

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BIOSURFACTANTES EN LOS
PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

ANNGY MARCELA BOHÓRQUEZ RODRÍGUEZ

**Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO QUÍMICO**

Orientador:

**Orlando Castiblanco Urrego
MSC. Ingeniería Química**

Codirección:

**Adriangela Romero
MSC. Ingeniería de Gas**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ, D.C.**

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá D.C., junio de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claústro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dr. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director de Programa

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de grado a Dios, por darme la sabiduría y fortaleza necesaria para culminar esta etapa en mi vida. A mi madre, por su amor, cariño y apoyo incondicional, por siempre escucharme y aconsejarme. A mis hermanos, por brindarme el mejor ejemplo a seguir, por siempre acompañarme, aconsejarme y ser el pilar que me da la fortaleza para enfrentar cada día un nuevo desafío. A mis amigos por su apoyo y cariño, por siempre escucharme y permitirme participar en sus proyectos de vida.

También dedico este proyecto de grado a todas las personas que me inspiraron y apoyaron y a todos aquellos que se esfuerzan cada día para hacer de Colombia un mejor lugar para vivir.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por bendecirme en los momentos de dificultad y por permitirme estar rodeada de personas maravillosas llenas de sabiduría, las cuales me dieron la fortaleza para culminar esta etapa en mi vida. A mi madre por su infinito amor, por formarme como persona y por enseñarme a seguir adelante. A mis hermanos por sus sabios consejos, su voz de aliento y por hacerme creer que podría enfrentar cualquier obstáculo.

Mis sinceros agradecimientos a la Fundación Universidad de América y su cuerpo docente, por brindarme el conocimiento y las herramientas base, las cuales me permitieron desarrollar este proyecto y convertirme en una profesional integra.

Especiales agradecimientos a el profesor Orlando Castiblanco por su compromiso, confianza, disposición y por tenerme en cuenta en diferentes proyectos que me permitieron crecer como profesional. A la profesora Adriangela Romero por su guía, interés, dedicación y sabia orientación durante el desarrollo y revisión del proyecto. A Misael Hernández por brindarme su mano amiga y voz de aliento.

A Mehdi Izadi y Ecopetrol por inspirarme a realizar este proyecto, por compartir su conocimiento, experiencia y por enseñarme a utilizar el programa de simulación. A Gabriel Restrepo y Rock Flow Dynamics por facilitarme las licencias necesitar para realizar la simulación.

A todas aquellas personas que contribuyeron y participaron en esta etapa de mi vida guiándome y ofreciendo su apoyo incondicional.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

LISTA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	19
1.GENERALIDADES Y PROPIEDADES CARACTERÍSTICAS DE LOS BIOSURFACTANTES PARA SU UTILIZACIÓN EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)	20
1.1.Propiedades de la interacción roca-fluido y conceptos generales relacionados con los procesos EOR para la inyección de compuestos químicos	20
1.1.1.Hidrocarburos	20
1.1.2.Gravedad API	21
1.1.3.Viscosidad del petróleo	22
1.1.4.Factor volumétrico del petróleo	22
1.1.5.Yacimiento	22
1.1.6.Heterogeneidad del yacimiento	23
1.1.7.Porosidad	23
1.1.8.Saturación	25
1.1.9.Petróleo original en sitio	27
1.1.10.Permeabilidad	28
1.1.11.Curvas de permeabilidad relativa	29
1.1.12.Eficiencia de desplazamiento	30
1.1.13.Fuerzas capilares	31
1.1.14.Fuerzas viscosas	35
1.1.15.Histéresis	35
1.1.16.Movilidad	35
1.1.17.Relación de Movilidad	36
1.1.18.Métodos de recuperación de petróleo	37
1.1.19.Recobro químico	41
1.2.Generalidades para la implementación de los polímeros en los procesos EOR	42

1.2.1.Polímero	42
1.2.2.Inyección de polímeros	43
1.2.3.Proceso de inyección de polímeros	44
1.2.4.Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros	45
1.2.5.Variables y parámetros que caracterizan a los polímeros durante el proceso de inyección	46
1.2.6.Clasificación de los polímeros	50
1.2.7.Manufactura del polímero	52
1.2.8.Factores que afectan la inyección de polímeros	53
1.2.9.Criterios de selección para la inyección de polímeros	55
1.3.Generalidades para la implementación de surfactantes en los procesos EOR	56
1.3.1.Surfactante	56
1.3.2.Inyección de surfactantes	57
1.3.3.Proceso de inyección de surfactante	58
1.3.4.Ventajas y desventajas de la inyección de surfactantes	61
1.3.5.Variables y parámetros que caracterizan a los surfactantes durante el proceso de inyección	62
1.3.6.Clasificación de los surfactantes	68
1.3.7.Manufactura del surfactante	72
1.3.8.Clasificación de los biosurfactantes	74
1.3.9.Manufactura del biosurfactante	78
1.3.10.Biosurfactante frente a surfactante sintético	81
1.3.11.Estudios experimentales sobre la implementación de biosurfactantes	83
1.3.12.Factores que afectan la inyección de surfactante	90
1.3.13.Criterios de selección para la inyección de surfactantes	92
2.VARIABLES MÁS IMPORTANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BIOSURFACTANTES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)	93
2.1.Simulación de yacimientos	93
2.1.1.Tipos de modelo de simulación	94

2.1.2.t-Navigator	95
2.1.3.Fenómenos de Transporte de productos químicos	96
2.2.Descripción del modelo conceptual utilizado en la simulación	100
2.2.1.Historia del campo Dina Cretaceous	100
2.2.2.Selección del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	104
2.2.3.Descripción del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	106
2.2.4.Propiedades del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous frente a el Screening para la inyección de polímeros y surfactantes	116
2.3.Descripción las propiedades del polímero que serán usadas en la simulación	118
2.4.Descripción las propiedades del surfactante que serán usadas en la simulación	119
2.5.Descripción de las propiedades del biosurfactante que serán usadas en la simulación	123
3.SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, SURFACTANTES Y BIOSURFACTANTES	127
3.1.Análisis de sensibilidad para la predicción	127
3.2.Simulación de la inyección de agua	130
3.3.Simulación de la inyección de polímero	134
3.4.Simulación de la inyección de surfactante	138
3.5.Simulación de la inyección de biosurfactante	140
3.6.Biosurfactante ST frente a surfactante sintético	142
4.CONCLUSIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	148
ANEXOS	158

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Yacimiento	23
Figura 2. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total	25
Figura 3. Modelo simplificado de distribución de hidrocarburos residuales después de una inundación	27
Figura 4. End-point de curva la curva de permeabilidad relativa en un sistema agua-petróleo	29
Figura 5. Desplazamiento microscópico	31
Figura 6. Sistema Agua-Petróleo-Sólido	33
Figura 7. Curvas con marcada movilidad por petróleo y agua	34
Figura 8. Etapas de producción de hidrocarburos	38
Figura 9. Proceso de inyección y producción	39
Figura 10. Factor de recobro	40
Figura 11. Recuperación de petróleo incremental de un proceso EOR	41
Figura 12. Movilidad del fluido inyectado	42
Figura 13. Proceso de inyección de polímeros	44
Figura 14. Aumento de la viscosidad	47
Figura 15. Tensoactivos	57
Figura 16. Acción microscópica de un surfactante	58
Figura 17. Proceso de inyección de Surfactante	59
Figura 18. Arreglo de las moléculas de tensoactivo alrededor de la CMC	63
Figura 19. Cantidad de crudo solubilizado frente a concentración de surfactante	63
Figura 20. Tipos de microemulsión Winsor	65
Figura 21. Actividad del biosurfactante producido por <i>Bacillus subtilis</i>	84
Figura 22. a) Tensión interfacial entre tensoactivos a temperatura ambiente b) Adsorción de SLS y surfactina en el yacimiento LKC	85
Figura 23. a) IFT de surfactante al 0,2 wt% a 90 °C b) IFT de surfactante normalizado al 0,2 wt% y 95 °C	87
Figura 24. a) Árbol <i>Zizyphus Spina-Christi</i> b) IFT del biosurfactante	88
Figura 25. tNavigator	96

