*

2.1.3.3.3. Temperatura. Para evaluar el efecto de la temperatura en el comportamiento sinérgico entre la nanopartícula y el surfactante, se consideraron 2 escenarios: el primero de ellos, ver figura 8, correspondía a un crudo ligero en el cual se observó un leve incremento en el factor de recobro (0,6%) a medida que aumentó la temperatura; posiblemente, este fenómeno se presentó

como consecuencia de las condiciones reológicas del crudo analizado que, independiente del proceso de recobro y su respectiva optimización con las nanopartículas, tenga alta movilidad y su eficiencia sea considerablemente alta.

El segundo de los casos, tal como se muestra en la figura 9, correspondía a un crudo pesado en donde, un incremento de aproximadamente 40°C dio como resultado un factor incremental de 3%.

De manera proporcional, a medida que la viscosidad de la solución disminuía a razón del aumento de la temperatura, la relación de movilidad del fluido inyectado se redujo junto con la eficiencia de barrido y, por ende, los factores de recobro incrementales no fueron significativos para ninguno de los casos. Esto, además, se apoya en los estudios realizados por *Belhaj et al., 2019*, que establecieron la relación inversamente proporcional entre la temperatura y factor de recobro de un proceso convencional de surfactantes.

Figura 8.

Factor de recobro para diferentes temperaturas (SDS – SiO₂) – Crudo Liviano

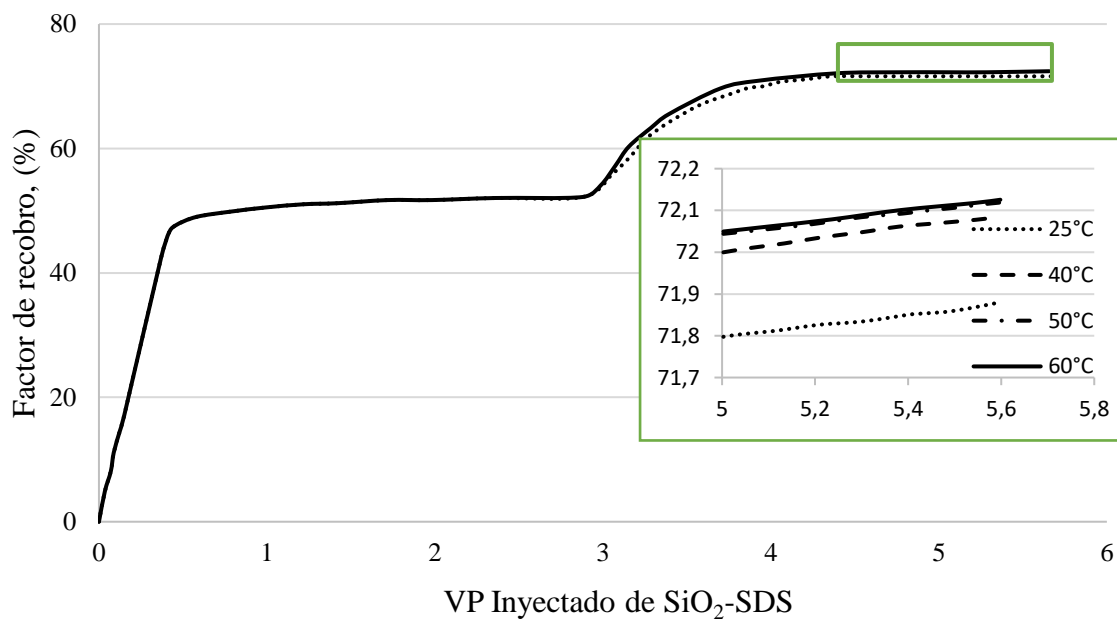
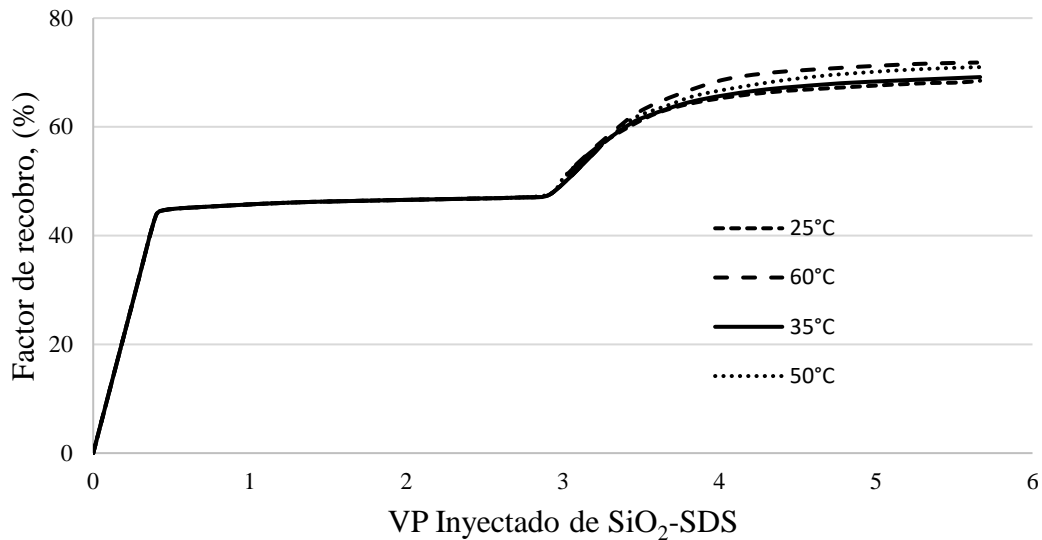
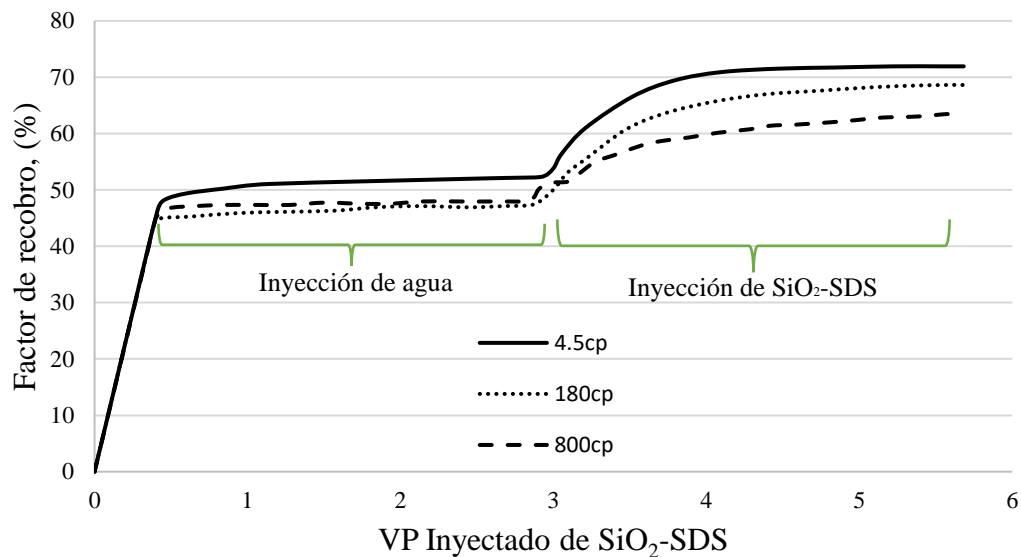


Figura 9.**Factor de recobro para diferentes temperaturas (SDS – SiO₂) – Crudo Pesado.**

Nota: Las figuras 8 y 9 representan el comportamiento del factor de recobro a diferentes temperaturas para crudos pesado y liviano. Modificado de Mahmud, H. B., Tan, B. C., Giwelli, A., Al-Rubaye, A. F., y Shafiq, M. U. (2021). Numerical analysis of SiO₂-SDS surfactant effect on oil recovery in sandstone reservoirs. *Energy Geoscience*, 2(4), 238-245.

2.1.3.3.4. Viscosidad del Crudo. Para poder establecer la relación entre la viscosidad del crudo y el sistema nanopartícula – surfactante, se simuló 3 escenarios, 45, 800 y 1800 centipoise a condiciones constantes de temperatura, tasa de inyección y concentración de la solución.

Figura 10.**Factor de recobro para viscosidades de 45, 800 y 1800 cP.**

Nota: esta grafica muestra el comportamiento del factor de recobro a diferentes viscosidades. Modificado de Mahmud, H. B., Tan, B. C., Giwelli, A., Al-Rubaye, A. F., y Shafiq, M. U. (2021). Numerical analysis of SiO₂-SDS surfactant effect on oil recovery in sandstone reservoirs. *Energy Geoscience*, 2(4), 238-245.

Tal como se muestra en la figura 10, el mayor factor de recobro, a dichas condiciones, es el del crudo de 800 cP que, aproximadamente, corresponde al de un crudo intermedio. Para los otros casos, se observa que se obtiene un incremento levemente mayor para el crudo liviano en comparación del pesado o de mayor viscosidad debido al contenido de asfaltenos y resinas del crudo.

Otro parámetro importante, que aún se encuentra en estudio, es la hidrofobicidad de la nanopartícula. Como ya se mencionó, en los estudios realizados *Zargartalebi et al., 2014*, se identificó la relación entre el rendimiento del proceso y la naturaleza de la nanopartícula; considerando el carácter anfifílico de los surfactantes, la nanopartícula entraría en contacto con las

moléculas de agua y las de aceite, simultáneamente y, por lo tanto, el comportamiento o la interacción estará definida por el grado de hidrofobicidad que esta tenga.

En general, todos estos parámetros son importantes para la estabilidad de las nanopartículas en la solución inyectada al yacimiento. Su control y la caracterización de cada una de las condiciones a las cuales se someterá el fluido representan un aspecto fundamental en la eficiencia de este tipo de procesos; la espectroscopía y la microscopía, son algunas de las tecnologías implementadas para la cuantificación de la estabilidad de las nanopartículas y que permiten, consecuentemente, identificar y estimar si el proceso será efectivo o no.

Entender cómo se comportará el sistema es fundamental para reducir la incertidumbre de este tipo de proyectos que, evidentemente, tiene asociados costos operativos significativos. En este sentido, dando fundamento a lo que se presentará a continuación, está la simulación numérica de yacimientos como una herramienta para visualizar, dimensionar y extrapolar, para el caso de esta investigación, datos de laboratorio a condiciones de yacimiento y así, de manera preliminar, estimar un posible beneficio en la implementación de esta tecnología.

3. Metodología

Para el desarrollo de esta investigación y con el objetivo de extrapolar y analizar el comportamiento de un sistema compuesto por una solución con nanopartículas y surfactantes, a escala de yacimiento, se utilizó la herramienta CMG STARS. Mediante este software, con datos de un campo colombiano, con base al screening técnico de un proceso de inyección de surfactantes y datos de laboratorio referentes al análisis de la adsorción de surfactantes en el medio poroso en presencia de nanopartículas, se creó un modelo conceptual de yacimiento en cual se representó, inicialmente, un proceso de inyección de agua y, posteriormente, el comportamiento que tenía el factor de recobro, la producción acumulada y la saturación residual de aceite, variando los

volúmenes porosos inyectados de la solución de 0,1 a 0,4 VP. Finalmente, comparando los escenarios con y sin nanopartícula, se definieron las condiciones operativas que mayor beneficio tenían y el porcentaje de mejora en comparación al proceso convencional de inyección, es decir, sin nanopartículas.

De esta manera, en primera instancia se creó el grid de simulación con las propiedades estáticas propias del campo estudiado y, se ajustó el modelo de fluidos, tal como se presenta a continuación.

3.1. Aspectos Generales del Modelo

El modelo conceptual de yacimiento obedece la sinergia de datos correspondientes a un campo colombiano cuyas condiciones se aproximan a lo teóricamente buscado para un yacimiento que se someterá a un proceso de inyección de surfactantes. Este se caracteriza por ser un modelo, en la mayoría de sus propiedades estáticas, con variaciones de permeabilidad y porosidad en función de la profundidad.

3.1.1. Dimensiones del Modelo

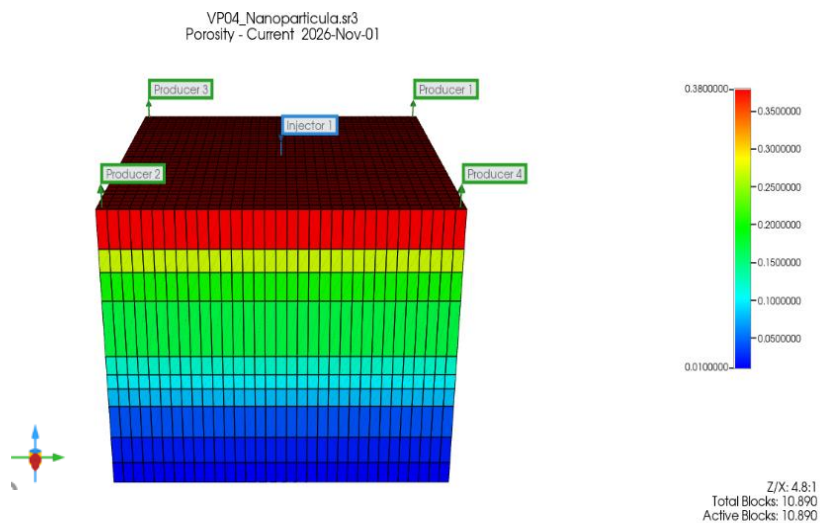
El modelo de yacimiento corresponde a un *grid* de tipo cartesiano, con un área de 21 acres, 10 capas que dan como resultado un espesor neto de 150 pies.

Tabla 5.**Dimensiones Modelo Conceptual de Yacimiento**

Propiedad	Valor
Espesor Neto	150 ft
Área	21 acres
Bloques	10890 (33i*33j*10k)

Nota: En la tabla se registran las dimensiones conceptuales del modelo de yacimiento

El modelo creado es un modelo levemente heterogéneo con una permeabilidad de 60 mD (i – j) y 20 mD (k), y porosidad promedio de 0,15 tal como se muestra en la figura 11.

Figura 11.**Porosidad del Grid de Simulación**

Nota: La figura representa el modelo sector creado a partir de las propiedades anteriormente descritas. CMG STARS, Autores

3.1.2. Condiciones Iniciales – Modelo PVT

Las condiciones iniciales, tanto del fluido como del yacimiento, que definen la etapa de producción primaria del modelo, se resumen en la tabla 6.

Tabla 6.**Condiciones Iniciales del Modelo de Simulación**

Condición	Valor
Presión Inicial de Yacimiento	2953 psi
Temperatura de Yacimiento	138 °F
Tipo de Fluido	Aceite Negro
°API	27
Presión de Burbuja	2425 psi
Viscosidad @ Presión de Burbuja	1,583 cP
Factor Volumétrico de Formación del Aceite	1,204 bls/STB
Gravedad Específica del Gas (aire = 1)	0,65
Saturación de Agua Inicial	0,35
Saturación de Aceite Inicial	0,65
Salinidad de Agua Connata	6000 ppm
Fración Molar de Aceite @ Gas en Solución	0,1

Nota: La tabla contiene el valor de las condiciones iniciales usadas para crear el modelo de simulación.

El petróleo presente en el modelo corresponde a un aceite negro, de 27 °API, que tiene una viscosidad de 1,58 cP a la presión de burbuja (2425 psi).

El modelo de fluidos PVT se generó directamente en STARS, a partir de las correlaciones que el simulador tiene integradas para un modelo *Black Oil*. Su selección se fundamentó en la relación entre parámetros como °API, presión y temperatura de yacimiento y las condiciones a las cuales, teóricamente, las correlaciones presentan el mejor rendimiento.

3.1.2.1. Propiedades del Crudo (Presión de Burbuja, Rs, Bo)

Tal como lo presentan De Ghetto y Villa (1994), la correlación de *Standing* (Standing y Frick, 1962) presentó los mejores resultados para las propiedades del crudo, con un margen de error promedio del 16% en el estudio realizado para muestras de los campos del Mar del Norte, Golfo Pérsico, África y la cuenca Mediterránea y, considerando como parámetro fundamental, la °API del crudo. Para estas propiedades se presentó una desviación promedio (SD, por sus siglas

en inglés) para la presión de burbuja, la relación gas – aceite y el factor volumétrico de formación, de 7,2, 11,6 y 1,8, respectivamente.

Tabla 7.

Correlaciones de CMG para propiedades del crudo según °API

Rango API		Presión de burbuja	GOR	OFVF
$\leq 10^\circ\text{API}$		-	-	-
$10 < ^\circ\text{API} \leq 22,3$	Autor	Kartoatmodjo	Vasquez-Begg	Vasquez-Begg
	AAE	23	20,1	1,4
	SD	23,2	13,1	1,2
$22,3 < ^\circ\text{API} \leq 31,1$	Autor	Standing	Standing	Standing
	AAE	11	15,5	1,9
	SD	7,2	11,6	1,8
$^\circ\text{API} > 31,1$	Autor	Glaso	Rollins-McCain-Creeger	Vasquez-Begg
	AAE	13,9	4,3	2
	SD	10,5	6,3	2,3
$6 < ^\circ\text{API} < 56,8$	Autor	Standing	Rollins-McCain-Creeger	Vasquez-Begg
	AAE	13,5	8,7	2
	SD	10,2	14,6	2,1

Nota: Correlaciones recomendadas por CMC para la determinación de propiedades según la gravedad API. Tomado de De Ghetto, G., y Villa, M. (1994, October). Reliability analysis on PVT correlations. In European Petroleum Conference. OnePetro.