Figura 26. Cambio de la concentración en un volumen debido a la difusión	97
Figura 27. Ubicación del campo Dina Cretaceous (DK)	100
Figura 28. Factores de recuperación incrementales obtenidos con diferentes procesos EOR en simulaciones numéricas 2D para campo Dina	102
Figura 29. Respuesta en la producción de petróleo en el pozo DK-24	104
Figura 30. Subdivisión del campo Dina Cretaceous	105
Figura 31. Inyección de agua acumulada (derecha) y producción de petróleo acumulada (izquierda) a abril de 2009 en el campo Dina Cretaceous	106
Figura 32. Malla del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	107
Figura 33. Distribución de porosidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	108
Figura 34. Distribución de permeabilidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	109
Figura 35. Propiedades del petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	110
Figura 36. Propiedades del gas en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	111
Figura 37. Curvas de permeabilidad relativa del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	112
Figura 38. Distribución de saturación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	114
Figura 39. Distribución de la presión en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	115
Figura 40. Viscosidad del polímero A	118
Figura 41. Adsorción del polímero A	118
Figura 42. Tensión interfacial del surfactante para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.	121
Figura 43. Adsorción del surfactante	122
Figura 44. Tensión interfacial del biosurfactante ST para el al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	125
Figura 45. Adsorción del biosurfactante ST	126

Figura 46. Diagrama de flujo para realizar los escenarios de sensibilidad	130
Figura 47. Tasa de inyección de agua	132
Figura 48. Tasa de petróleo producido en el pozo DK-24 a diferentes tasas de inyección de agua	133
Figura 49. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes tasas de inyección de agua	133
Figura 50. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de polímero	135
Figura 51. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de polímero y %VP	136
Figura 52. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de surfactante y %VP	138
Figura 53. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones del biosurfactante ST y %VP	141
Figura 54. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentraciones de surfactante y biosurfactante ST	143
Figura 55. Adsorción del biosurfactante ST frente al surfactante sintético	143
Figura 56. Tensión interfacial del biosurfactante ST frente al surfactante sintético	144
Figura 57. Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 para cada método de inyección seleccionado	145

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación °API	21
Tabla 2. Calidad de la porosidad	25
Tabla 3. Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas	30
Tabla 4. Factores favorables y desfavorables para implementar el recobro químico	41
Tabla 5. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros	46
Tabla 6. Screening para la inyección de polímeros	56
Tabla 7. Ventajas y desventajas de la inyección de surfactantes	61
Tabla 8. Clasificación de surfactantes	68
Tabla 9. Biosurfactantes derivados de diferentes materias primas vegetales	77
Tabla 10. Fuentes microbianas y propiedades de algunos biosurfactantes	77
Tabla 11. Empresas productoras de biosurfactante	79
Tabla 12. Ventajas de los biosurfactantes	82
Tabla 13. Aplicaciones de los biosurfactantes	82
Tabla 14. Screening para la inyección de surfactante	92
Tabla 15. Propiedades generales del campo Dina Cretaceous (DK)	101
Tabla 16. Estadísticas de porosidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	108
Tabla 17. Estadísticas de permeabilidad para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	109
Tabla 18. Propiedades del agua en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	110
Tabla 19. End-point del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	113
Tabla 20. Estadísticas de la saturación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	114
Tabla 21. Estadísticas de la presión en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	115
Tabla 22. Condiciones iniciales	116
Tabla 23. Screening para la inyección de polímeros y surfactantes	116
Tabla 24. Propiedades del polímero A	119

Tabla 25. Validación para la implementación del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	120
Tabla 26. Tensión interfacial del surfactante	121
Tabla 27. Número capilar del surfactante	122
Tabla 28. Validación para la implementación del biosurfactante ST en el campo Dina Cretaceous	124
Tabla 29. Tensión interfacial del biosurfactante ST	125
Tabla 30. Número capilar del biosurfactante ST	126
Tabla 31. Resultados del escenario de sensibilidad en el pozo DK-24 para la inyección de agua	134
Tabla 32. Factor incremental de recuperación de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración de polímero	136
Tabla 33. Factor de recuperación incremental de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración de surfactante	139
Tabla 34. Factor de recuperación incremental de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración del biosurfactante ST	141

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Curvas de permeabilidad relativa del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	159
Anexo 2. Viscosidad del polímero A	161
Anexo 3. Adsorción del polímero A	162
Anexo 4. Tensión interfacial del surfactante y biosurfactante ST	163
Anexo 5. Curvas de permeabilidad relativa del surfactante y biosurfactante st en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	164
Anexo 6. Adsorción del surfactante y biosurfactante ST	171
Anexo 7. Número capilar del surfactante y biosurfactante st en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous	173
Anexo 8. Bache de tiempo y volumen de inyección de polímero	174
Anexo 9. Bache de tiempo y volumen de inyección de surfactante y biosurfactante ST	175
Anexo 10. Cálculos de presión máxima de inyección	177
Anexo 11. Recomendaciones	178

RESUMEN

Mejorar el desempeño de los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) es de vital importancia en la industria petrolera, debido a que la cantidad de campos maduros seguirá creciendo y cada año más yacimientos superaran su pico de producción. Las tecnologías emergentes de recobro químico son una alternativa eficiente para reducir la cantidad de petróleo remanente que queda originalmente en sitio después de realizar las técnicas convencionales de extracción. Sin embargo, las sustancias químicas usadas además de ser muy costosas, son de origen sintético lo que quiere decir que no son biodegradables y por lo tanto no son amigables con el medio ambiente.

Con base en lo anterior, se evaluó la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), por medio de una simulación numérica, la cual busca diagnosticar el volumen de petróleo producido acumulado (NP) después de la inyección de algunos compuestos químicos, como polímeros y surfactantes. En la primera fase del trabajo, se describen los procesos de inyección, así como también las generalidades y propiedades características de los biosurfactantes para su implementación en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Durante la segunda fase del trabajo se determinan las variables más importantes para la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo y posteriormente se describe el modelo sectorial del campo que es utilizado en la simulación. Por último, se simula la inyección de polímero, surfactante y biosurfactante por medio del programa computacional tNavigator. En esta simulación se realiza una serie de análisis de sensibilidad que permiten determinar cuál es el mejor escenario para implementar la inyección del biosurfactante en comparación con el surfactante convencional de acuerdo con el volumen de petróleo producido acumulado (Np).