Adicionalmente, con el objetivo de validar la implementación de esta correlación para el cálculo de dichas propiedades, se consideró el screening realizado por De Ghetto y Villa (1994), donde se pudo identificar que las condiciones del modelo de simulación están dentro de los rangos allí establecidos (ver tabla 8).

Tabla 8.**Screening para implementación de correlación de Standing**

Standing	
Gravedad API	16,5 – 63,8
Presión de burbuja, (psi)	130 – 7000
Temperatura del yacimiento, (°F)	100 – 258
Factor volumétrico de formación a presión de burbuja, (bbl/STB)	1,024 – 2,15
GOR, (scf/STB)	20 – 1425
Gravedad específica del gas (Aire=1)	0,59 – 0,95
Presión del separador, (psi)	265 - 465
Temperatura del separador, (°F)	100 (Promedio)

Nota: Rangos que en el que se deben encontrar las propiedades para usar la correlacion de Standing. Tomando de De Ghetto, G., y Villa, M. (1994, October). Reliability analysis on PVT correlations. In European Petroleum Conference. OnePetro.

En cuanto a la compresibilidad del crudo, De Ghetto y Villa (1994) establecieron que, para los crudos medianos, pesados y extrapesados, el modelo que mayor ajuste presentó fue el de Vasquez y Beggs, *en 1997*, con un porcentaje de error cercano al 6% en comparación con el valor obtenido en prueba de laboratorio.

3.1.2.2. Viscosidad para Crudo Muerto y Crudo Vivo. El modelo seleccionado para estimar la viscosidad tanto del crudo vivo como del crudo muerto fue Ng y Egbogah, (1990) con un error de 5,13% con relación a los datos experimentales. Sin embargo, es importante aclarar que, en su investigación, De Ghetto y Villa (1994), establecieron que el modelo que mejor representaba estas propiedades del crudo correspondía al modelo de Kartoatmodjo (1990) pero éste no está integrado en el simulador CMG.

A partir del modelo PVT creado, se obtiene el comportamiento descrito en las figuras 12, 13 y 14, del cambio de las variables FVF del aceite, viscosidad del aceite y GOR, respectivamente, en función de la presión.

Figura 12.

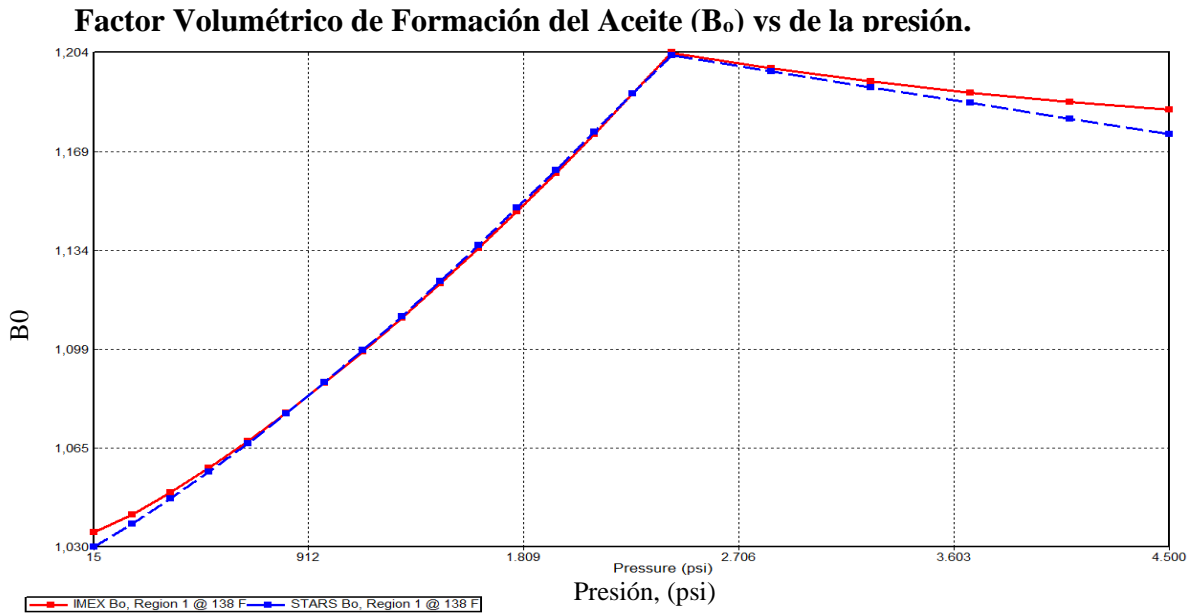


Figura 13.

Viscosidad del aceite (μ_o) en vs de la presión.

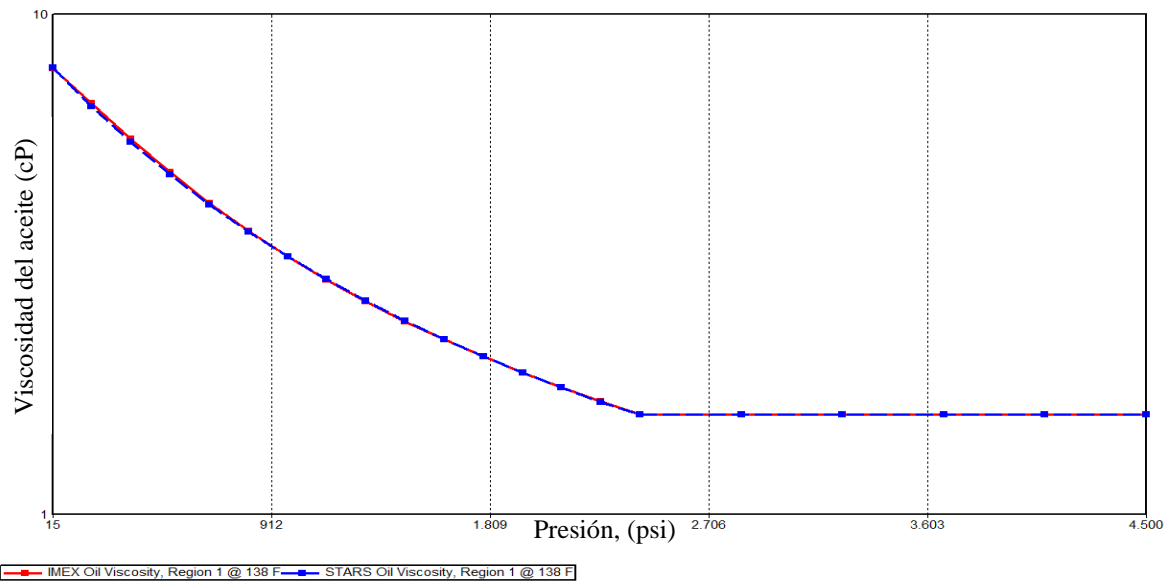
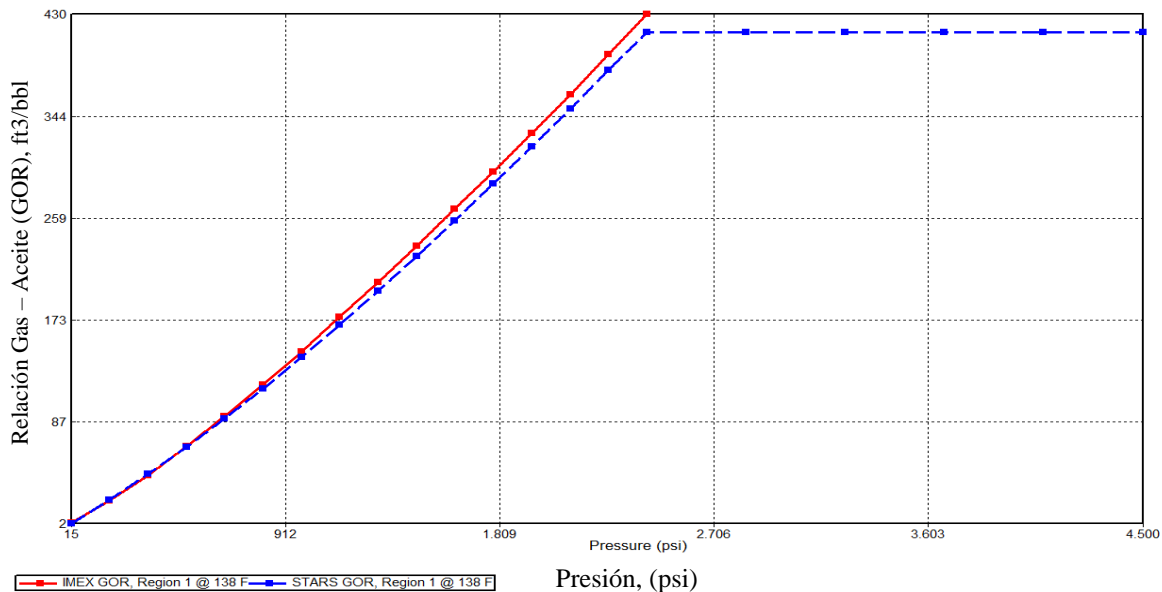


Figura 14.**Relación Gas – Aceite (GOR) vs la presión.**

Nota: Las figuras 12, 13 y 14 representa el comportamiento del Factor Volumétrico de Formación del Aceite (B_o), la Viscosidad del aceite (μ_o) y la Relación Gas – Aceite (GOR) en función de la presión. CMG STARS, Autores

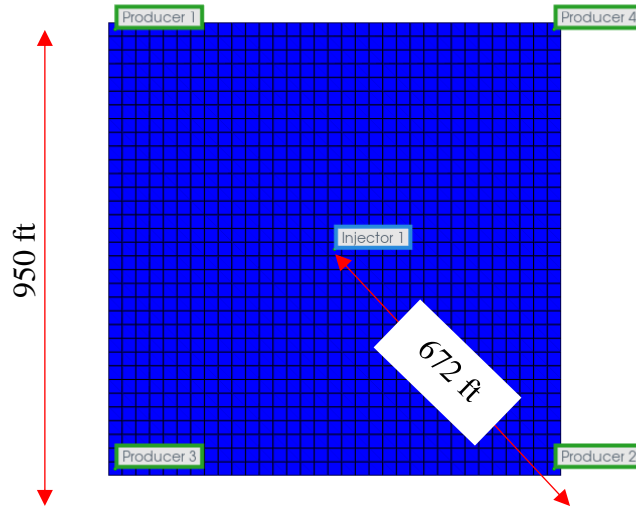
Teniendo en cuenta las propiedades, el comportamiento anteriormente descrito y que el arreglo seleccionado es de 5 pozos invertido, la metodología para simular los escenarios es:

- *Inyección de Agua:* Se analiza si el modelo tiene respuesta a producción en frío. Luego, en esta etapa, se sensibiliza la presión a inyectar la tasa de 1200 psi (parámetro del campo colombiano) considerando una presión en fondo mayor a la Presión de Burbuja, condición que teóricamente, permite un mayor rendimiento de surfactante (Green y Willhite, 2018), Finalmente, se define el tiempo de inyección, considerando como límite de implementación, bajos cambios en la producción y/o comportamiento asintótico de la curva de factor de recobro.

- 2. Inyección de Surfactante: Con un "preflujo" ya realizado (inyección de agua), se inyecta el surfactante, a una concentración de 5000 ppm, salinidad de 6000 ppm y a una tasa de inyección de 1200 barriles por día. Con base a estos datos, se evalúan diferentes escenarios de inyección que permitan identificar la respuesta del yacimiento a este proceso EOR, teniendo en cuenta dichas respuestas se definen las condiciones óptimas.
- 3. Inyección de Surfactante - Nanopartícula: Se procede a simular la nanopartícula y el surfactante (a condiciones óptimas) como un solo componente, es decir, un surfactante modificado teniendo en cuenta el efecto de la nanopartícula sobre éste, teniendo en cuenta los datos obtenidos por Paternina 2021, se logró identificar una tendencia, la cual será aplicada a los datos propios de nuestro modelo, para proceder al análisis de escenarios, cambiando VP inyectados y así identificar el mejor, una vez se obtengan los resultados, el efecto será medido en términos de Factor de recobro, producción acumulada y saturación.

3.1.3. Arreglo de Pozos Productores

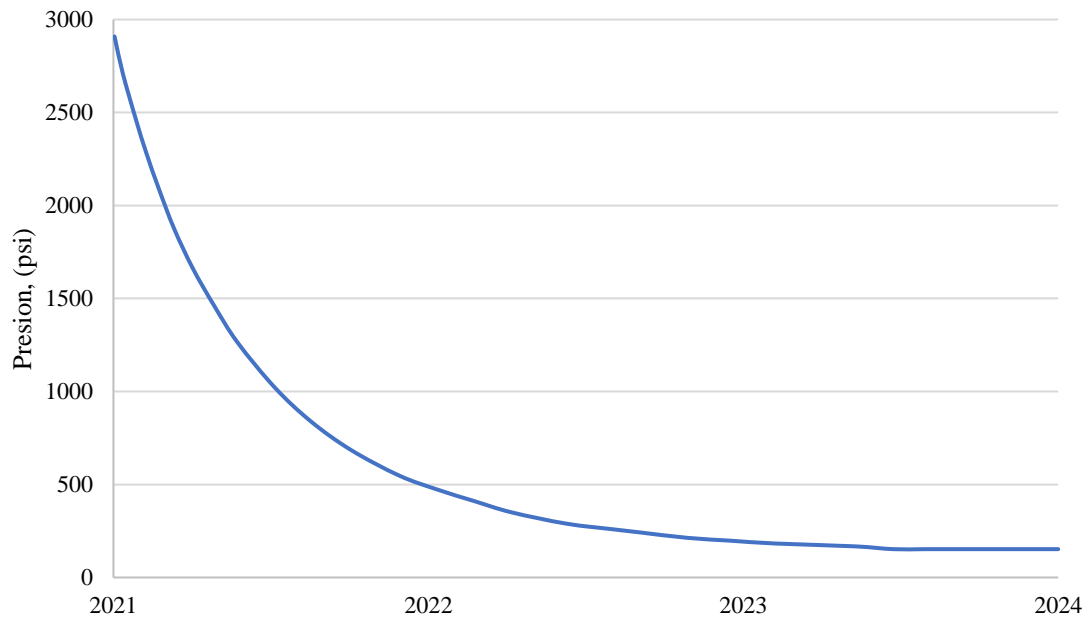
El modelo seleccionado para el desarrollo de esta investigación fue un arreglo de *5 pozos invertido*, es decir, 4 pozos productores y 1 pozo inyector; esto considerando que es el tipo de arreglo más usado a en la industria y, además que, bajo el criterio de contar con la mayoría de las condiciones ideales para la simulación del proceso, presenta alta conductividad dado que su línea de flujo más corta corresponde a una línea recta que, por ende, se traduce en una buena eficiencia de barrido (De Ferrer, 2001). La distancia entre los pozos productores de 950 ft y entre productores e inyector es de 672 ft.

Figura 15.**Representación de arreglo de pozos (5 pozos invertido).**

Nota: Representación del arreglo de 5 pozos invertido CMG STARS, Autores

3.2. Producción Primaria del Modelo

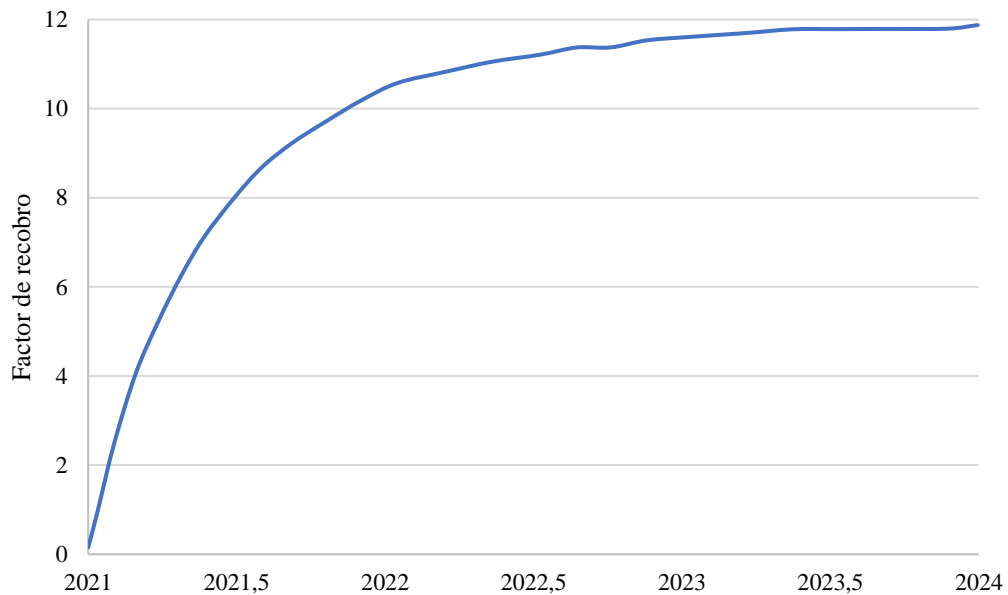
La producción primaria del modelo creado corresponde, dada las condiciones del yacimiento (subsaturado) y considerando que no hay acuífero asociado, a gas en solución y a una posible expansión roca – fluido; la caída abrupta en la presión (ver figura 16), por debajo de la presión de burbuja es el factor que, principalmente, define esta producción inicial del modelo dado que se libera una gran cantidad de gas.