PALABRAS CLAVE: Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), Recobro Químico, Biosurfactante, Polímero, Surfactante, Simulación Numérica.

INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles han sido la fuente de energía más importante a nivel mundial, debido a que nuestra sociedad e infraestructura se basa en gran parte del petróleo. Actualmente los hidrocarburos abastecen alrededor del 75% de la energía en Colombia [1]. La industria petrolera hace grandes esfuerzos por desarrollar nuevas tecnologías que permitan aumentar la producción de reservas de petróleo residual de una forma económica y además ambientalmente viable.

Lograr extraer la mayor cantidad de petróleo del yacimiento es uno de los retos de esta industria. Actualmente el factor de recuperación promedio a nivel mundial es de alrededor de 35%, esto significa que aproximadamente dos tercios del petróleo quedan dentro del yacimiento sin ser extraído [2]. Mientras que en Colombia el factor de recobro es de alrededor del 23% [3]. Las operaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR) son una serie de procesos que buscan extraer un mayor volumen de hidrocarburos en campos maduros donde la extracción convencional no es económicamente atractiva.

Actualmente se realizan tres etapas de recuperación de petróleo. Durante la primera y segunda se llega a recuperar menos del 50% del petróleo inicial en el lugar (OIIP) y a partir de este momento inicia la tercera etapa en la que se emplean diferentes tecnologías de recuperación mejorada de petróleo (EOR) como inyección de vapor o sustancias químicas dentro de las que se encuentra los polímeros, surfactantes o álcalis [4].

Las tecnologías en las que se usan productos químicos para la etapa de recuperación terciaria son ampliamente recomendadas debido a su eficiencia para la recuperación de petróleo, las sustancias químicas empleadas son capaces de reducir la saturación residual de petróleo a los valores más bajos, debido a que alteran las propiedades del agua con la que son inyectadas y a su vez modifican la relación entre la salmuera y el hidrocarburo. Sin embargo, estas sustancias químicas usadas además de ser muy costosas, son de origen sintético lo que quiere decir que no son biodegradables y por lo tanto no son amigables con el medio ambiente.

Por tal razón la industria petrolera reconoce la necesidad de implementar nuevas tecnologías que sean amigables con el medio ambiente y que además les permita aumentar el recobro de petróleo en campos maduros debido a la dificultad de encontrar nuevos yacimientos. Por consiguiente, en este trabajo de grado se plantea evaluar la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), por medio de una simulación numérica realizada a un modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, con el programa computacional tNavigator.

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Objetivos específicos

1. Describir las generalidades y propiedades características de un biosurfactante para su utilización en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).
2. Determinar las variables más importantes para la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).
3. Modelar la inyección del biosurfactante por medio de una simulación numérica realizada en el programa computacional tNavigator.

1. GENERALIDADES Y PROPIEDADES CARACTERÍSTICAS DE LOS BIOSURFACTANTES PARA SU UTILIZACIÓN EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

En el presente capítulo se describen las generalidades y propiedades relacionadas con la inyección de productos químicos como polímeros, surfactantes y biosurfactantes para su implementación en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Inicialmente se describen las propiedades de la interacción roca-fluido, ya que comprender estos conceptos es de vital importancia para realizar exitosamente los procesos de inyección. Posteriormente se realiza la descripción del proceso de inyección de polímeros y surfactantes; adicionalmente se incluye información relacionada la clasificación y procesos de manufactura de dichos productos químicos, con el objetivo de resaltar las ventajas de los biosurfactantes. Al finalizar se muestra una serie de artículos sobre estudios experimentales en donde se demuestra el potencial que tienen los biosurfactantes para ser utilizados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo.

1.1. Propiedades de la interacción roca-fluido y conceptos generales relacionados con los procesos EOR para la inyección de compuestos químicos

1.1.1. *Hidrocarburos*

Se denomina hidrocarburo a aquel compuesto orgánico que se compone en mayor proporción por carbono e hidrógeno y que se caracteriza por formar largas y continuas cadenas entre enlaces estables de carbono-carbono [5]. Los hidrocarburos se dividen en cuatro tipos: alcano, alquenos, alquinos y los hidrocarburos aromáticos, estos se diferencian debido a su tipo de enlace. Los alcanos como el etano contienen únicamente enlaces sencillos y estos son conocidos como hidrocarburos saturados. Los alquenos como el etileno contienen un enlace doble y los alquinos como el acetileno contiene un enlace triple. Por otro lado, los hidrocarburos aromáticos como el benceno están compuestos por una estructura de anillo plano [5].

En la industria del petróleo, se denomina crudo al hidrocarburo en su forma natural no refinada, es decir tal y como se encuentra en el subsuelo. A partir de los hidrocarburos se obtiene una gran variedad de productos como gasolina, keroseno, combustibles residuales, aceites lubricantes, parafinas, entre otros [6].

1.1.2. Gravedad API

Se denomina a la escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo. Los °API están en función de la densidad relativa del petróleo (gravedad específica), la cual se calcula como la fracción entre la densidad del petróleo con respecto a la densidad del agua a una temperatura estándar de 60 °F [7].

Los °API se utilizan para clasificar el petróleo en liviano o pesado. Debido a que la densidad de un crudo indica que tan liviano o pesado es. Por ejemplo, un crudo liviano está compuesto por partículas pequeñas de bajo peso molecular con una estructura química sencilla, lo cual lo hace fácil de transportar, mientras que para los crudos más pesados es, al contrario. La gravedad API varía en forma inversa a la densidad, es decir cuánto más liviano es el material, más alta es la gravedad API, como se observa en la **Tabla 1.**

Tabla 1.
Clasificación °API

Clasificación	°API
Condensado	>40
Liviano	30-39,9
Medio	20-29,9
Pesado	10-19,9
Extra pesado	<10

Nota. La tabla muestra la clasificación del crudo según los °API. Tomado de: J. F. Nueñez, *Implementación del método de ensayo para la determinación de densidad y API para combustibles derivados del petróleo mediante el uso del densímetro digital en el laboratorio del Terminal El Beaterio bajo la norma ISO/IEC 17025*, tesis pre. Facultad del programa de ingeniería química, Universidad Central de Ecuador, Quito, 2019.p. 5

1.1.3. Viscosidad del petróleo

Se define como la resistencia del petróleo al flujo, dicha resistencia es causada por la fricción interna de las moléculas del flujo que tratan de desplazarse unas sobre las otras. La viscosidad del petróleo se mide en cP y cambia con relación a las condiciones de temperatura y presión en que se hace la medición. A medida que el fluido fluye hacia la superficie la temperatura disminuye y por lo tanto la viscosidad aumenta y a medida que la presión aumenta la viscosidad del petróleo incrementa [6]. Por lo general es difícil predecir la influencia que tiene la viscosidad del petróleo sobre la recuperación, pero se podría decir que el porcentaje de recuperación de hidrocarburos aumenta cuando la viscosidad del petróleo disminuye, debido a que, para viscosidades elevadas de hidrocarburos, disminuye su razón de movilidad generando que estos no se puedan desplazar fácilmente.

1.1.4. Factor volumétrico del petróleo (FVF)

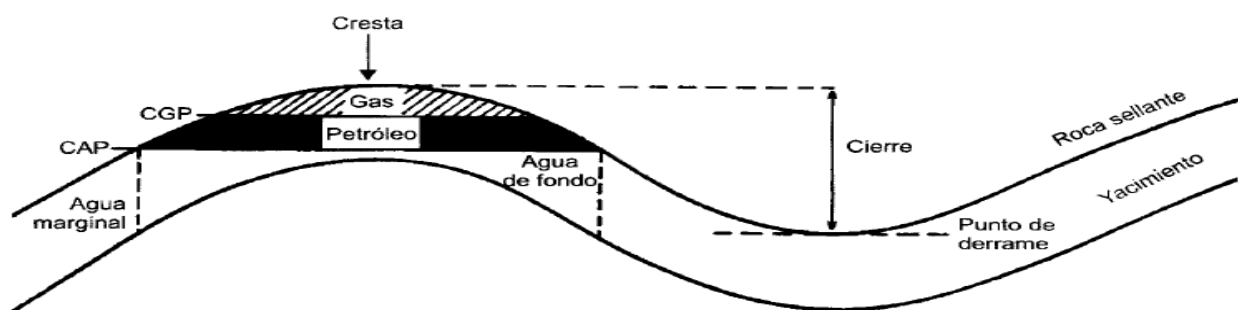
Es la relación entre el volumen de petróleo con gas en solución a las condiciones del yacimiento y el volumen del petróleo a condiciones normales de superficie. Por lo general a medida que disminuye la presión, el volumen del petróleo aumenta hasta llegar al punto de burbuja donde alcanza su máxima expansión, por debajo de este punto, se libera el gas a medida que disminuye la presión y en consecuencia el volumen del petróleo y el factor volumétrico disminuye. Por esa razón el volumen a condiciones de yacimiento siempre es mayor que el volumen a condiciones de superficie [8].

1.1.5. Yacimiento

Se define como una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contienen hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso [6]. En la mayoría de yacimientos de petróleo los fluidos están separados de acuerdo a su densidad, es por esto que el gas se encuentra encima del petróleo y el agua debajo de él. Generalmente el agua que está debajo del hidrocarburo coincide con la superficie de un acuífero, esta zona se denomina

contacto agua-petróleo (CAP) como se puede observar en la **Figura 1**. Por otro lado, cuando en el mismo yacimiento hay una acumulación de gas, el límite con la superficie de petróleo se conoce como contacto gas-petróleo (CGP) [8].

Figura 1.
Yacimiento



Nota. La figura representa los yacimientos de hidrocarburos. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010.p. 27

1.1.6. Heterogeneidad del yacimiento

Todos los yacimientos varían sus propiedades, como porosidad, permeabilidad, saturación, entre otras, de forma vertical y areal, es decir de forma paralela y perpendicular a la gravedad respectivamente [9].

1.1.7. Porosidad

Es una propiedad petrofísica adimensional que se define como la fracción entre el volumen del espacio poroso y el volumen total de la roca, como se observa en la **Ecuación 1**. La porosidad tiene una gran importancia en el comportamiento físico y químico de las rocas especialmente para las formaciones productoras de hidrocarburos, debido a que la porosidad describe el espacio en la roca capaz de almacenar fluidos. Los límites de un medio poroso van de 0 a 1 [8].

Ecuación 1.

Determinación de la Porosidad de la roca

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, P.221.

Donde:

Φ : porosidad

V_p : volumen que ocupa los poros o espacio vacío

V_t : volumen bruto de la roca, es decir el volumen del sólido y el volumen del espacio vacío.

A continuación, se describe la clasificación de los tipos de porosidad (ver **Figura 2**) según Paris [8]:

1.1.7.a. Porosidad absoluta. Es la fracción que relaciona el volumen de los poros que están o no interconectados entre sí, sobre el volumen total de la roca, como se observa en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2.

Porosidad absoluta

$$\Phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, P.223.

Donde:

Φ : porosidad

V_p : volumen poroso

V_t : volumen total de la roca

V_g : volumen de los granos

1.1.7.b. Porosidad efectiva. Se define como el porcentaje de espacio poroso interconectado con respecto al volumen total de la roca. Se considera como la porosidad más importante para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, debido a que es el volumen poroso conectados entre sí, el que permite la circulación de fluidos para que estos sean extraídos parcialmente del yacimiento. En la **Tabla 2** se puede observar la calidad de porosidad que puede tener un medio poroso.

Tabla 2.

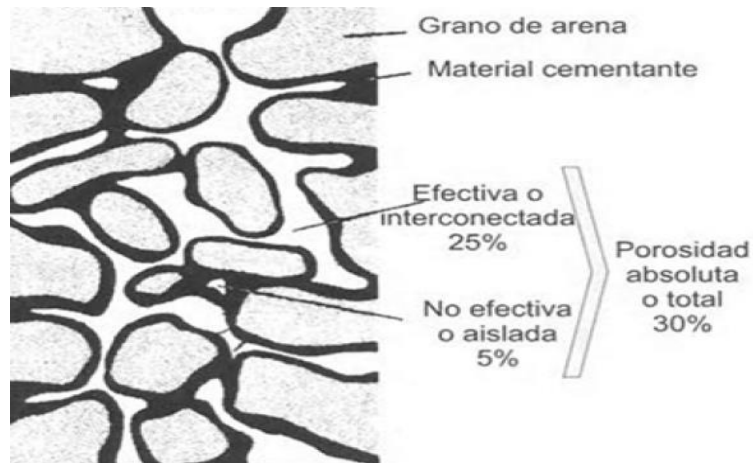
Calidad de la porosidad

Calidad	Porosidad %
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Nota. La tabla muestra la calidad de la porosidad de un yacimiento. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, P.223.

Figura 2.

Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total



Nota. La figura representa la clasificación de los tipos de porosidad. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010. p.222.

1.1.8. Saturación

La saturación se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por un fluido (**Ecuación 3**), lo que quiere decir que normalmente una baja saturación de agua, indica una alta saturación de hidrocarburos, ya que la sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos (agua, gas, petróleo) que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1.

Ecuación 3.

Determinación de la saturación de fluidos

$$S_x = \frac{V_x}{V_t}$$

Fuente: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, P.237.

Donde:

Sx: saturación del fluido (petróleo, agua o gas)

Vx: volumen total del fluido (petróleo, agua o gas)

Vt: volumen poroso

A continuación, se describe la clasificación de los tipos de saturación, según T. Ahmed [10] :

1.1.8.a. Saturación de agua connata (Swc). Se define como el agua que se encuentra atrapada entre los poros de una roca en las zonas de petróleo y gas, es importante esta saturación porque reduce el espacio disponible para los hidrocarburos.

1.1.8.b. Saturación crítica de petróleo (Soc). Se define como la cantidad mínima de petróleo que se necesita para que el crudo tenga capacidad de movimiento.