Figura 16.**Cambio de la Presión en Producción Primaria (2024).**

Nota: Comportamiento de la presión contra el tiempo. CMG STARS, Autores

Se estableció un periodo de producción primaria de 4 años, tomando como criterio de selección el comportamiento de la presión, esto debido a que no se observa producción incremental después del 2022; teniendo en cuenta esto, como se presenta más adelante, se realiza el respectivo ajuste de esta variable con el objetivo de obtener el mejor de los escenarios en términos de producción de crudo. Adicionalmente, se establece de manera inicial una BHP para cada pozo de 500psi, conforme a las condiciones operativas del campo utilizado como referencia para este trabajo, siendo este valor la base para realizar las sensibilizaciones de este parámetro

En esta etapa de producción del modelo, tal como se muestra en la figura 17, se alcanza un factor de recobro cercano al 12%, que corresponde a una producción acumulada de 294117 bls de aceite.

Figura 17.**Factor de Recobro Producción Primaria (2024).**

Nota: La figura muestra el comportamiento del factor de recobro de la producción primaria. CMG STARS, Autores

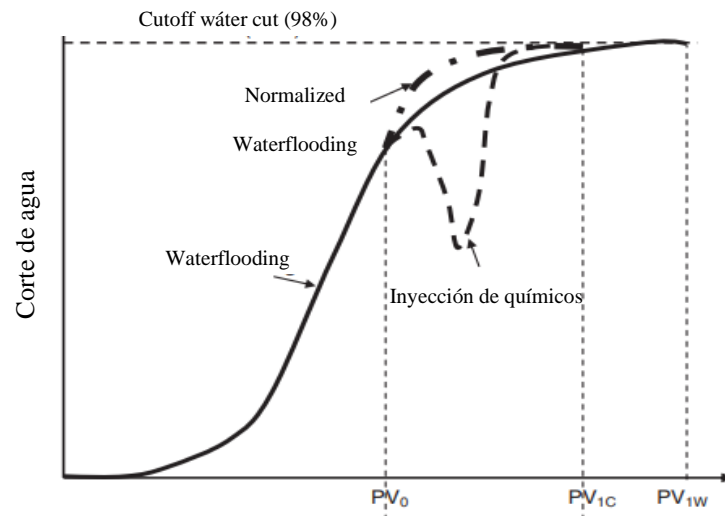
3.3. Recuperación Secundaria: Inyección de Agua

El patrón seleccionado (5 pozos invertidos) está conformado por un pozo inyector; para iniciar este proceso se evaluaron las condiciones a las cuales quedó el yacimiento una vez se produjo de manera natural. Como parámetro fundamental se analizó la presión de yacimiento que, como se evidencia en la figura 16 cae por debajo del punto de burbuja de manera rápida favoreciendo a la liberación de gas y por ende, al agotamiento de la energía que inicialmente contribuía en la producción de crudo del modelo; en la curva de recobro (figura 17) se evidencia un comportamiento asintótico en aproximadamente 11% lo que argumenta, adicionalmente, la necesidad de incorporar al sistema un nuevo mecanismo que permita incremento en la energía del yacimiento y, por lo tanto, en un aumento del factor de recobro del modelo.

También, analizando el valor de la saturación residual de aceite de la etapa de producción primaria, se logra establecer que se encuentra en un valor (0,618) que, de prolongar la esta primera etapa no presentaría mayor cambio en el tiempo.

Figura 18.

Comparativo del corte de agua



Nota: Comparativo del corte de agua para inyección de agua y surfactantes Sheng, J. J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

En este sentido, considerando, además, las condiciones estáticas del modelo elaborado se desarrolla un proceso de inyección de agua capaz de desplazar gran parte del crudo presente en yacimiento que, para los fines de esta investigación, reduzca la saturación a tal valor que permita identificar los efectos de incorporar un mecanismo de recobro terciario acompañado de una nueva tecnología, para este caso, las nanopartículas.

Adicionalmente, tal como lo establecen estos autores (Sheng, 2010; De Ferrer, 2001), el comportamiento asintótico en la curva de factor de recobro permite identificar y/o parametrizar el punto de implementación de un nuevo método EOR con el objetivo de tener un incremental en la

producción contrarrestando la declinación del proceso inicial. En la figura 18 se observa el corte de agua y la tendencia esperada para aplicación de un método terciario, en este caso, de inyección de surfactantes. Con base a estos criterios se define el tiempo límite de inyección del agua previa al químico para la implementación de este tipo de métodos de recobro en 98% de corte de agua.

3.3.1. Condiciones Operativas Modelo para Inyección de Agua

La inyección de agua en el modelo creado se realizó considerando un incremento en el factor de recobro e , implícitamente, en el mantenimiento de la presión; en este sentido, se evaluó el comportamiento del modelo a diferentes presiones en fondo de pozo (BHP, por su sigla en inglés) en términos de saturaciones, presión de yacimiento y tasa de producción de los 4 pozos productores.

Para ello, a partir de las propiedades estáticas del modelo, las propiedades del campo patrón y las condiciones óptimas para la implementación de este tipo de procesos que diversos autores ya han establecido (Green y Willhite, 2018), se crearon los escenarios dispuestos en la tabla 9.

Para el pozo inyector se mantuvieron abiertos todos los intervalos, teniendo en cuenta que se trata de un modelo homogéneo con buenas propiedades petrofísicas y reológicas que se traducen en la ausencia, por ejemplo, del fenómeno de canalización, favoreciendo la eficiencia de este método de recobro.

Además, se mantuvo una tasa constante de 1200 barriles por día para todos los escenarios, correspondiente a la tasa del campo colombiano que se tuvo como referencia para el desarrollo de esta investigación y que permite mantener las condiciones de integridad del modelo evitando llegar a la presión de fractura.

Tabla 9.**Sensibilidad BHP pozos productores para recobro secundario**

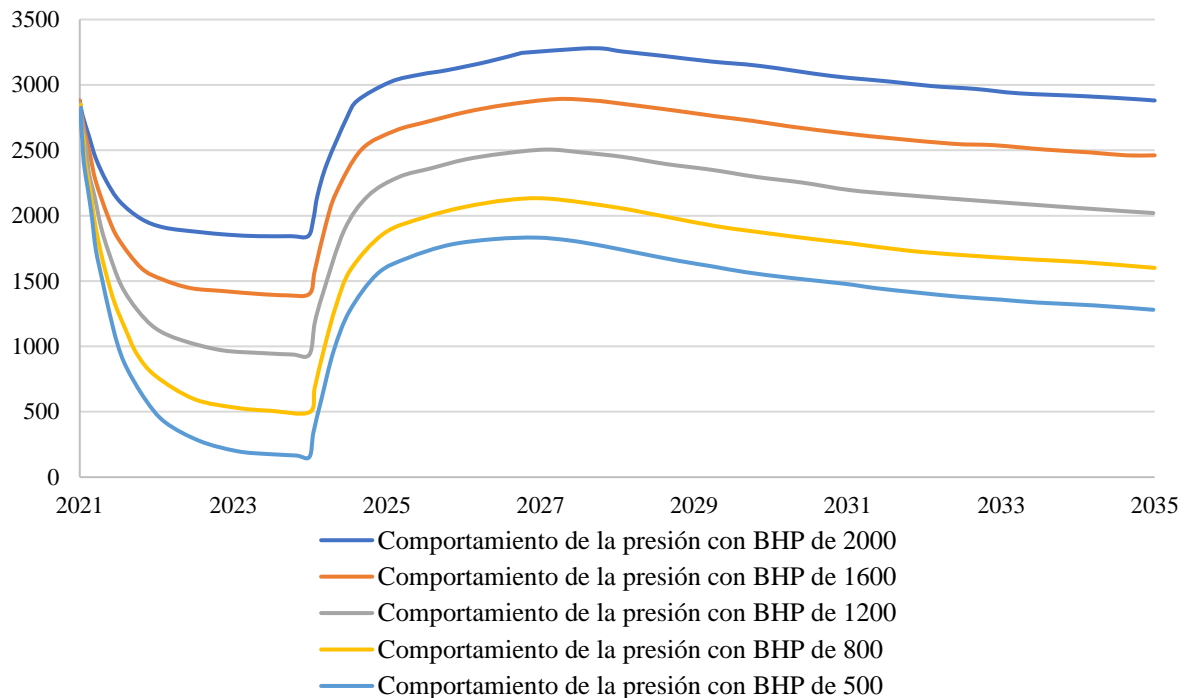
Escenario	BHP (psi)
1	500
2	800
3	1200
4	1600
5	2000

Nota: Valores usados para realizar la sensibilidad y determinar la BHP que se va a usar.

A continuación, se presentan los resultados para cada uno de estos 5 escenarios, considerando las variables más importantes en la implementación tanto de un proceso de waterflooding como de inyección de surfactantes.

3.3.1.1. Presión Promedio de Yacimiento. El comportamiento de la presión promedio del yacimiento, previo a la inyección de agua, muestra una caída abrupta por debajo de la presión de burbuja que, posteriormente, estabiliza en a un valor de aproximado de 1600 psi. Esta condición se traduce en una rápida depleción del yacimiento y la carencia de energía natural capaz de llevar el fluido de la zona de interés a superficie, tal como se evidencia en la tendencia de la curva de factor de recobro primario.

En la figura 19 se observa el comportamiento de la presión de yacimiento para cada uno de los escenarios en todo el periodo de producción, considerando, el escenario base de producción de 1600 psi de presión en fondo, esto con el objetivo de ver la tendencia una vez se inicia la recuperación secundaria.

Figura 19**Comportamiento de la presión a diferentes BHP.**

Nota: Comparativo de la presión promedio del yacimiento por un periodo de 10 años de inyección para los 5 escenarios con las distintas BHP. CMG STARS, autores.

Dentro del análisis de cada una de las curvas, se observa proporcionalidad entre la BHP y el mantenimiento de la presión promedio; considerando la tendencia de rápida depleción del modelo, la presión de yacimiento inicial (2953 psi) y las condiciones favorables para la inyección del químico, de manera preliminar, una BHP de 1600 psi con una tasa de inyección de 1200 bl/d permite evitar una caída abrupta de la presión y, adicionalmente, un margen respecto a la presión de fractura, en comparación, a la BHP de 2000 psi.

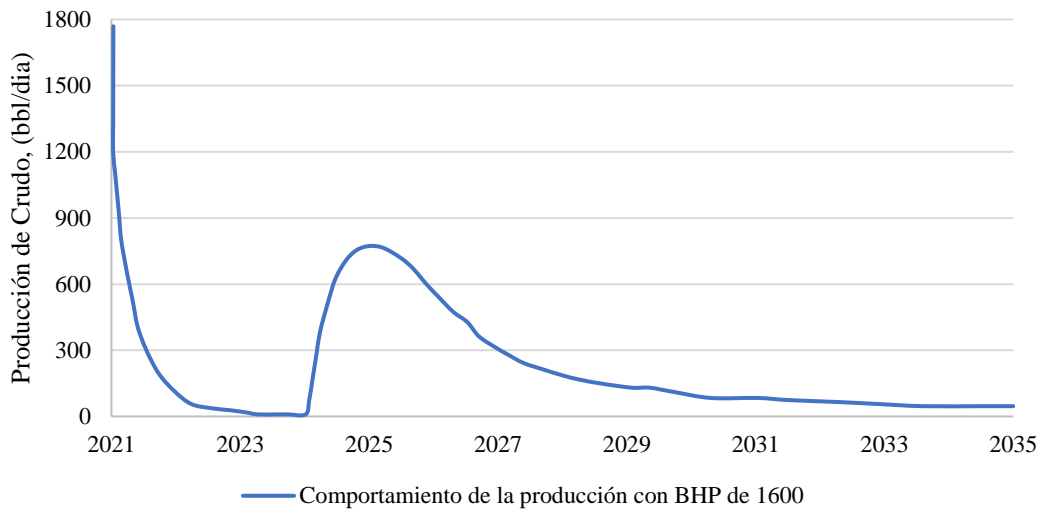
3.3.1.2. Tasa de Producción de Crudo. Para la etapa de producción en frío, la tasa de producción, previa la inyección de agua, se logra una estabilización cerca a los 5 barriles por día promedio, esto como consecuencia de la pronta depleción del modelo. Una vez inicia el proceso

de recobro secundario, la tasa incrementa de manera considerable por un periodo de 2 años y luego inicia su caída hasta estabilizar en una producción diaria promedio cercano a los 40 barriles por día.

Sin embargo, con base al comportamiento obtenido para el modelo, se logra identificar la posibilidad su optimización iniciando el recobro secundario antes de la fecha establecida inicialmente, considerando la rápida depleción del yacimiento y, tal como se observa en la figura 20, la tasa de producción del modelo que cae para el año 2022 cae por debajo de los 10 barriles por día y se prolonga hasta el 2024, inicio de la inyección de agua. Esto aspecto es fundamental, desde el punto de vista económico, considerando, además, el potencial del modelo y del posible incremento del factor de recobro.

Figura 20

Comportamiento de la producción con BHP de 1600psi.



Nota: Tasa de producción del modelo para BPH de 1600 psi. CMG STARS, autores.

3.3.1.1. Ajuste Condiciones para Inyección de Agua. De acuerdo con lo mencionado en el apartado anterior, se realizad el ajuste / sensibilidad del periodo en el cual se inicia la inyección de agua; para ello, se evalúan 3 escenarios que corresponden a lo presentado en la siguiente tabla:

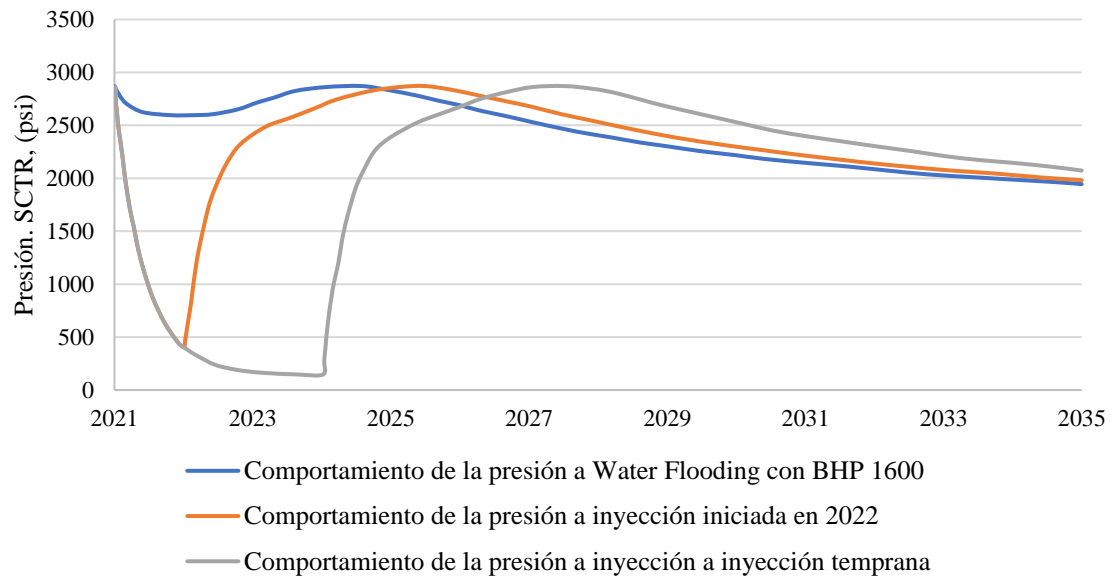
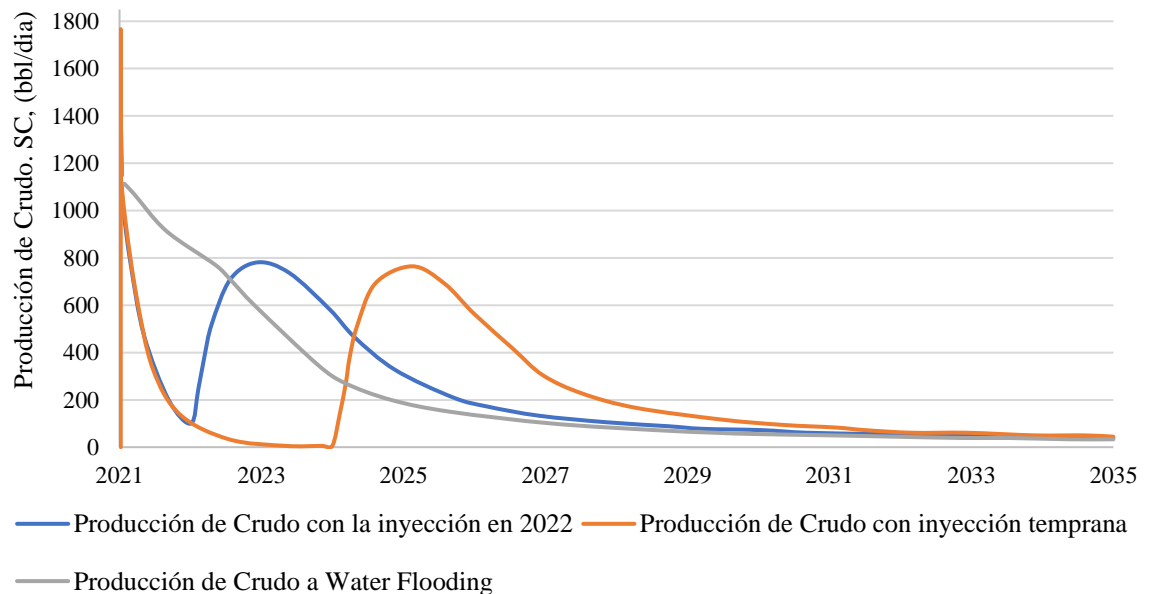
Tabla 10.**Sensibilidad inicio periodo de inyección de agua**

Escenario	Inicio Inyección (años)
1	0
2	2022
3	2024

Nota: Escenarios analizados para definir el inicio del inicio de agua.