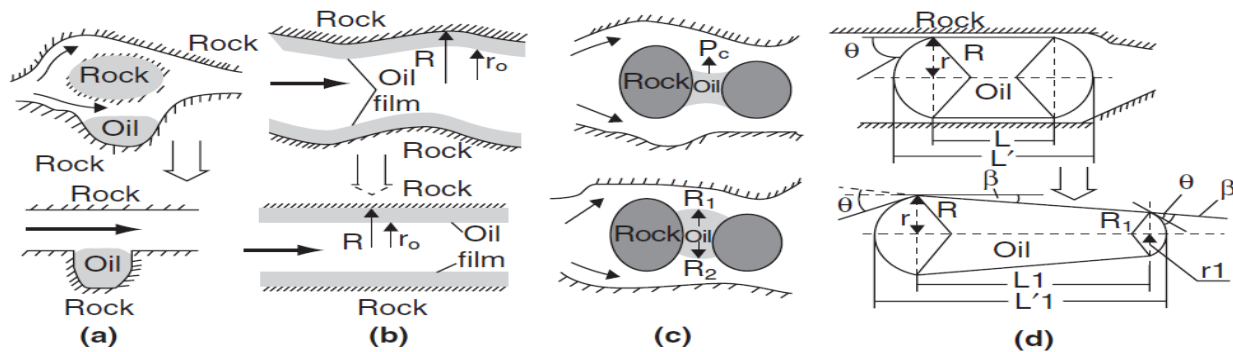
1.1.8.c. Saturación de petróleo móvil (Som). Es la fracción del volumen poroso ocupado por el petróleo móvil. Esta saturación debe ser mayor que Soc.

1.1.8.d. Saturación irreducible (Sirr). Se define como el valor de saturación mínimo de un fluido que por propiedades del yacimiento no es posible recuperar. La saturación de agua irreducible (Swirr) se define como el volumen poroso ocupado por agua a la máxima saturación de petróleo y se conoce que para una mayor área superficial y un menor tamaño de partícula menor será el Swirr [11].

1.1.8.e. Saturación residual (Sr). Corresponde a la saturación de una fase que queda en un yacimiento, después de un proceso de desplazamiento. Dicha saturación depende de la estructura de los poros, la mojabilidad (interacción roca-fluido), la tensión interfacial y la razón de movilidad (interacción fluido-fluido) [7] [11].

La saturación de petróleo residual (S_{or}). También conocida como petróleo remanente, se define como la cantidad de petróleo que no puede fluir debido a que permanece retenido en los poros por efectos capilares como poros o canales de diferente tamaño y permeabilidad.

Figura 3.
Modelo simplificado de distribución de hidrocarburos residuales después de una inundación



Nota. La figura representa un esquema con los cuatro tipos de distribución de petróleo residual. Tomado de: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011.p.227

Como se observa en la **Figura 3**, el petróleo puede quedar retenido por cuatro razones principales: a) cuando el petróleo se acumula en la roca o en los callejones sin salida (roca húmeda por petróleo o mixtas), b) cuando la roca es mojada por petróleo, c) cuando las gotas de petróleo quedan atrapadas por fuerzas capilares (roca mojada por agua) o d) cuando las gotas de petróleo quedan atrapadas en poros microscópicos [12].

1.1.9. *Petróleo original en sitio (N)*

Se define como el volumen total del yacimiento que puede ser ocupado por un fluido y se calcula como se observa en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4.
Petróleo Original in situ

$$N = V_b \Phi(1 - S_{wc})$$

Fuente. M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010. P. 44

Donde:

N = petróleo original en sitio (barriles de yacimiento)

V_b =volumen bruto de la roca, es decir el volumen del sólido y el volumen del espacio vacío. (barriles de yacimiento)

Φ =fracción del volumen de la roca que es porosa

S_{wc} = saturación de agua connata

1.1.10. Permeabilidad

Es la capacidad de un medio poroso para dejar que los fluidos se muevan a través de la red de los poros interconectados que tiene una roca. La unidad de medida es el Darcy y al igual que la porosidad varía tanto lateral como verticalmente. Adicionalmente se define como el recíproco de la resistencia que ofrece un medio poroso al flujo de los fluidos [8].

La ecuación que determina la permeabilidad se conoce como la ley de Darcy (**Ecuación 5**), la cual dice que la velocidad de un flujo homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad.

Ecuación 5.

Determinación de la permeabilidad por medio de la ley de Darcy

$$K = \frac{q\mu l_{core}}{A\Delta p}$$

Fuente: T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p 231.

Donde:

K : permeabilidad, (Darcys)

q : caudal, (cm^3/s)

μ : viscosidad, (cP)

l_{core} : longitud de núcleo, (cm)

A : área de la sección transversal, (cm^2)

Δp : diferencia de presión en el núcleo, (atm)

A continuación, se describe la clasificación de los tipos de permeabilidad, según Paris [8]:

1.1.10.a. Permeabilidad absoluta (k). Se define como la capacidad que tiene un medio poroso para que un fluido fluya, cuando la roca está saturada totalmente por una sola fase.

1.1.10.b. Permeabilidad efectiva (k_i). Capacidad de la roca para conducir un fluido en presencia de otro fluido inmiscible que satura el medio poroso, esto quiere decir que esta propiedad está asociada con cada fluido del yacimiento (gas, petróleo y agua) y por lo tanto esta permeabilidad siempre es menor a la permeabilidad absoluta.

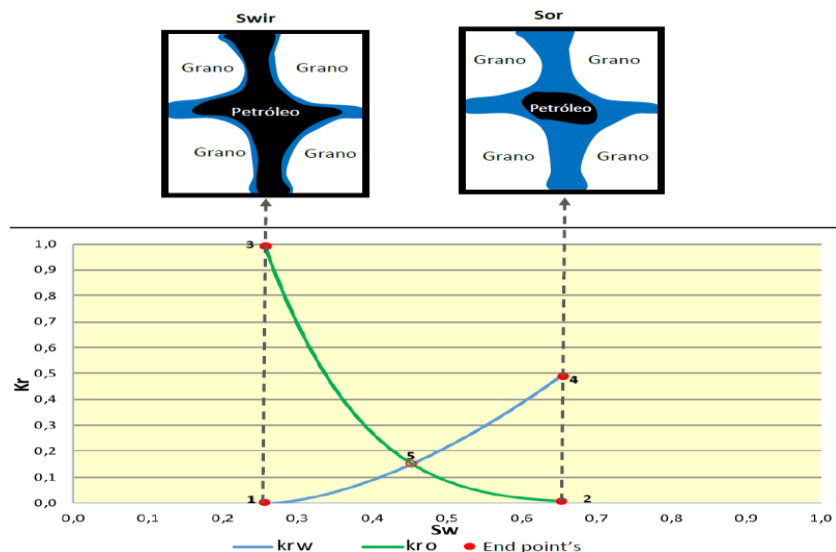
1.1.10.c. Permeabilidad relativa (k_{ri}). Se define como la fracción entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Al igual que la permeabilidad efectiva, esta permeabilidad es en función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad.

1.1.11. Curvas de permeabilidad relativa

Representan de manera gráfica el flujo de los fluidos en un medio poroso (ver **Figura 4**), dependiendo de los diferentes parámetros de la interacción roca-fluidos, como la tensión interfacial, la presión capilar, la mojabilidad, la historia de saturación entre otros [11].

Figura 4.

End-point de curva la curva de permeabilidad relativa en un sistema agua-petróleo



Nota. La figura representa la curva de permeabilidad relativa con sus respectivos límites del rango de saturación. Tomado de: J. C. Duque y D. A. Garzon., *Metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en tres campos de la cuenca del valle medio del magdalena*, tesis pre. Facultad de ingeniería, Fundación Universidad de América, Colombia, 2019.P.55

Las curvas de permeabilidad relativa están compuestas por los límites del rango de saturación en el que los fluidos son movibles, dichos punto son conocidos como End-point. En la **Figura 4**, según Duque la línea azul representa la permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) y la línea verde la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}). Mientras que el punto 1 representa la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y el punto 2 la saturación de petróleo residual (S_{or}). El Punto 3 representa la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible ($K_{ro}@S_{wirr}$), es decir que bajo estas condiciones la permeabilidad efectiva del petróleo está muy cerca a la permeabilidad de una sola fase. Por otro lado, el punto 4 define la permeabilidad relativa del agua a la saturación del petróleo residual ($K_{rw}@S_{or}$) [11].

Estas permeabilidades relativas dependen de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de movilidad [11]. La intersección de las curvas de permeabilidad de ambas fases se ve representada por el punto 5, el cual es un indicativo para inferir las características de mojabilidad de una muestra, como se observa en la **Tabla 3**.

Tabla 3.

Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas

Mojabilidad	Swirr	intersección	Krw@Sor
Fuertemente Agua	>15%	>45%	<0,07
Agua	>10%	>45%	0,07-0,3
Petróleo	<15%	<55%	>0,5
Mixta	>10%	45-55%	>0,3
Mixta	<15%	45-55%	<0,5

Nota. La tabla muestra cómo seleccionar la mojabilidad de la roca por medio de los End-point de las curvas de permeabilidad relativa. Tomado de: J. C. Duque y D. A. Garzon., *Metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en tres campos de la cuenca del valle medio del magdalena*, tesis pre. Facultad de ingeniería, Fundacion Universidad de America, Colombia, 2019.P.56

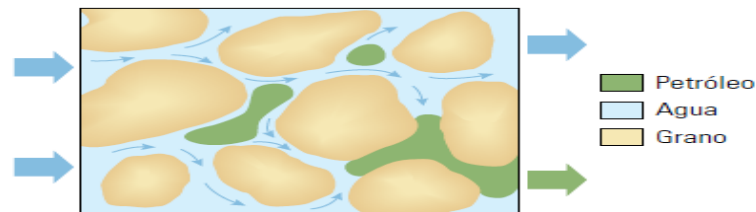
1.1.12. Eficiencia de desplazamiento

Se denomina como la cantidad de petróleo que puede ser recuperado de un yacimiento debido a la implementación de algún proceso de recobro mejorado. La eficiencia de

desplazamiento es el producto de la eficiencia macroscópica y microscópica, las cuales se describen a continuación:

1.1.12.a. Desplazamiento microscópico. Es la medida de la eficiencia que tiene el fluido desplazante (usualmente agua), para movilizar el petróleo a nivel de poro. Sin embargo, a escala microscópica el petróleo puede quedar retenido en los poros de la roca, cuando las fuerzas viscosas y gravitacionales son insuficientes para superar las fuerzas capilares que se encuentran presentes dentro del espacio poroso [13].

Figura 5.
Desplazamiento microscópico



Nota. La figura representa el desplazamiento microscópico a nivel de poro que sufren los fluidos en un yacimiento. Tomado de: R. AL-Mjeni et al. "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?". *Oilfield Review*. Vol 22 (4) pp.16-35. 2011. P. 20.

1.1.12.b. Desplazamiento macroscópico. También conocido como eficiencia de barrido, mide la efectividad en la recuperación de petróleo, cuando se utilizan procesos de inyección de fluidos en yacimiento (usualmente gas o agua) en la escala de distancia entre pozos. Esta medida depende principalmente del volumen de fluido del yacimiento que está en contacto con el fluido inyectado, debido a que el fluido del yacimiento es desplazado por la fase inyectada en el momento de la irrupción [14].

1.1.13. Fuerzas capilares

En un yacimiento de petróleo, el efecto resultante de la combinación entre las características de un sistema mojante, la geometría y el tamaño de los poros, y la tensión interfacial producida por la interacción de la roca y el fluido, se conocen como fuerzas capilares, las cuales se describen a continuación:

1.1.13.a. Tensión interfacial y superficial (IFT). Se define como la propiedad que permite describir las fuerzas que actúan en una interfaz (superficie de contacto) cuando están presentes dos o más fluidos inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas o hay un líquido y un sólido en contacto se denomina tensión interfacial, mientras que cuando una de las fases es gaseosa y la otra líquida o sólida se denomina tensión superficial.

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles, por ejemplo, en un sistema agua-petróleo, las moléculas presentes en la interfaz tendrán fuerzas de magnitud diferente, en comparación a las fuerzas que presentan las moléculas ubicadas en el seno de cada líquido. Según Salager, la tensión superficial es el efecto resultante de las fuerzas de contracción de las moléculas que están al interior de líquido. Mientras que la tensión interfacial tiene un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos [15].

Para medir la tensión interfacial se utiliza un tubo capilar ubicado dentro de un recipiente con un fluido, el cual se eleva hasta cierta altura, cuando se alcanza un equilibrio entre las fuerzas de tensión interfacial y las fuerzas de gravedad. En el caso de un sistema agua petróleo la tensión interfacial se calcula como se observa en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6.

Tensión interfacial

$$\sigma_{ow} = \frac{r h g (\rho_w - \rho_o)}{2 \cos \theta}$$

Fuente. M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010.p. 267.

Donde:

σ_{ow} : tensión interfacial entre el agua y el petróleo (dina/cm)

ρ_o : densidad del petróleo (g/cm³)

ρ_w : densidad del agua (g/cm³)

θ : ángulo de contacto

h : altura (cm)

r : radio del tubo capilar (cm)

De acuerdo a Duque “La tensión interfacial es la responsable de la retención y de la saturación residual en un medio poroso, es decir que a medida que este valor se acerca

a cero, el flujo se comporta como si fueran una sola fase. Por lo tanto, se explica que la tensión interfacial genere la concavidad de las curvas de permeabilidad relativa” [11].

1.1.13.b. Humectabilidad. También conocida como mojabilidad es la capacidad que tiene los líquidos para extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, dicha capacidad depende de la cohesión del líquido y de las fuerzas intermoleculares y de adhesión entre el líquido y el sólido. La mojabilidad se mide a través del ángulo de contacto que se forma entre el sólido y el líquido, a menor ángulo de contacto se tendrá una mayor mojabilidad, por lo tanto, cuando el ángulo de contacto es de 180° significa que no existe mojabilidad [8].

El ángulo de contacto depende de la tensión interfacial de los fluidos presentes en un medio poroso, por ejemplo, en un sistema agua petróleo (ver **Figura 6**), el ángulo de contacto está en función de la tensión interfacial entre sólido-petróleo, sólido-agua y entre agua-petróleo como se puede observar en la **Ecuación 7**.

Ecuación 7.

Determinación del ángulo de contacto de la humectabilidad

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}}$$

Fuente. M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010. p 269.

Donde

σ_{os} : tensión interfacial entre el sólido y el petróleo (dina/cm)

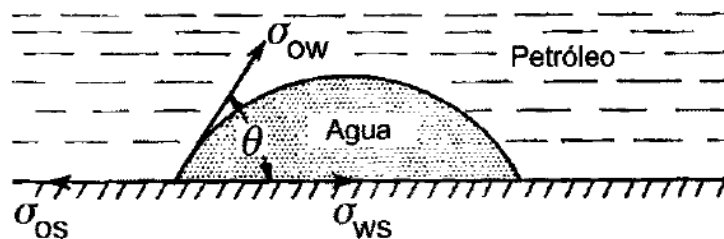
σ_{ws} : tensión interfacial entre el sólido y el agua (dina/cm)

σ_{ow} : tensión interfacial entre el petróleo y el agua (dina/cm)

θ : ángulo de contacto petróleo-sólido-agua

Figura 6.