El escenario 1 corresponde a la inyección temprana de agua, considerado la rápida caída en la presión del yacimiento que afecta su posterior recuperación para llegar a condiciones (estáticas – dinámicas) favorables a la inyección del surfactante; el escenario 2 corresponde a la mitad del tiempo que se había establecido inicialmente para así poder evaluar el comportamiento del modelo y el factor de recobro a condiciones de producción en frío y, finalmente, el escenario 3 hace referencia al escenario base del que ya se presentaron los resultados.

En este sentido, se analiza, principalmente el comportamiento de la presión del yacimiento, observando que, para el escenario 1, operando a una BHP de 1600 psi, tal como se muestra en la figura 21, la presión se mantiene por encima del punto de burbuja (2450 psi), es decir, aproximadamente a las condiciones planteadas inicialmente, condición que contribuye a que no se deplete el yacimiento como lo hacía para el escenario base.

Figura 21**Comparativa presión de yacimiento para cada escenario****Figura 22****Tasa de producción de crudo para cada escenario**

Nota: Las figuras 21 y 22 muestran la comparación de la presión de yacimiento y las tasas de producción de crudo para cada escenario de inicio de inyección planteado, respectivamente. CMG STARS, autores.

De manera análoga al escenario base (escenario 3), el escenario 2, de inyección de agua en el año 2022, se da una caída abrupta en la presión y en la tasa de producción que, si bien no cae a los valores del escenario inicial, igual presenta una caída representativa en comparación a la tendencia y al escenario 1 que, por ejemplo, para antes de 2024 presenta una producción por encima de los 300 barriles por día frente a, aproximadamente, los 160 barriles por día a los que alcanza a caer el escenario de inyección de 2022.

Conforme a lo mencionado, se establece a la inyección temprana de agua como el escenario ideal previo a la inyección del químico, fundamentalmente, por el comportamiento de la presión y de la tasa de producción de aceite que, además, al tener una tendencia normalizada no altera, por ejemplo, los valores de saturación residual de aceite característicos de la inyección de surfactante; en la siguiente tabla se resumen los principales resultados de este proceso, estimando, a partir de los resultados obtenidos, la inyección del surfactante desde el año 2024.

Tabla 11.

Resultados de la inyección de agua

Parámetro	Valor
Factor de Recobro	30%
Saturación de Aceite	0.454
Saturación de Agua	0.597
Presión Promedio de Yacimiento	2930 psi
Tasa de producción de aceite	305 bls/día
Tasa de producción de gas	17345 ft ³ /día
Corte de Agua	73%

Nota: Resumen resultados más importantes de inyección de agua

4. Inyección de Surfactantes

Una vez creado el modelo y el ajuste las condiciones previas a la inyección del químico, se estudió, inicialmente, el efecto que tiene la inyección de solo el surfactante analizando el comportamiento de variables como el factor de recobro y la saturación de aceite a lo largo de la implementación del proceso para diferentes volúmenes porosos inyectados; esto, con el fin de establecer un escenario base que permitiera parametrizar y poder comparar con la posterior implementación de nanotecnología

Sin embargo, de manera preliminar, se presentan los aspectos más importantes que se consideraron al momento de incorporar este método de recobro, teniendo en cuenta los aspectos técnicos del surfactante utilizado y el ajuste a condiciones dinámicas requerido para la sinergia entre los datos obtenidos de la investigación realizada por *Paternina y Londoño (2022)* y la información solicitada por el software para su respectiva simulación.

4.1 Aspectos Generales Surfactante

El surfactante utilizado en las pruebas de laboratorio, realizadas por *Paternina y Londoño, (2020)* corresponde al surfactante Petrostep S-13D o propoxi sulfato de alcohol (APS) que se caracteriza por su alta capacidad de solubilización, alta efectividad en reducción de tensión interfacial, por ser de tipo aniónico y de contar con un peso molecular de 1033 lb/lb-mol.

Tabla 12.

Propiedades del surfactante inyectado

Propiedades del surfactante (Petrostep s13d)	
Peso Molecular	1033 [g/mol]
Materia Activa	82,64 %materia activa

Nota: Propiedades del surfactante inyectado en modelo de simulación

4.2. Salinidad del Modelo

Tal como se presentó en el marco teórico de esta investigación, la salinidad presenta un rol fundamental en el comportamiento tanto del surfactante como de las nanopartículas, lo que se puede traducir, dependiendo de la magnitud de esta variable, en una afectación del rendimiento y, por lo tanto, en una interpretación errónea de los resultados debido a que todas las propiedades se ajustan a las de un modelo ideal y, por ende, se espera que estos estén cercanos a lo estimado teóricamente y las tendencias identificadas a partir del estudio guía para esta investigación (Paternina y Londoño, 2020).

Considerando el objetivo de este estudio, la salinidad tanto del agua de inyección del “*preflujo*” (recobro secundario) como de la solución inyectada para el recobro terciario, corresponde a la misma salinidad del yacimiento (6000 ppm), valor que se encuentra dentro de los rangos establecidos en la literatura (ver *screening*, tabla 4). Esta condición permite mantener el equilibrio de los iones de sodio en el medio que, de alterarse y como se mencionó, pueden afectar el rendimiento de Petrostep S-13D y de la nanopartícula; esto crea un estado de equilibrio que a su vez permite la estabilidad del sistema en lo que a salinidad corresponde.

4.3. Creación del Componente: Surfactante

Conociendo las propiedades y/o características del surfactante utilizado en la investigación de Paternina y Londoño, 2020, se crea el componente “*surfact*” tal como se muestra en la figura 21; considerando que el químico se inyecta en solución, los datos correspondientes a las propiedades de la fase líquida se mantienen, de manera análoga a las del agua, teniendo en cuenta que la concentración del químico a inyectar no altera estas condiciones de viscosidad y densidad de dicha fase.

Adicionalmente, bajo el mismo criterio de inyección en solución mencionado, las condiciones críticas de presión y temperatura se mantuvieron en un valor de 0 psi y 0°F, respectivamente. (Abbas, et al., 2020)

Figura 23

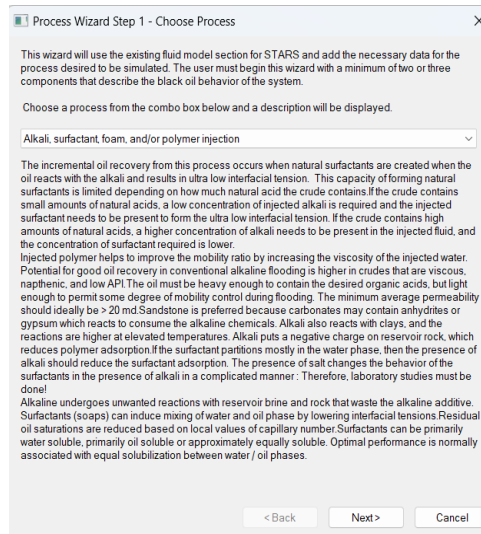
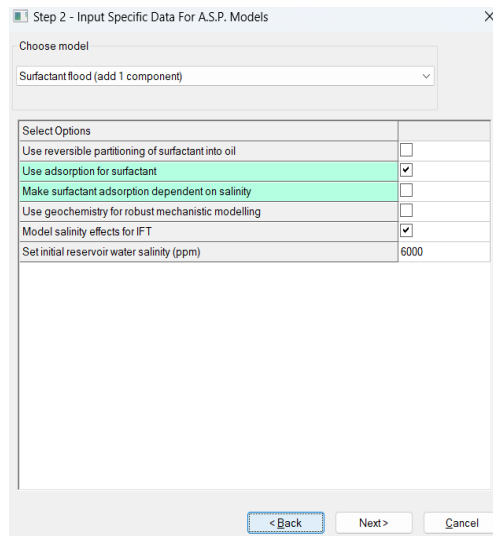
Interfaz creación del componente “surfact” en CMG STARS.

The screenshot shows the 'Component Definition' dialog box in CMG STARS. The 'Component name' is set to 'Surfact'. Under 'Reference phase or phase in which found', 'Aqueous' is selected. Under 'Could also be in following phases', 'Gas (K-value Partitioned)' is selected. The 'Critical pressure' is 0 psi, 'Critical temperature' is 0 F, and 'Molecular weight' is 1033 lb/lbmole. There is a 'Simulator Defaults' button and 'OK', 'Cancel', 'Apply', and 'Help' buttons at the bottom.

Nota: La figura representa la interfaz para la creación del “*surfact*” en *CMG STARS*

4.4. Generación Modelo de Surfactantes: Process Wizard

Una vez creado el componente asociado al químico a inyectar, en este caso, el surfactante, se crea el modelo de inyección mediante la herramienta *process wizard* incorporada en el simulador. En el paso 1, tal como se muestra en la figura 24, se selecciona el proceso a simular (*alkali, surfactant, foam and or polymer injection*) y luego, en el paso 2 (figura 25), se seleccionan las condiciones o parámetros que rigen el proceso: modelo de adsorción, cambios de tensión interfacial en función de la salinidad (Paternina y Londoño, 2020), y la salinidad del yacimiento que, tal como se indicó en el apartado anterior, corresponde a 6000 ppm.

Figura 24**Interfaz process wizard selección modelo a simular****Figura 25****Interfaz process wizard ajuste condiciones iniciales.**

Nota: Las figuras 24 y 25 muestran la Interfaz process wizard para seleccionar el modelo a simular y realizar el ajuste condiciones iniciales respectivamente CMG STARS, autores.

Posteriormente, en los siguientes pasos, se seleccionan los componentes que integrarán el proceso, surfactante y cloruro de sodio (NaCl), el número de sets de interpolación que tendrá el modelo, uno para la condición previa a la inyección del químico y un segundo set correspondiente

al reajuste de las condiciones de permeabilidad relativa y mojabilidad una vez el yacimiento entra en la etapa de recobro terciario. Por último, se definen las condiciones de tensión interfacial y de adsorción que tendrá el modelo que, para los objetivos de esta investigación se reajustaron tal como se presenta a continuación.

Es importante destacar que, con base a los resultados obtenidos por Paternina y Londoño (2020), la concentración del químico a inyectar corresponde a 5000 ppm dado que a este valor se obtuvo el mejor rendimiento para dichos parámetros y/o variables.

4.5. Comportamiento tensión interfacial

En lo correspondiente a la tensión interfacial, los valores obtenidos en las pruebas realizadas por Paternina y Londoño (2020) se presentan en la siguiente tabla y están dados a diferentes salinidades:

Tabla 13.

Tensión interfacial a diferentes concentraciones de salinidad

Salinidad (%wt)	Tensión interfacial (mN/m)
0,5	0,4717
1	0,5112
2	0,2195
5	0,0133
7	0,0041
10	0,0526

Nota: Tensión interfacial para diferentes concentraciones de salinidad @5000 ppm de surfactante

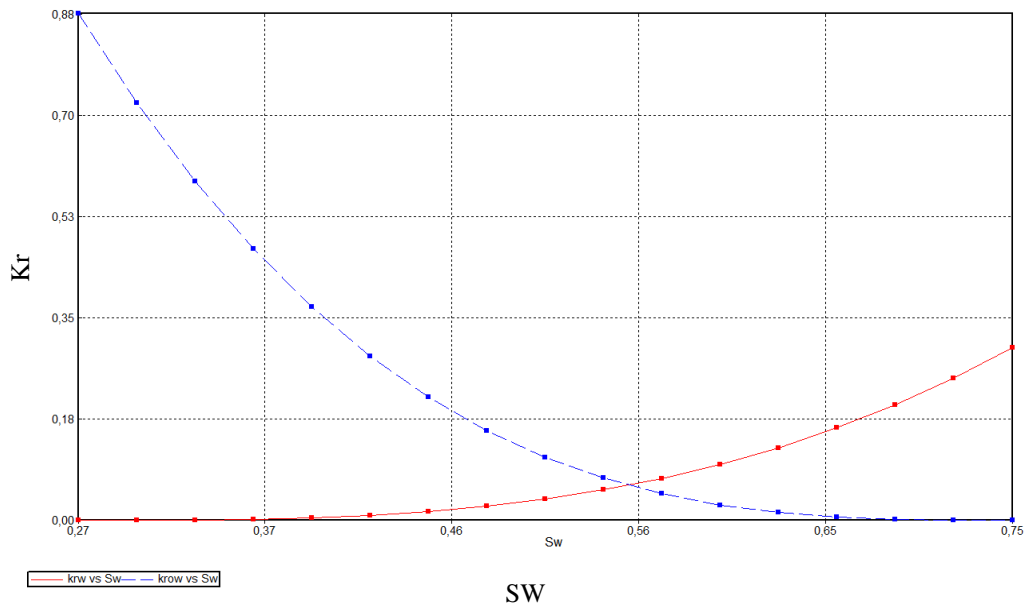
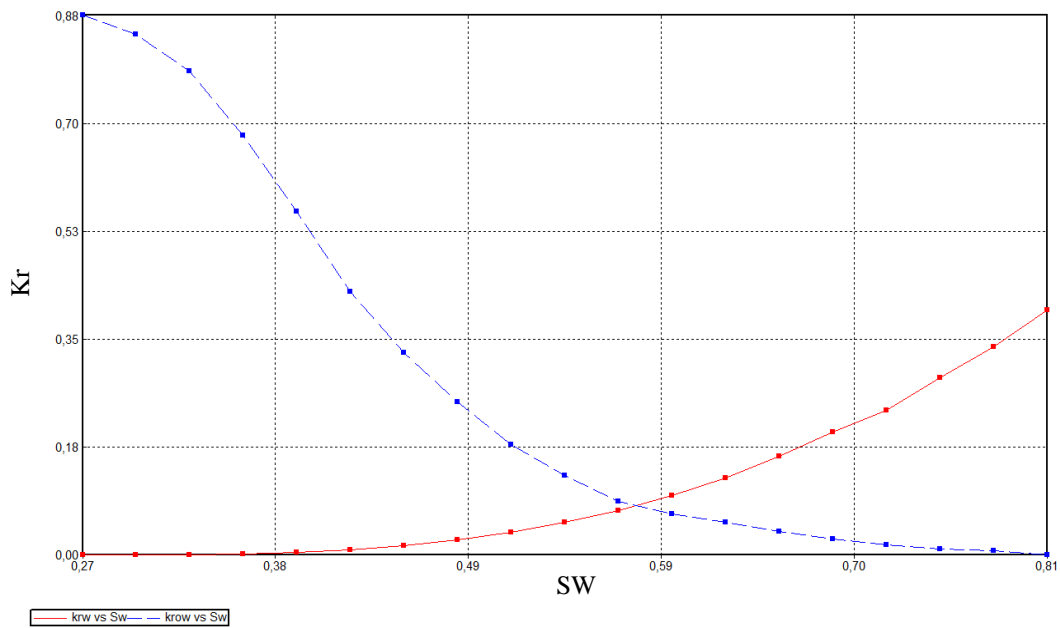
Inicialmente, la construcción del modelo obedeció estos valores de tensión interfacial en función de la salinidad, sin embargo, para el proceso de inyección con las nanopartículas, el

comportamiento estaba en función de una sola concentración de sal y, por lo tanto, no se evaluarían ambos procesos bajo los mismos parámetros. En este sentido, como se presenta más adelante, se realizó el ajuste de los sets de interpolación generados para obtener resultados en condiciones equivalentes a partir del modelo creado en process wizard, teniendo en cuenta que lo que se busca es representar de la mejor manera los resultados obtenidos en las pruebas desarrolladas por Paternina, 2022.

4.5.1. Ajuste sets de Interpolación – Permeabilidades Relativas

A partir de la condición y/o criterio mencionado, se ajusta el modelo mediante la interpolación de las curvas de permeabilidad relativa en función de la concentración de surfactante, lo que se traduce en que una vez la concentración sea 0, el comportamiento de las variables del proceso corresponderá al set #1 y, una vez la concentración llega al valor del químico inyectado (no se consideran pérdidas durante el proceso), el comportamiento asignado corresponderá al set#2, en el que se consideran, en términos de permeabilidad relativa, cambios en los *endpoints* de acuerdo, para este caso, a lo establecido teóricamente.

Sin embargo, previo a este ajuste, es importante identificar el comportamiento y/o tendencia de ambos sets de interpolación que, básicamente, se refieren a dos modelos de permeabilidad relativa; el primero de estos está dado para el escenario base y/o de producción primaria – secundaria, es decir, es la condición inicial a la cual se encuentra el yacimiento previo a la recuperación terciaria que, define además, la saturación mínima a la cual se puede llegar a recuperar aceite bajo las condiciones descritas en el proceso de inyección de agua.

Figura 26**Curva de permeabilidad relativa, set de interpolación 1.****Figura 27****Curva de permeabilidad relativa, set de interpolación 2.**

Nota: Las figuras 26 y 27 representan las curvas de permeabilidad relativa de los dos sets de interpolación. CMG STARS, autores.