Sistema Agua-Petróleo-Sólido

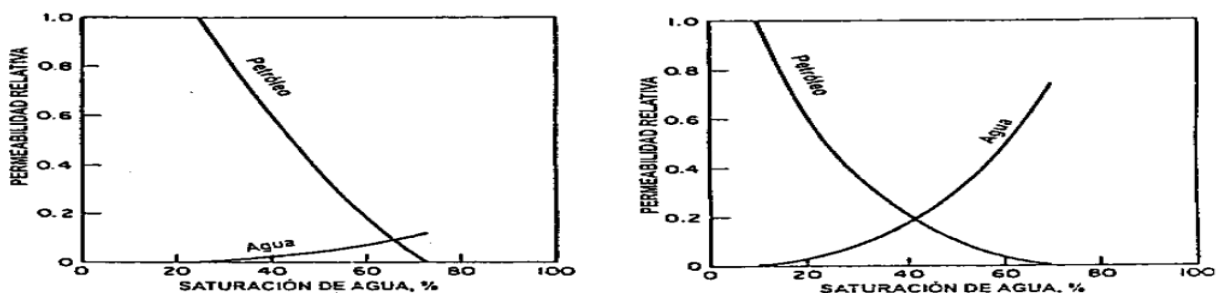


Nota. La figura representa el equilibrio de fuerzas en la interfaz agua-petróleo-sólido. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2010. p 269.

Según Paris mediante el cálculo del ángulo de contacto se establece que si $\theta < 90^\circ$, la roca está preferiblemente mojada por agua, mientras que si $\theta > 90^\circ$, la roca tiende a humectarse por petróleo, y para valores cercanos a 90° , la roca tiene igual preferencia de mojabilidad por ambos fluidos, por lo tanto, el fluido humectante ocupa la mayor parte del mineral entrando por los poros pequeños por acción de la presión capilar, mientras que el fluido no humectante ocupa el centro de los poros grandes [8].

Cuando la humectabilidad es neutra los fluidos presentes en el medio poroso tienen una igual preferencia por el sólido. Mientras que la humectabilidad mixta ocurre cuando diferentes áreas son fuertemente mojadas por petróleo y el resto por agua. De acuerdo a Duque las curvas de permeabilidad relativa varían con respecto al tipo de mojabilidad que presenta la roca, como se muestran en la **Figura 7**.

Figura 7.
Curvas con marcada movilidad por petróleo y agua



Nota. La figura representa la curva de permeabilidad relativa con fuerte mojabilidad por petróleo (izquierda) y la curva de permeabilidad relativa con fuerte mojabilidad por agua (derecha). Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2001. P. 119

1.1.13.c. Presión capilar. Es conocida como la fuerza que controla la distribución de los fluidos en un yacimiento y se define como la diferencia de presiones en una interfaz que separa dos fluidos inmiscibles cuando se ponen en contacto en un medio poroso. La presión capilar está relacionada con la tensión interfacial, la humectabilidad de los fluidos y el tamaño del capilar, debido a que un tubo capilar es la aproximación ideal al fenómeno de capilaridad que ocurre en un medio poroso [8]. Las mayores presiones capilares se presentan cuando los poros son más pequeños.

En términos generales según Carvajal la presión capilar es el exceso de presión que la fase no mojante debe tener para poder estar presente en el yacimiento. Es decir que, para un proceso de imbibición, la presión capilar es la principal razón de la saturación de petróleo residual en un yacimiento [16].

1.1.14. Fuerzas viscosas

Se define como la caída de presión que ocurre como resultado al flujo de un fluido a través de un medio poroso [9].

1.1.15. Histéresis

Se conoce como la diferencia entre los valores de la presión capilar para un proceso de imbibición y drenaje. A continuación se explican estos conceptos según Escobar [6]:

1.1.15.a. Imbibición. Es un proceso en el que se busca aumentar la saturación de la fase humectante para disminuir la saturación de la fase no humectante. El caso más común es cuando a una roca mojada con agua y saturada con petróleo, desplaza el petróleo en los poros más pequeños.

1.1.15.b. Drenaje. Se conoce como la disminución de la fase mojante, debido a que ocurre un desplazamiento de un fluido mojante presente en un medio poroso por la de un fluido no mojante.

1.1.16. Movilidad

Se define como la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. La movilidad se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido, como se observa en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8.

Movilidad

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Fuente. F.H. Escobar. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Colombia. 2007. p.53

Donde:

λ_f : movilidad de un fluido (mD/cP)

k_f : permeabilidad efectiva de un fluido (mD)

μ_f : viscosidad de un fluido (cP)

1.1.17. Relación de Movilidad

Se expresa como la relación entre el fluido desplazante (agua o gas) sobre el desplazado (petróleo) como se observa en la **Ecuación 9**. La relación de movilidad generalmente es medida en procesos con flujos multifásicos, ya que relaciona la capacidad que tiene un fluido para fluir en presencia de otro [6].

Ecuación 9.

Relación de movilidad

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Fuente. F.H. Escobar. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Colombia.2007. p.53

Donde:

M =relación de Movilidad

λ_w = movilidad de agua (mD/cP)

λ_o = movilidad de petróleo (mD/cP)

Según Escobar “si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$, significa que ambos fluidos tienen igual movilidad, y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo” [6]. En el último caso se presenta un fenómeno desfavorable y por ende un desplazamiento ineficiente, debido a que el fluido desplazante fluirá sobrepasando al fluido desplazado, a esto se le conoce como canalización viscosa.

La eficiencia de barrido decrece a medida que la razón de movilidad aumenta. Según Paris la razón de movilidad se puede mejorar de diferentes formas, ya sea bajando la

viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva del petróleo o disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante [9].

Según J. J. Sheng, el criterio del índice de movilidad basado en la unidad no es criterio válido para distinguir condiciones de control de movilidad “favorables” o “desfavorables”. Por tal razón plantea que un mejor criterio debería ser la relación de movilidad unitaria, que se define como la movilidad del fluido desplazante dividida por la movilidad del petróleo multiplicada por su saturación, como se observa en la **Ecuación 10** [12].

Ecuación 10.