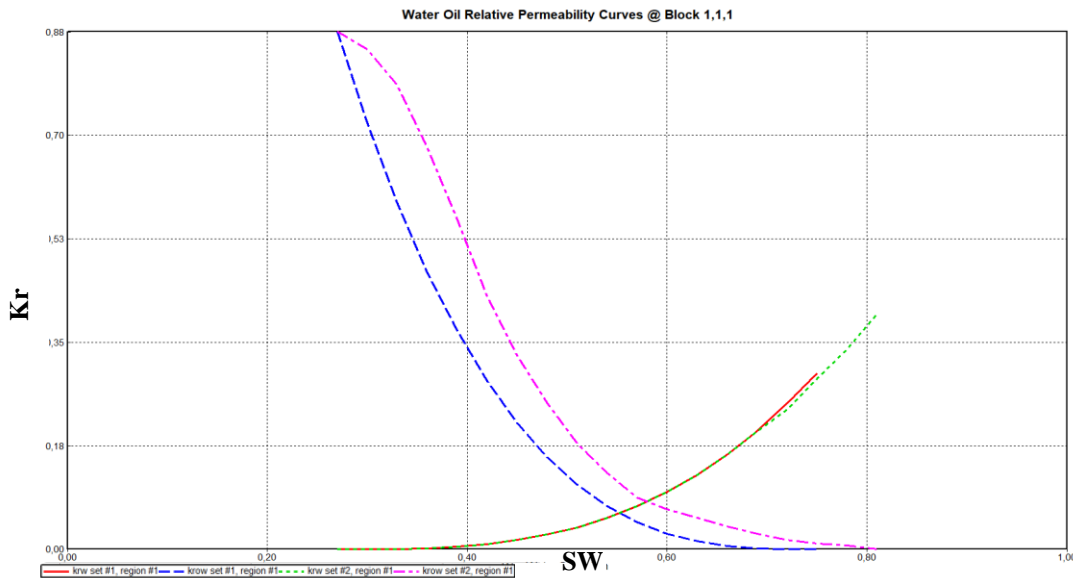
Para el escenario del set 1, tal como se puede ver en la figura 26, se tiene saturación residual de aceite de 0,19, saturación irreducible de agua de 0,27 y permeabilidad relativa al agua de 0,3 a condiciones de S_{or} y permeabilidad relativa al aceite de 0,88 a condiciones de S_{wirr} . Para este set, a partir de las tendencias descritas por ambas curvas, se logra identificar un yacimiento mojado por agua o bien, con tendencia preferencial como fase mojante hacia el agua, según lo establecieron autores como De Ferrer, M. P. (2001).

Para la construcción del set 2 de permeabilidad de relativa correspondiente a la inyección del químico, se tuvieron en cuenta los porcentajes de reducción en el S_{or} establecidos en la literatura. De acuerdo con la revisión bibliográfica, se estima una reducción y/o ajuste, favorable al flujo de aceite en el medio poroso, cercano al 15% para el proceso de recuperación mejorada con surfactantes (Sheng, 2010; Green y Willhite, 2018; Kamal, et al., 2017; Belhaj, et al., 2020)

Con base a este criterio y a partir de los valores del set 1, se ajustan las curvas de permeabilidad para este nuevo set, dando como resultado el grupo de curvas representados en la figura 27, representando un modelo con una mayor tendencia hacia el agua como fase mojante y con una reducción en la saturación residual de aceite que permite, consecuentemente, un incremento en la recuperación de crudo.

Figura 28

Curvas de Permeabilidad Relativa



Nota: Comparativo de curvas de permeabilidad relativa para ambos sets de interpolación. CMG STARS, autores.

Una vez creados los dos sets de interpolación, tal como se mencionó, se hace el respectivo ajuste en la interfaz correspondiente a “*Interpolation Sets Parameters*” en donde se definen los valores de **DTRAPW**. Esta keyword se define como el valor del parámetro de interpolación de fase de agua para el conjunto de datos actual de fluidos de roca. Se debe proporcionar al menos uno de DTRAPW para permitir la interpolación (CMG, 2017).

El significado físico de DTRAPW depende de la opción de interpolación que, para este caso está indicando que, a los valores de la concentración del surfactante inyectado, el modelo obedece a una reducción de la saturación residual de aceite de 0,19 gracias a la interacción entre la roca, el fluido de yacimiento y el fluido inyectado. Para el caso de esta investigación, conforme a las concentraciones del químico, el set 1 se le dio el valor de 0 y para el set 2 el valor de 8,79e-

05 correspondiente a la fracción molar del surfactante en solución inyectado (5000 ppm, condición definida en los resultados de Paternina y Londoño, 2020).

4.6. Modelo de Adsorción del Surfactante

Para la representación de la adsorción del surfactante en el modelo creado se realizó un ajuste en los datos a incorporar en el proceso, considerando la importancia que tiene este fenómeno en el rendimiento de cada uno de los mecanismos de recobro del tensoactivo. *Paternina y Londoño (2020)* en su investigación analizaron el comportamiento de la adsorción a condiciones estáticas y, por lo tanto, los datos obtenidos, no corresponden al comportamiento evidenciado a condiciones de yacimiento, las cuales obedecen a un comportamiento dinámico. De esta manera, se estudiaron los modelos de adsorción presentes en la literatura y, a partir de la correlación con las condiciones tanto estáticas como dinámicas del modelo conceptual y de los requerimientos del software, se definieron los parámetros para la representación de este fenómeno y su sinergia con la data ya presente en el modelo y los procesos ya creados.

Al ser la isoterma Langmiur el modelo cuyos postulados más se ajustan a las condiciones de este modelo (Un modelo teórico eficiente para la adsorción de una monocapa en superficies homogéneas con un número finito de sitios de adsorción idénticos y específicos e interacciones intermoleculares despreciables) es el utilizado para evaluar el fenómeno de adsorción para fines de esta investigación, a través de una herramienta de cálculo (*Bottet, 2022*). Se determinan los datos a ingresar en el simulador, considerando los siguientes datos:

Tabla 14.**Datos requeridos para cálculo de adsorción máxima y residual**

Parámetro	Valor
Densidad, g/cm ³	2,65
Porosidad	0,21
Peso Molecular, g/g-mol	1033
Adsorción Máxima Teórica, mg/g roca (Sheng, 2010)	0,1
Concentración Surfactante, ppm	5000

Nota: Parámetros usados para determinar los coeficientes de Isoterma de Langmuir

De esta manera, se obtienen los coeficientes de la isoterma de Langmuir que en la interfaz de “*component adsorption*”, para el surfactante (ver tabla 16)., se ingresan junto con los valores de adsorción máxima y residual, 6,02466e-05 lb-mol/ft³ y 4,81973e-05 lb-mol/ft³, respectivamente.

Tabla 15.**Coefficientes de Isoterma de Langmuir**

Coeficientes	
Primer parámetro de isoterma de adsorción, lb-mol/ft ³	6,9072954
Segundo parámetro asociado con efecto de la sal, lb-mol/ft ³	0
Tercer parámetro de isoterma de adsorción	114650,39

Nota: Coeficientes de Isoterma de Langmuir usados para alimentar la simulación.

4.7. Escenarios de Inyección de Surfactante

A partir de los ajustes mencionados, se simulan los siguientes escenarios con el objetivo de identificar las condiciones, en términos de volúmenes porosos inyectados, que mejor rendimiento y beneficio tiene en la producción incremental del modelo y, por ende, en su respectivo factor de recobro.

Para calcular los volúmenes porosos a inyectar se utiliza la siguiente ecuación [5] en donde se considera la tasa de inyección de la solución química, la fracción o porcentaje del volumen

poroso a inyectar y el volumen poroso, en este caso, de todo el modelo ya que se quiere invadir todo con el químico y determinar su comportamiento en la zona circundante al pozo inyector, las zonas intermedias y la zona de los pozos productores, considerando, además, que se trata de un modelo a escala que puede asumirse, por ejemplo, como un sector de un yacimiento con mayores dimensiones. Para este modelo se tiene un volumen poroso de $2,24 \times 10^7 \text{ ft}^3$.

$$\text{Tiempo de Inyección: } \frac{VP_{\text{modelo}} * \text{Fracción VP a inyectar}}{\text{Tasa de Inyección}} \quad [5]$$

En la tabla 14 se presentan los resultados del tiempo requerido para inyectar hasta 0,4 volúmenes porosos y, para fines del análisis de esta investigación, un dato extrapolado a 0,6 para identificar, si es el caso, cambios en el rendimiento a valores por encima de lo definido teóricamente.

Es fundamental tener presente que, para autores como *Green, D. W.*, y *Willhite, G. P.* (2018) y *Sheng, J.* (2010) establecen que, para la inyección de surfactantes, independiente de si el proceso es continuo o por ciclos, el límite de la fracción de VP a inyectar corresponde a 0,4

Tabla 16.

Tiempo de inyección para diferentes VP por inyectar

Volumen Poroso Por Inyectar	Tiempo (días)	Tiempo (años)
0,1	332	0,9
0,2	664	1
0,3	996	2
0,4	1328	3
0,6	2325	6

Nota: Tabla de tiempo de inyección considerando diferentes VP

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de este proceso; en la figura 25 se muestra el cambio en la producción acumulada para cada uno de los escenarios propuestos donde se logra evidenciar un incremento a medida que aumenta el valor de los volúmenes porosos inyectados. Para el escenario base, es decir, el de inyección de agua, en los 10 años evaluados se logra una producción de 1'69500 bls de crudo. A partir de este valor, se muestran en la tabla 15, el porcentaje de incremento para cada uno de los VP inyectados.

Figura 29.

Producción acumulada para los escenarios de inyección del surfactante.

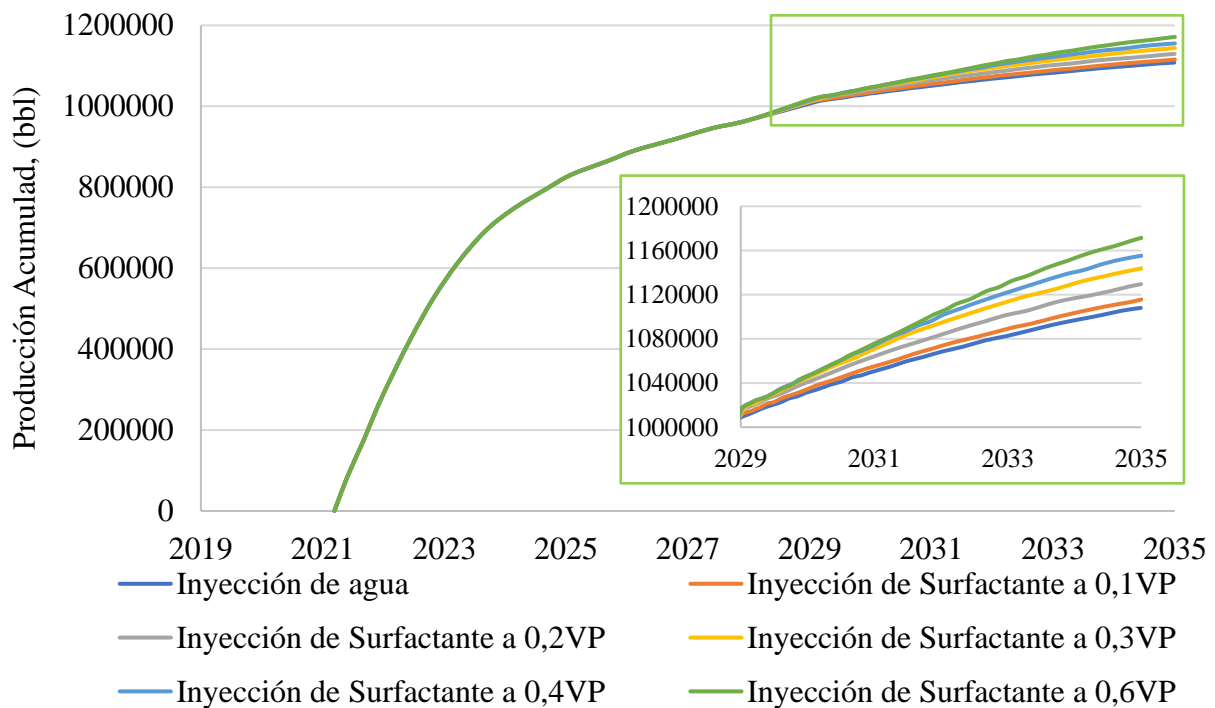
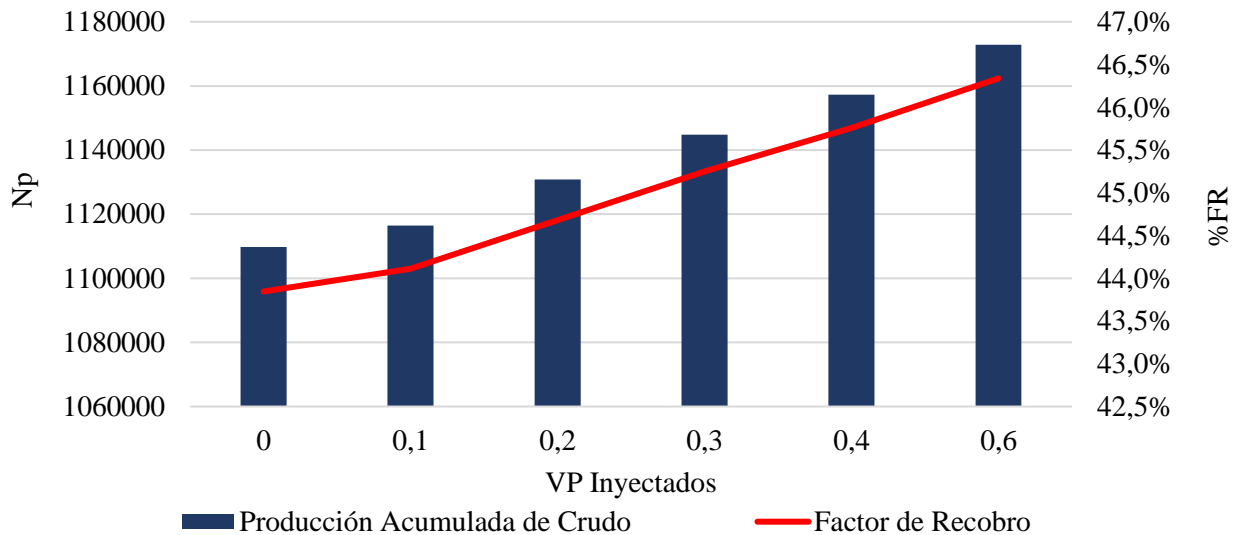


Figura 30**Resultados para los escenarios de inyección del surfactante**

Nota: En las figuras 29 y 30 se muestra la comparativa producción acumulada para los escenarios de inyección del surfactante y Comparativo producción acumulada y recobro mejorado para los escenarios de inyección del surfactante respectivamente. CMG STARS, autores.

Tabla 17.**Incremento de producción acumulada respecto a la inyección de agua**

Volumen Poroso Químico Inyectado	Porcentaje Incremento
0,1	0,6
0,2	1,89
0,3	3,15
0,4	4,27
0,6	5,68

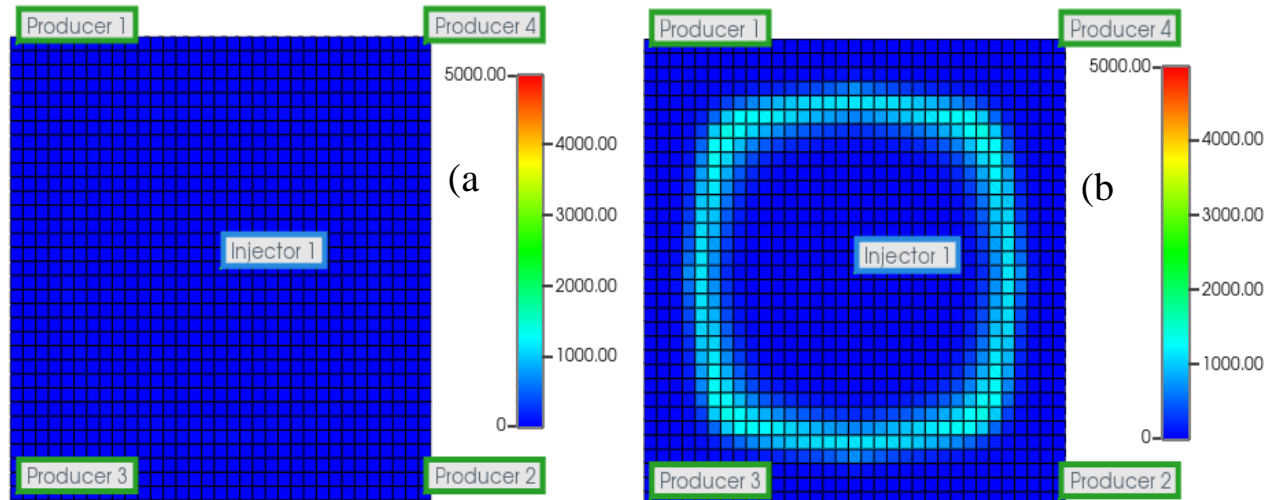
Nota: Incremento de producción acumulada en cada escenario respecto a la inyección de agua

Teniendo en cuenta los resultados, en términos de producción acumulada que, además, permiten proyectar el comportamiento y las tendencias de variables como la tasa de producción, se observa un incremento conforme aumentaban los volúmenes porosos inyectados. Inicialmente,

para 0,1 VP, como se observa en las figuras 29 y 30, la respuesta no es inmediata, como consecuencia, fundamentalmente y, tal como se muestra en la figura 31, al perfil de adsorción y al alcance que tuvo el frente a lo largo del yacimiento; para el caso de 0,1VP en comparación al caso de 0,4VP, al final de periodo de inyección (2035) se evidencia que todo el surfactante se adsorbió a la roca, debido a, posiblemente, a que el volumen inyectado no era capaz de garantizar la formación de una película (monocapa) inicial que permitiera el desarrollo de los mecanismos de recobro del surfactante residual.

Figura 31

Perfil de surfactante en el medio a 0,1 VP y 0,4 VP.



Nota: a) Perfil de surfactante en el medio para 0,1 VP y b) Perfil de surfactante en el medio para 0,4 VP. CMG STARS, autores.

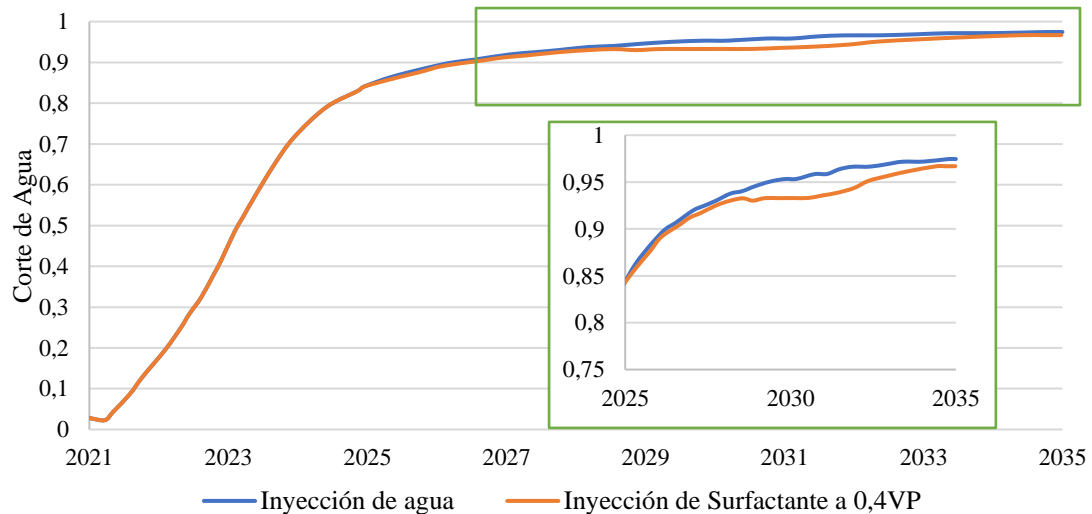
De esta manera, para tener un escenario base como marco comparativo para la inyección de nanopartículas, considerando como parámetro los beneficios en términos de producción y lo establecido teóricamente, se define el escenario de 0,4 VP como la condición ideal para el proceso de inyección del surfactante; a partir de este criterio, se logra identificar también que, el comportamiento del corte de agua presenta una caída en el periodo de respuesta a los efectos del

químico a razón de los cambios en las fuerzas capilares y de la fase mojante, tal como lo define Sheng, J. J. (2010); esto, de manera concluyente, corresponde a un factor de recobro cercano a 45,8%, con incremental respecto al waterflooding de 4,27%.

Para este escenario, el comportamiento del corte de agua presenta una caída en el periodo de respuesta a los efectos del químico a razón de los cambios en las fuerzas capilares y de la fase mojante, tal como lo define Sheng, J. J. (2010). En la figura 32 se describe este comportamiento del que es importante contemplar que el porcentaje de esta caída es proporcional al recobro incremental que se tiene como resultado de la inyección del químico en un medio que, por sus condiciones ideales, responde de manera óptima a solo la inyección de agua pero que para el alcance de esta investigación permite de manera análoga, visualizar los efectos de incorporar un método terciario, para este caso, surfactantes

Figura 32.

Corte de agua para la inyección de agua y la inyección de surfactante



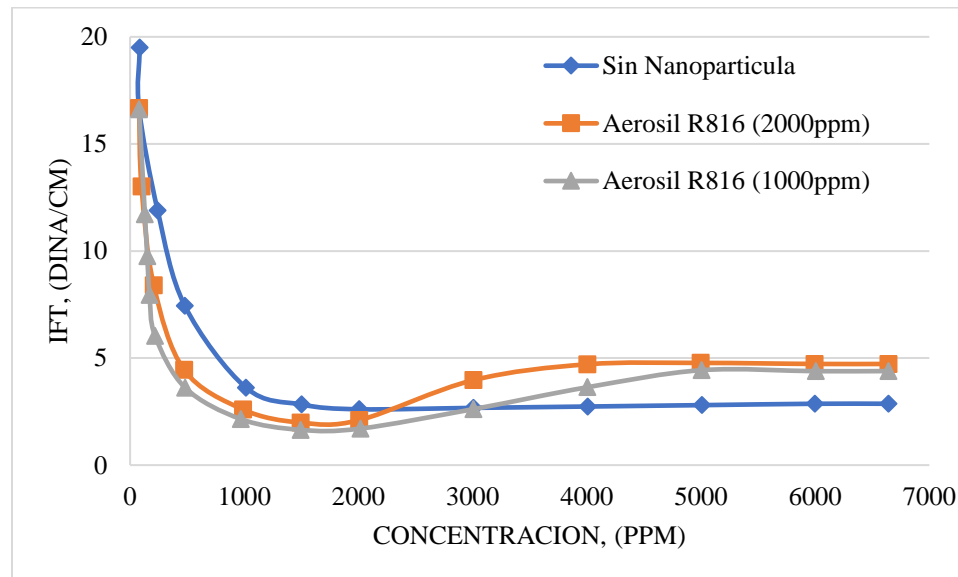
Nota: Corte de agua para escenario de inyección de agua y de inyección de surfactante. CMG STARS, autores.

5. Inyección de Surfactantes - Nanopartículas

La inyección de nanopartículas junto con surfactantes contempla, a partir de los resultados obtenidos por *Paternina C. (2021)*, los beneficios que tiene la incorporación de esta tecnología en términos de la reducción de la adsorción, fenómeno descrito como uno de los principales factores que afectan el rendimiento del químico; tal como lo define *Zargartalebi et al., 2014*, para el caso de los cambios en la tensión interfacial, a concentraciones cercanas a la inyectada en esta investigación (5000 ppm) y para escenarios análogos al presente, son insignificantes en relación al valor para la inyección de solo surfactantes (ver figura 33) y por ende, no es un efecto que se considere en la presente investigación.

Figura 33

Cambios en la tensión interfacial a según la concentración de surfactante.



Nota: Cambios en la tensión interfacial para un modelo de inyección de SDS – Aerosil 380 a concentración constante de nanopartículas y concentración variable de surfactante. Tomado de Zargartalebi, M., Barati, N., y Kharrat, R. (2014). Influences of hydrophilic and hydrophobic silica nanoparticles on anionic surfactant properties: Interfacial and adsorption behaviors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119, 36-43.

Para el desarrollo del proceso se consideró, según *Paternina C., 2021*, la nanopartícula AEROSIL 380, una nanopartícula de sílice con carácter hidrofílico que, en el marco de la construcción y/o definición de las mejores condiciones para evaluar la inyección conjunta de nanopartículas y surfactantes y, conforme a los estudios realizados por diferentes autores, presenta una mejora en el porcentaje de optimización de dicha variable en comparación a una nanopartícula de carácter hidrofóbico.

Tabla 18.

Datos técnicos de la nanopartícula

Datos técnicos de la nanopartícula	
Pérdida por desecado	<2,0 %
Valor de pH	3,7 – 4,5
Contenido desio2	>99,8 %
Área superficial específica (BET)	350 - 410 m ² /g
Densidad del producto compactado	50 g/l
Approx.	

Nota: Propiedades de la nanopartícula inyectada en modelo de simulación. Tomado de Evonik Industries, Aditivo de control reológico a base de sílice AEROSIL® 380. https://www.productcenter.coating-additives.com/pdf/daten/span/AEROSIL_380.pdf

5.1. Adsorción del Modelo Conceptual para Nanopartículas

El comportamiento obtenido a partir de las pruebas de laboratorio en la investigación de *Paternina C., 2021*, (ver figura 34), corresponde a la evaluación de los cambios que se obtienen en materia de adsorción del surfactante en el medio a condiciones estáticas. Esto, de manera análoga al análisis realizado para la inyección de solo surfactantes, implica un ajuste que permita llevar estos resultados a condiciones de simulación, es decir, a condiciones dinámicas.

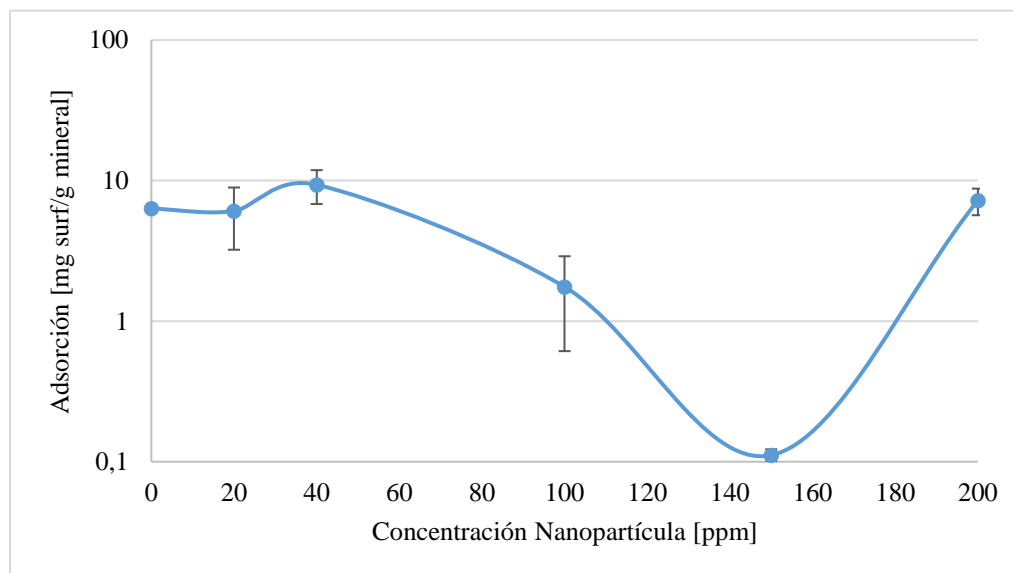
Como se puede observar en la figura 34, para bajas concentraciones de nanopartícula el cambio en la adsorción es despreciable o mínimo. Sin embargo, a medida que la concentración aumentaba se obtenía una reducción considerable en el surfactante adsorbido, llegando a valores

mínimos con una concentración de 150 ppm de nanopartícula; en comparación con el escenario base de dicha investigación, se logra una reducción en la adsorción cercana al 99%.

Se puede observar una directa proporcionalidad entre estas dos variables soportada en, tal como lo definieron autores como *Suleimanov et al., 2011*, la formación de puentes de hidrógeno como consecuencia de la polaridad del medio y del carácter hidrofílico de la nanopartícula que favorece a la estabilidad de los enlaces creados; esta condición, además, contribuye en la optimización del rendimiento ya que su naturaleza presenta mayor afinidad hacia la fase acuosa y no a la interfaz entre líquido y sólido.

Figura 34

Adsorción para un modelo de inyección de SDS – Aerosil 380



Nota: Comportamiento de la adsorción en un sistema conformado *SDS – Aerosil 380* por Paternina, C. (2021). Evaluación del efecto de la adición de nanopartículas de diferente hidrofobicidad sobre la adsorción de una mezcla binaria de surfactantes sobre un sustrato mineral.

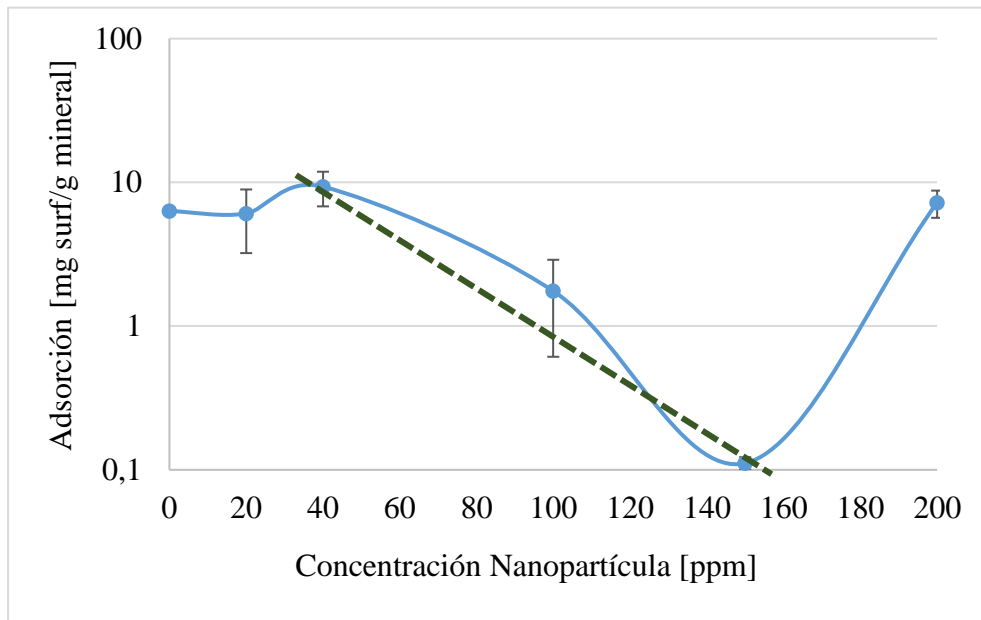
Sin embargo, considerando que estos datos están dados para un proceso estático, se requiere establecer un valor de adsorción que permita incorporar, de manera coherente, este fenómeno para un modelo dinámico, esto con el fin de simular de mejor manera el comportamiento

de la adsorción en el yacimiento y por ende obtener valores más cercanos a la realidad. En este sentido, observando la figura 34, se logra identificar una región comprendida entre “una saturación crítica de nanopartículas en la que inicia la reducción de la adsorción y el valor mínimo de adsorción mencionado (150 ppm), que presenta un comportamiento, aproximadamente constante, y obedeciendo a las tendencias establecidas teóricamente.

Bajo esta condición de linealidad, tal como se muestra en la figura 35, se crea un modelo matemático en el dominio de interés para obtener un factor que permita extrapolar dicho comportamiento a un escenario, como es el caso de esta investigación, dinámico y a condiciones aproximadamente a fin con al método de recobro químico.

Figura 35.

Linealización de adsorción para un modelo de inyección de SDS – Aerosil 380



Fuente: Modificado de Paternina, C. (2021). Evaluación del efecto de la adición de nanopartículas de diferente hidrofobicidad sobre la adsorción de una mezcla binaria de surfactantes sobre un sustrato mineral.

De esta manera, conociendo el dominio y el rango de la región seleccionada, se obtiene la siguiente correlación que, de manera lineal, describe su comportamiento y establece la relación entre la concentración de nanopartícula y la adsorción del surfactante en el medio:

$$y = -0,0853x + 11,975 \quad [6]$$

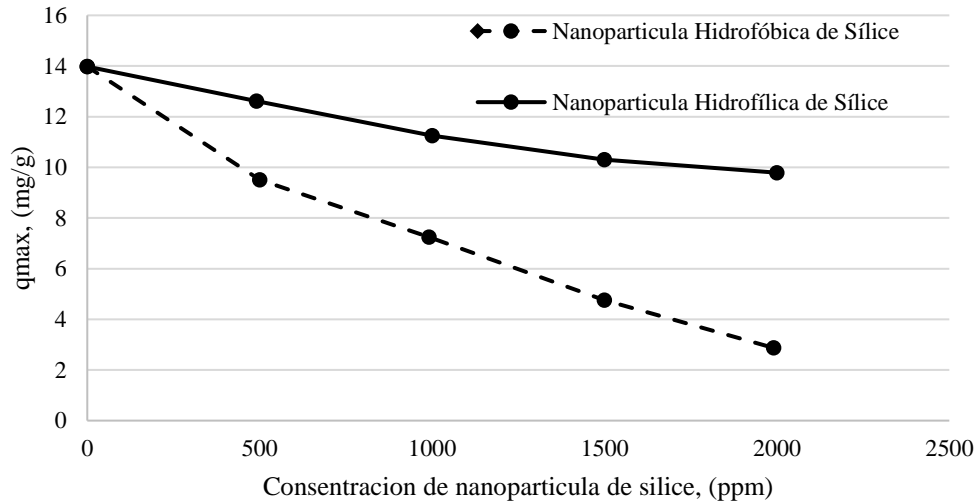
En términos, de adsorción y concentración de nanopartícula ($N_{partícula}$), esta correlación se puede reescribir de la siguiente manera:

$$Adsorción\ Surfactante = -0,0853N_{partícula} + 11,975 \quad [6,1]$$

Esta correlación permite establecer la dependencia y el factor de proporcionalidad entre estas dos variables; a partir de este comportamiento, es posible extrapolar, de manera aproximada, la condición de adsorción estática a condiciones dinámicas mediante la pendiente hallada, interpretando que su valor corresponde a la razón de cambio de la adsorción para diferentes concentraciones de nanopartícula.

Con el objetivo de argumentar este proceso de linealización de la relación entre las variables mencionadas, autores como *Ahmadi, M. A., y Shadizadeh, S. R. (2013)*, mediante desarrollo experimental para la determinación del efecto de agregar nanopartículas de sílice en un sistema conformado por arenisca y surfactantes de carácter hidrofílico e hidrofóbico.

Mediante los resultados obtenidos, para ambos casos, se determinó que a medida que se incrementa la concentración de nanopartículas, la adsorción disminuye obedeciendo un comportamiento lineal, mucho más definido para el caso de la nanopartícula hidrofílica como consecuencia, fundamentalmente, de la estabilidad de los puentes de hidrógeno creados para esta configuración del sistema.

Figura 36.**Adsorción de surfactantes en areniscas para un sistema con nanopartículas de sílice**

Nota: La gráfica representa el comportamiento de la adsorción de surfactantes en areniscas para un sistema con nanopartículas de sílice. Tomado de: Ahmadi, M. A., y Shadizadeh, S. R. (2013). Induced effect of adding nano silica on adsorption of a natural surfactant onto sandstone rock: experimental and theoretical study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 239-247.

Por lo tanto, con el valor de proporcionalidad identificado del ejercicio de linealizar el modelo a condiciones estáticas, se recalculan los valores de adsorción multiplicando los valores iniciales correspondientes al proceso del surfactante por la constante determinada (0,0853) obteniendo los valores de la tabla 16.

Adicionalmente, para la representación de este proceso en la interfaz del CMG STARS, considerando que no están incorporadas dentro del simulador, fue necesario partir de la suposición que en el bache inyectado de 5000 ppm estaban inmersas las nanopartículas, ajustando el comportamiento de la adsorción del surfactante acorde a lo obtenido, nuevamente, en términos de los coeficientes de Langmuir y de adsorción máxima y residual.

En lo correspondiente a las variables operativas del modelo de nanopartículas, se mantuvieron las condiciones de la inyección de únicamente el surfactante con el objetivo de comparar los escenarios bajo los mismos parámetros y así poder identificar el beneficio de la sinergia entre ambas tecnologías respecto al escenario base – convencional planteado en esta investigación.

Tabla 19.

Datos para cálculo de adsorción máxima y residual, modelo nanopartículas

Parámetro	Valor
Densidad, g/cm³	2,65
Peso Molecular, g/g-mol	1033
Adsorción Máxima Teórica, mg/g roca	0,00853
Concentración Surfactante, ppm	5000

Nota: Parámetros usados para determinar los coeficientes de Isoterma de Langmuir

De esta manera, análogo al proceso realizado para el surfactante, se obtienen los coeficientes de la isoterma de Langmuir que en la interfaz de “*component adsorption*”, para el componente surfactante (ver tabla 20)., se ingresan junto con los valores de adsorción máxima y residual, para este caso, $5,13903e-05$ lb-mol/ft³ y $4,12087e-05$ lb-mol/ft³, respectivamente; comparando ambos procesos, en lo correspondiente a este modelo de adsorción, se observa una reducción en el primer parámetro en concordancia con la reducción que se evidencia de la adsorción máxima teórica con la nanopartícula en el sistema.

Tabla 20.**Coefficientes de Isoterma de Langmuir para modelo de nanopartícula**

Coefficientes	
Primer parámetro de isoterma de adsorción, lb-mol/ft³	0,589192294
Segundo parámetro asociado con efecto de la sal, lb-mol/ft³	0
Tercer parámetro de isoterma de adsorción	114650,3885

Nota: Coeficientes de Isoterma de Langmuir usados para alimentar la simulación.

5.2. Escenario de Simulación del Modelo Conceptual para Nanopartículas

Con base a los ajustes realizados, las variables operativas definidas y el escenario de simulación establecido, se procede a realizar la simulación para los escenarios de mínimo y máximo factor recobro, 0,1 y 0,4 VP, respectivamente, del modelo que solo consideraba el surfactante; si bien se definió que los VP inyectados con el mejor rendimiento eran a 0,4, se analiza el comportamiento para el valor mínimo con el objetivo de establecer un marco comparativo e identificar, sí es el caso, los cambios a estos dos parámetros de inyección.

5.2.1. 0,1 VP Inyección Nanopartículas – Surfactante

Para este primer escenario, considerando que es el de menor beneficio en términos de producción incremental para el modelo de inyección de surfactante, se evalúa la mejora del proceso una vez se incorpora la nanotecnología. Como se puede observar en la figura 37b, el perfil de adsorción presenta cambios en comparación al escenario base, representado en la figura 37a, en el que, evidentemente, como consecuencia de la alta adsorción del medio, la concentración de químico en el bache va disminuyendo a razón de la relación tiempo – área contactada ya en comparación a los demás escenarios es menor (0,9 años). La adsorción se dará a lo largo del

recorrido del bache, hasta que el sistema logre un equilibrio y la adsorción se estabilice o hasta que no haya más surfactante en el medio, siendo este el caso de la figura 37a.

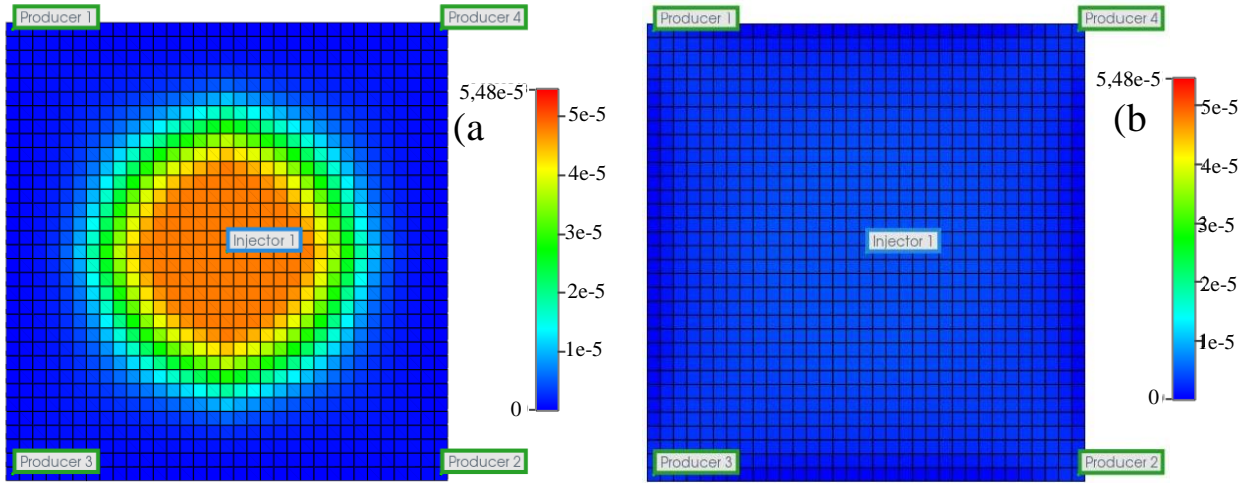
Para el caso del sistema con nanopartícula, correspondiente a la figura 37b, se logra identificar el efecto que estas tienen en la reducción de la adsorción del surfactante en el medio, permitiendo alcanzar áreas del modelo que anteriormente no eran inundadas así como lo muestra el perfil; esto, por consecuencia, se traduce en un incremento en el petróleo recuperado y en una optimización del método de recobro.

Sin embargo, el comportamiento de la adsorción para el modelo de inyección de nanopartículas y surfactantes presenta la particularidad que, a pesar del incremento en el alcance areal del bache, no se logra una disminución significativa en la saturación residual de aceite como se puede observar en la figura 38 y por ende, tal como se representa en la figura 39, el factor de recobro incremental, respecto al escenario de solo surfactante, presenta este mismo comportamiento. Esta condición, puede asociarse a que el rendimiento del químico se sigue afectando por la interacción con el medio en un valor que no permite una mayor optimización, es decir, el surfactante alcanza nuevas zonas del modelo, pero, de igual manera, presenta ser afectado por el fenómeno analizado.

(Nota: para establecer el marco comparativo entre ambos escenarios, fue necesario ajustar la escala del perfil con nanopartícula a la escala del perfil con surfactante ya que la incorporación de la nanopartícula redujo esta variable en una unidad aproximadamente y, esquemáticamente, representaba dicha reducción en otra escala).

Figura 37

Efecto de la nanopartícula en adsorción del surfactante a 0,1VP.



Nota: a) Perfil de adsorción para el modelo de surfactantes, b) Perfil de adsorción para el modelo de nanopartículas y surfactantes, escenario 0,1 VP. CMG STARS, autores

Figura 38

Cambio en la saturación residual de aceite para 0,1 VP

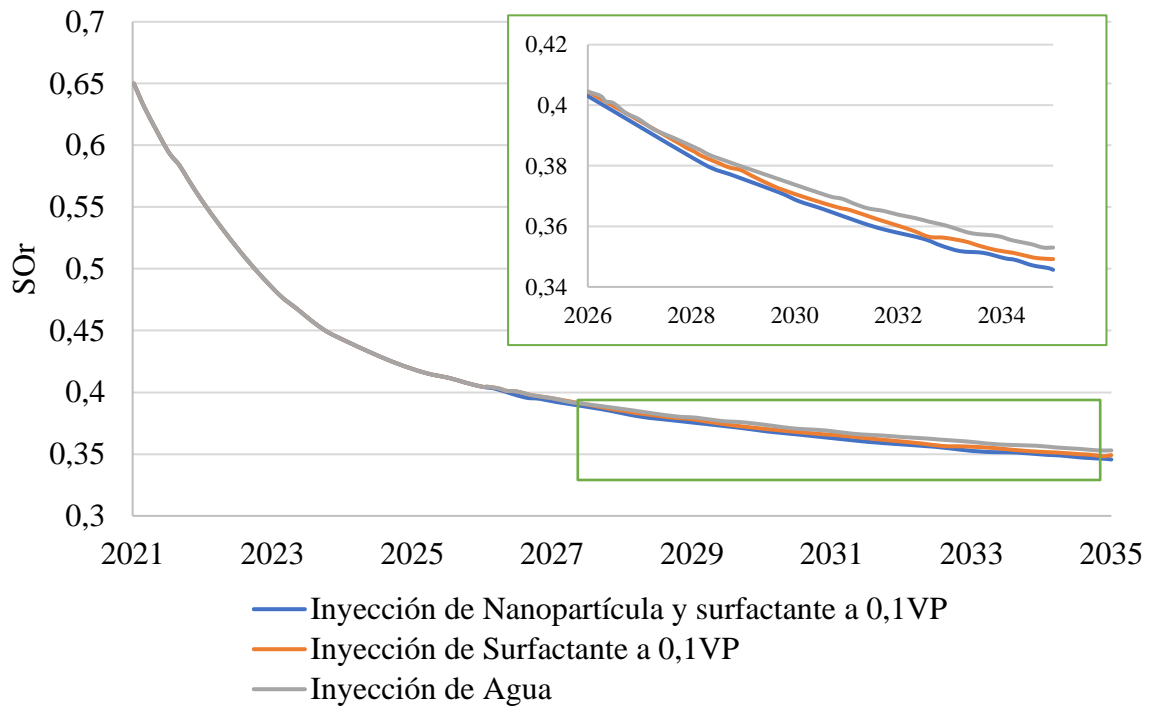
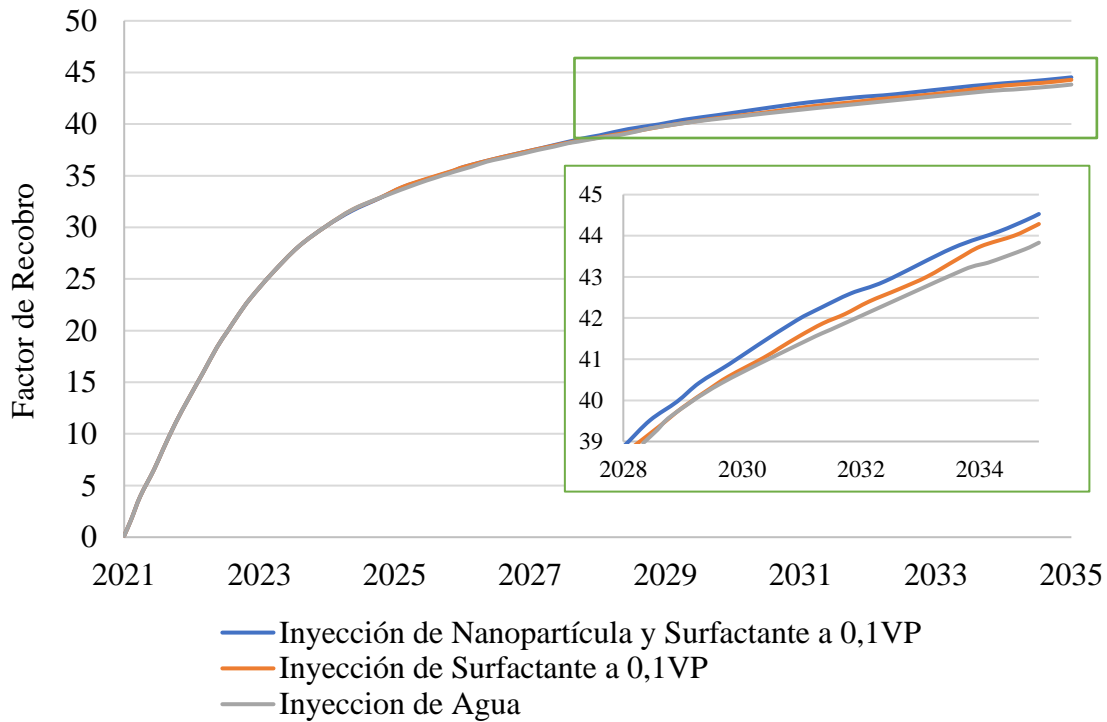


Figura 39

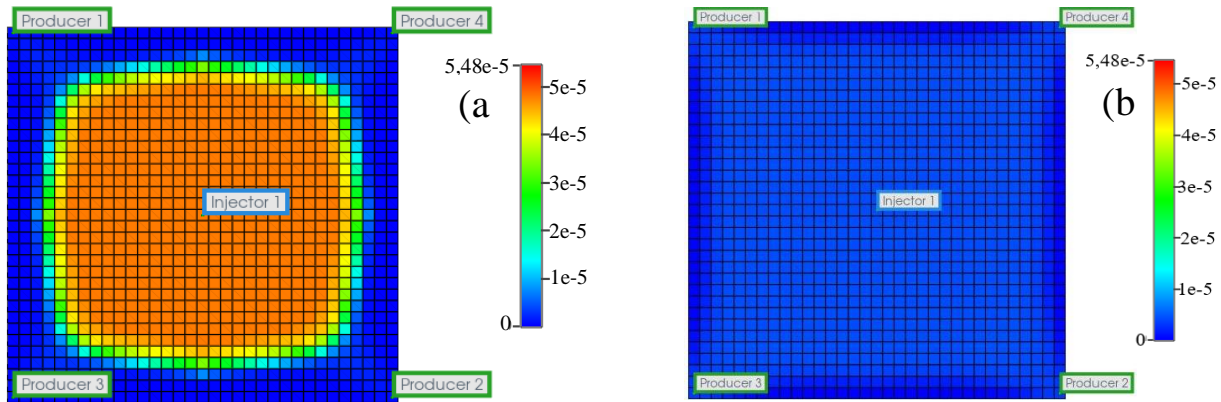
Factor de recobro antes y después de la inyección con nanopartícula



Nota: Las figuras 38 y 39 representan el efecto de la adición de nanopartícula en una inyección de surfactantes en la saturación de aceite residual y el factor de recobro de manera respectiva A 0,1VP CMG STARS,

5.2.2. 0,4 VP Inyección Nanopartículas – Surfactante

Para el escenario de máximo factor de recobro del modelo de surfactante, análogo al proceso realizado para los 0,1 VP inyectados, se analiza el comportamiento del perfil de adsorción y el incremento en términos de factor de recobro. Para este escenario, considerado el mejor para el proceso de inyección a partir del criterio de incremento en producción, se estudia el comportamiento en términos de saturación residual, corte de agua y producción de crudo.

Figura 40**Efecto de la nanopartícula en adsorción del surfactante a 0,4VP.**

Nota: a) Perfil de adsorción para el modelo de surfactantes, b) perfil de adsorción para el modelo de nanopartículas y surfactantes, escenario 0,4 VP. CMG STARS, autores

En la figura 40a se logra identificar un perfil con un mayor grado de adsorción, como consecuencia del aumento en la saturación al inyectar 0,4VP. En este sentido, al comparar el comportamiento del perfil de adsorción del modelo de solo surfactante (figura 40a) con el perfil de la nanopartícula (figura 40b), se evidencia un aumento en la superficie alcanzada para este último, llegando a zonas no contactadas por el químico y, por lo tanto, aumentando la eficiencia de la inundación, en comparación, además, con el escenario de 0,1VP con nanopartícula.

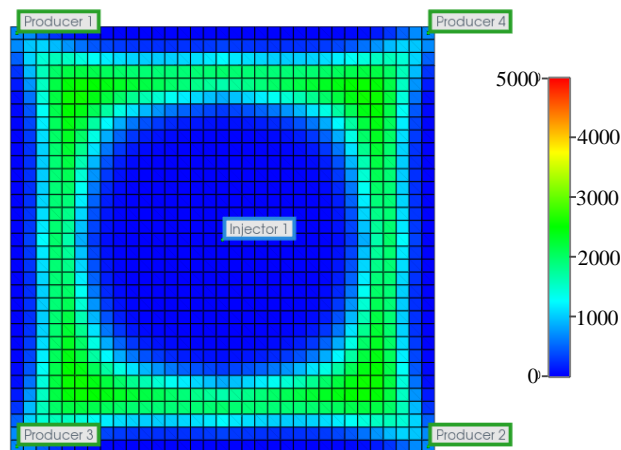
(Nota: para establecer el marco comparativo entre ambos escenarios, fue necesario ajustar la escala del perfil con nanopartícula a la escala del perfil con surfactante ya que la incorporación de la nanopartícula redujo esta variable en una unidad aproximadamente y, esquemáticamente, representaba dicha reducción en otra escala).

Adicionalmente, en la figura 41, se logra observar la cantidad de surfactante que queda en el medio que, para el final de la etapa de evaluación del proceso (2035, 10 años) y cerca a los pozos

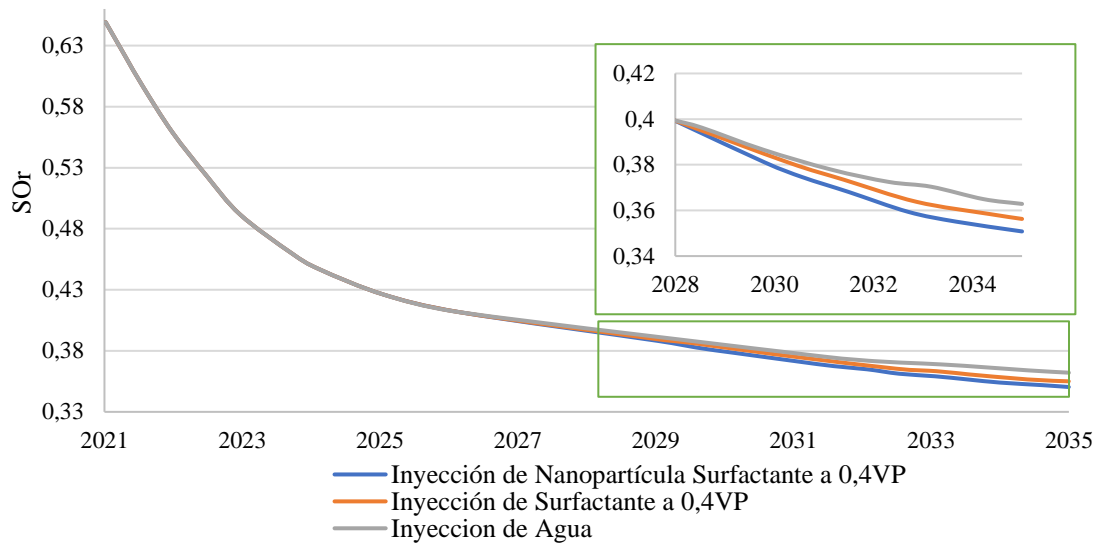
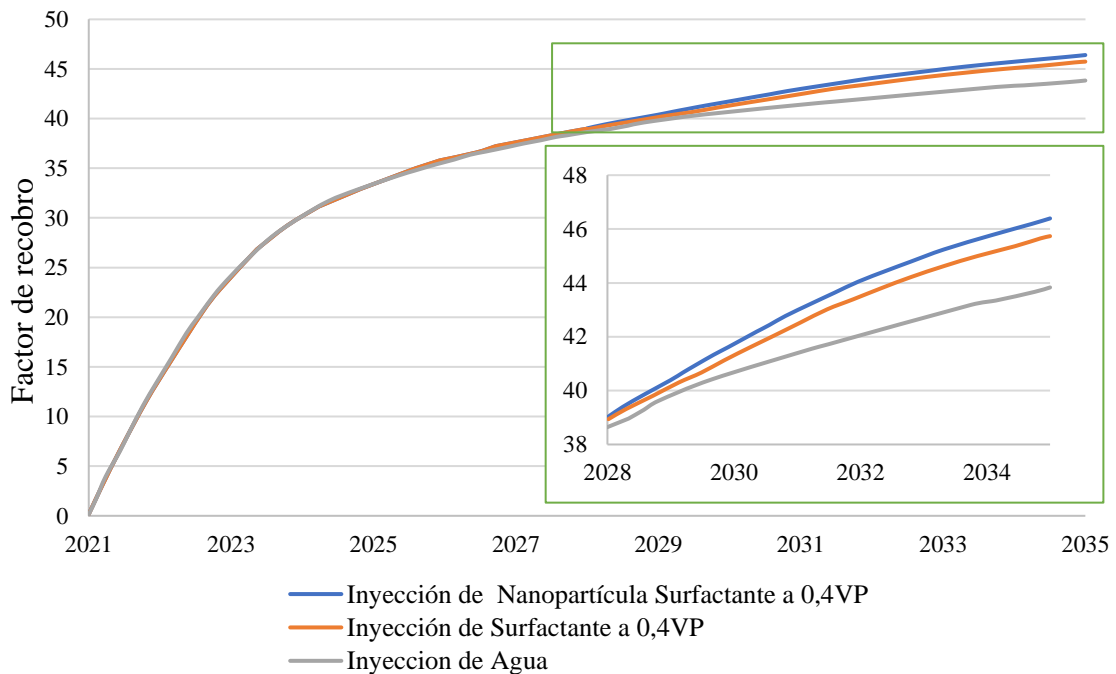
productores, esta aproximadamente en 2500 ppm y, por ende, su efecto y/o mecanismo de recobro puede seguir actuando. Es decir, la presencia de las nanopartículas, además de los beneficios mencionados o, bien, su aporte en el incremento del factor de recobro también esta soportado en la posibilidad de extender este tipo de proyectos, aspecto fundamental desde el punto de vista económico; esta optimización en el rendimiento de los surfactantes, dado que se disminuye su adsorción en el medio, justifica su incorporación a estos sistemas que, como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, se encuentran limitados por este fenómeno, considerando los altos costos de estos químicos y su inyección como método EOR.

Figura 41

Concentración de surfactante en el medio con la inyección de nanopartículas



Nota: Concentración de surfactante presente en el medio en el periodo de evaluación de inyección de nanopartículas y surfactantes. CMG STARS, autores

Figura 42**Cambio en la saturación residual de aceite para 0,4 VP****Figura 43****Cambio en el factor de recobro de aceite para 0,4 VP**

Nota: Las figuras 42 y 43 39 representan el efecto de la adición de nanopartícula en una inyección de surfactantes en la saturación de aceite residual y el factor de recobro de manera respectiva A 0,4VP CMG STARS, autores

Mediante la sinergia de nanotecnología y surfactantes, para este caso, se logra identificar una optimización en términos de producción de petróleo, tal como se muestra en las figuras 42 y 43 que representan, una reducción en la saturación residual y un incremento del factor de recobro, respectivamente y en comparación al comportamiento descrito para el sistema sin nanopartículas.

Desde el punto de vista fisicoquímico, este comportamiento se presenta como consecuencia de que las nanopartículas evitan la retención del químico en el medio poroso por la intensidad en las fuerzas de enlaces de puentes de hidrógeno que, a partir del carácter hidrofílico de la nanopartícula, se forman entre los compuestos, facilitando su recubrimiento con el surfactante y por ende, favoreciendo a que el surfactante interactúe y sea adsorbido por el sustrato. En la tabla 21 se presenta el resumen de los resultados en términos de las variables ya mencionadas, destacando el valor de recobro incremental alcanzado mediante la mejora del proceso con la adición de nanopartículas.

Tabla 21.

Resultados inyección de surfactantes - nanopartículas

Parámetro	Sin Nanopartícula	Con Nanopartícula	Diferencia
Factor de Recobro, %	45,71	46,39	<1%
Producción Acumulada, bbl	1'156.920	1'173.750	16.830
S_{or}, fr	0,354	0,349	-0,005
Corte de Agua, %	0,932	0,922	-0,01

Nota: Resumen de los resultados inyección de surfactantes - nanopartículas

Sin embargo, es importante resaltar algunos comportamientos que, analizando la tendencia se puede identificar y definir como propios del modelo simulado y, aunque la solución contacta nuevas regiones del modelo, no se observa un incremento significativo en el factor de recobro,

debido a que el valor de la adsorción sigue siendo alto a pesar de la extrapolación realizada a estos valores para adaptarlos a las condiciones dinámicas del modelo.

Otro aspecto a considerar dentro del análisis, es el correspondiente al efecto de arrastre del fluido desplazante a las condiciones del modelo, es decir, a condiciones dinámicas; el movimiento en el medio poroso afecta la estabilidad de la interacción entre estos dos componentes y, por consiguiente, el rendimiento de su sinergia se ve alterado ya que no permite que los enlaces se establezcan y lleguen al punto de estabilidad necesario para, estructuralmente contrarrestar el arrastre del fluido.

Entre los escenarios representados, también es importante destacar el comportamiento a 0,1 VP inyectados ya que este, tanto para el sistema de solo surfactante como el de nanopartícula, no presenta una respuesta acorde la tendencia de los otros volúmenes porosos. Esto se puede justificar considerando que, en primera instancia este tipo de métodos de recobro, no tienen una respuesta inmediata al químico, dado que en este punto predominan las fuerzas existentes entre la roca y el surfactante; este comportamiento se logra identificar en todos los casos analizados al observar el perfil de adsorción para los primeros años de ejecución del proyecto donde, como valor agregado, está el tiempo que se le da a ambos componentes para interactuar y establecer los enlaces necesarios para responder al fenómeno de adsorción.

6. Conclusiones

El efecto de la adición de nanopartículas de sílice en el proceso de inyección de surfactantes permite un incremento del factor de recobro en un 0,17% respecto a una inyección sin este aditivo; esto se traduce a una producción incremental de 17.000 barriles, además de una reducción en S_{or} del 1,5%, considerando un escenario de inyección de 0,4 volúmenes porosos.

La interacción entre nanopartículas y surfactantes permitió una reducción de la adsorción, para el modelo creado, de aproximadamente 80% correspondiente a 0,00853 mg/g roca. Esta condición, consecuentemente, permitió un incremento en el área contactada por el bache de químico inyectado cercano al 34% respecto al escenario base de solo surfactante.

El tamaño del bache inyectado está directamente relacionado con el grado de reducción de la adsorción del surfactante en el medio; para el escenario de 0,1VP el factor de recobro incremental respecto fue 1,86% menor al escenario de 0,4VP.

7. Recomendaciones

- Realizar análisis experimental del proceso a condiciones dinámicas para extrapolar resultados a escala de yacimiento y así, poder reducir margen de incertidumbre en cuanto a la aplicación de este tipo de procesos.
- Desarrollar modelo de simulación cambiando las propiedades que afectan el rendimiento de la inyección de surfactante- nanopartícula para establecer el escenario óptimo para el desarrollo del proceso.
- Realizar un análisis económico que permita definir si el factor de recobro incremental justifica la inversión en nanotecnología considerando su alto costo en el mercado.
- Estudiar los efectos de adicionar diferentes tipos de nanopartículas con el objetivo de no limitar los beneficios ya descritos a nanopartículas de sílice ofreciendo un espectro de posibilidades para su incorporación.

Referencias Bibliográficas.

- Abbas, A. H., Sulaiman, W. R. W., Jaafar, M. Z., Gbadamosi, A. O., Ebrahimi, S. S., y Elrufai, A. (2020). Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 32(1), 91-99.
- Ahmadi, M. A. (2016). Use of nanoparticles to improve the performance of sodium dodecyl sulfate flooding in a sandstone reservoir. *The European Physical Journal Plus*, 131, 1-9.
- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., y Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian journal of petroleum*, 27(4), 1371-1383.
- Almahfood, M., y Bai, B. (2018). The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 196-210.
- Bagrezaie, M. A., y Pourafshary, P. (2015). Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 58(2), 97-102.
- Barati-Harooni, A., Najafi-Marghmaleki, A., Tatar, A., y Mohammadi, A. H. (2016). Experimental and modeling studies on adsorption of a nonionic surfactant on sandstone minerals in enhanced oil recovery process with surfactant flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 220, 1022-1032.

Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Zulkifli, N. N., Akbari, S., y Hussien, O. S. (2020).

The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 125-137.

Chang, C. H., y Franses, E. I. (1995). Adsorption dynamics of surfactants at the air/water interface: a critical review of mathematical models, data, and mechanisms. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 100, 1-45.

Cheraghian, G., y Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part B: effects of nanoparticles on flooding. *International Nano Letters*, 6(1), 1-10.

Fainerman, V. B., y Miller, R. (1996). Surface tension isotherms for surfactant adsorption layers including surface aggregation. *Langmuir*, 12(25), 6011-6014.

Franco, C. A., Zabala, R., y Cortés, F. B. (2017). *Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157.

Green, Don W., and G. Paul Willhite. Enhanced oil recovery. Vol. 6. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.

Honarpour, M., y Mahmood, S. M. (1988). Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of petroleum technology*, 40(08), 963-966.

Kazemzadeh, Y., Shojaei, S., Riazi, M., y Sharifi, M. (2019). Review on application of nanoparticles for EOR purposes: A critical review of the opportunities and challenges. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 27(2), 237-246.

- Keshtkar, S., Sabeti, M., y Mohammadi, A. H. (2016). Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant flooding. *Petroleum*, 2(1), 98-107.
- Krause, M. H., y Benson, S. M. (2015). Accurate determination of characteristic relative permeability curves. *Advances in Water Resources*, 83, 376-388.
- Liang, T., Zhao, X., Yuan, S., Zhu, J., Liang, X., Li, X., y Zhou, F. (2021). Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Current status and a systematic surfactant screening method with field experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 108097.
- Liu, P., Yu, H., Niu, L., Ni, D., Zhao, Q., Li, X., y Zhang, Z. (2020). Utilization of Janus-silica/surfactant nanofluid without ultra-low interfacial tension for improving oil recovery. *Chemical Engineering Science*, 228, 115964.
- Liu, Z. X., Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. J., Gao, M., Wang, Z. B., y Liu, W. L. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107449.
- Liu, Z., Zhao, G., Brewer, M., Lv, Q., y Sudhölter, E. J. (2021). Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 294, 102467.
- Massarweh, O., y Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, 3150-3178.
- Mohajeri, M., Rasaei, M. R., y Hekmatzadeh, M. (2019). Experimental study on using SiO₂ nanoparticles along with surfactant in an EOR process in micromodel. *Petroleum Research*, 4(1), 59-70.
- Negin, C., Ali, S., y Xie, Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), 197-211.

- Nourafkan, E., Hu, Z., y Wen, D. (2018). *Nanoparticle-enabled delivery of surfactants in porous media. Journal of Colloid and Interface Science*, 519, 44–57.
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., y Onyekonwu, M. O. (2012). *Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*.
- Paternina, C. A., Londono, A. K., Rondon, M., Mercado, R., y Botett, J. (2020). Influence of salinity and hardness on the static adsorption of an extended surfactant for an oil recovery purpose. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107592.
- Ramirez, W. F., Friedman, F., Denoyelle, L. C., y Shuler, P. J. (1980). *Adsorption And Interfacial Tension Dynamics Of Surfactants In Porous Media. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Sánchez Rodríguez, J. H. (2017). Estudio del fenómeno de adsorción de Surfactante en roca yacimiento mediante procesos dinámicos aplicado a Recobro Mejorado. Escuela de Procesos y Energía.
- Sheng, J. (2010). *Modern Chemical EOR-Theory and Practice*.
- Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97-105.
- Stanislaus, B. R., y Mahmud, H. K. B. (2017). Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant flooding using STARS (CMG). *International Journal of*.
- Tavakkoli, O., Kamyab, H., Shariati, M., Mohamed, A. M., y Junin, R. (2022). Effect of nanoparticles on the performance of polymer/surfactant flooding for enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 312, 122867.
- Wu, Y., Chen, W., Dai, C., Huang, Y., Li, H., Zhao, M., ... Jiao, B. (2017). *Reducing surfactant adsorption on rock by silica nanoparticles for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 283–287.

- Yekeen, N., Manan, M. A., Idris, A. K., Samin, A. M., y Risal, A. R. (2017). Experimental investigation of minimization in surfactant adsorption and improvement in surfactant-foam stability in presence of silicon dioxide and aluminum oxide nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 115-134.
- Yekeen, N., Manan, M. A., Idris, A. K., y Samin, A. M. (2017). Influence of surfactant and electrolyte concentrations on surfactant Adsorption and foaming characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149, 612-622.
- Zargartalebi, M., Barati, N., y Kharrat, R. (2014). Influences of hydrophilic and hydrophobic silica nanoparticles on anionic surfactant properties: Interfacial and adsorption behaviors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119, 36-43.
- Zargartalebi, M., Kharrat, R., y Barati, N. (2015). Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. *Fuel*, 143, 21-27.
- Zhang, Hua, Alex Nikolov, and Darsh Wasan. *Enhanced oil recovery (EOR) using nanoparticle dispersions: underlying mechanism and imbibition experiments. Energy y Fuels* 28.5 (2014): 3002-3009.
- Zhu, B. Y., y Gu, T. (1991). Surfactant adsorption at solid-liquid interfaces. *Advances in colloid and interface science*, 37(1-2), 1-32.