Relación de movilidad modificada

$$M = \frac{\lambda_u}{\lambda_o} S_o$$

Fuente. J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*, United States: Elsevier, 2011.p.91

Donde:

M =relación de Movilidad

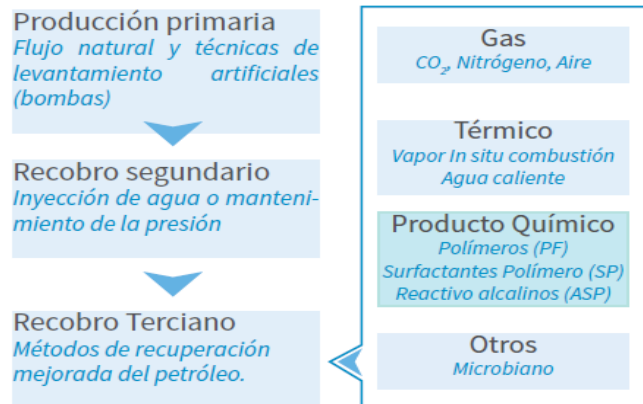
λ_u = movilidad de aguas arriba (por ejemplo, la solución del polímero) (mD/cP)

λ_o = movilidad de petróleo (mD/cP)

1.1.18. Métodos de recuperación de petróleo

Los procesos de producción de hidrocarburos se dividen en tres etapas (ver **Figura 8**). La recuperación primaria ocurre cuando la presión natural del yacimiento puede hacer fluir el petróleo hasta la superficie, gracias a la energía almacenada dentro del yacimiento, mientras que la recuperación secundaria y terciaria se utiliza cuando la presión natural del yacimiento decrece y por esa razón se utilizan fluidos como agua, gas o sustancias químicas para ejercer una mayor presión sobre el petróleo y hacerlo subir [17].

Figura 8.
Etapa de producción de hidrocarburos

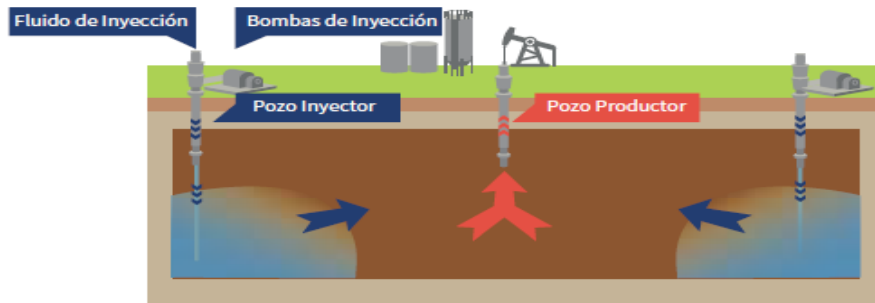


Nota. La figura representa los mecanismos de producción de hidrocarburos. Tomado de: SNF Floerger, “Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101”, 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.8.

1.1.18.a. Recuperación primaria. Se denomina como la primera etapa de producción de hidrocarburos, en donde la energía natural del yacimiento puede hacer que el petróleo llegue hasta la superficie. Sin embargo, cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión ha disminuido es necesario recurrir a métodos de levantamiento en donde se utilizan bombas o inyectan gas para mejorar el efecto de la presión del yacimiento. Según Salager la recuperación primaria deja de ser viable cuando la presión del yacimiento es demasiado baja o cuando se están produciendo cantidades elevadas de otros fluidos como agua y gas. Por lo general el porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es entre 10 a 15 % [18].

1.1.18.b. Recuperación secundaria. Es la etapa de producción de hidrocarburos en la que se inyectan fluidos menos costosos que el petróleo para mantener el gradiente de presión en el yacimiento (ver **Figura 9**). Este fluido (generalmente agua) se inyecta en el pozo inyector y se encarga de desplazar o arrastrar una parte del petróleo hacia los pozos productores. Por lo general el porcentaje de recuperación secundaria del crudo originalmente en sitio es entre 25 a 30 % [18].

Figura 9.
Proceso de inyección y producción



Nota. La figura representa los procesos de inyección y producción para la extracción de hidrocarburos. Tomado de: SNF Floerger, “Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101”, 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.8

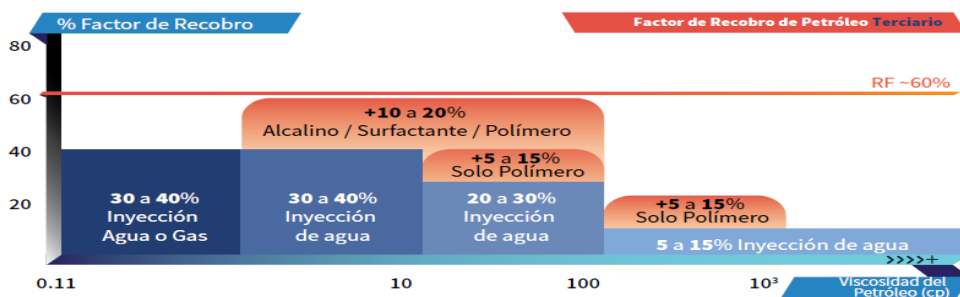
1.1.18.c. Recuperación terciaria. También conocida como Recuperación mejorada de petróleo (EOR). Es una técnica o proceso implementado para mejorar el recobro de los hidrocarburos, alterando las propiedades petrofísicas de medio poroso o de los fluidos. Tiene como finalidad la extracción de un mayor volumen de hidrocarburos. Debido a que después de realizar los procesos de recuperación anteriores, el yacimiento todavía contiene entre 60 a 80% de hidrocarburo original en sitio [13].

La recuperación primaria y secundaria dejan una gran cantidad de hidrocarburo en el sitio debido a que a nivel microscópico el crudo alcanza la saturación residual al quedar atrapado por las fuerzas capilares y a nivel macroscópico porque el fluido inyectado no penetra todas las zonas de yacimiento debido a la presencia de zonas de baja permeabilidad.

El objetivo principal de la recuperación mejorada de petróleo es mejorar la eficiencia de barrido mediante la reducción de las fuerzas capilares, para tal fin se utilizan diferentes técnicas. Según Salager para disminuir la tensión interfacial se utilizan surfactantes o soluciones alcalinas y para mejorar la eficiencia de barrido, se utiliza calentamiento para disminuir la viscosidad del crudo, polímeros para aumentar la viscosidad del agua y espumas para taponar los caminos preferenciales con alta permeabilidad [18].

El éxito de un proceso EOR se mide por medio del factor de recuperación de petróleo incremental (ver **Figura 10**), el cual según Sheng se calcula dividiendo el petróleo incremental recuperado sobre el petróleo original en el lugar (OOIP) o en ocasiones también se usa el petróleo restante después de la inyección de agua. Una medida del éxito del proceso de EOR químico es la cantidad de producto químico inyectado en libras por barril de petróleo incremental producido (lb / bbl) [12].

Figura 10.
Factor de recobro

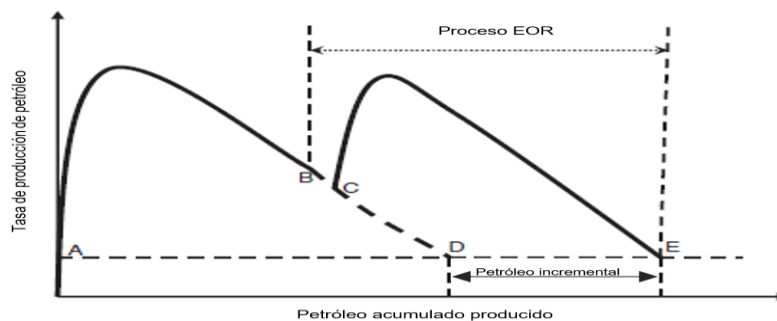


Nota. La figura representa el factor de recobro de los procesos de recuperación primario, secundario y terciario. Tomado de: SNF Floerger, “Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101”, 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.9

Según Sheng, en la **Figura 11** se muestra como es la recuperación de petróleo incremental en un proceso EOR. El punto D representa el petróleo acumulado que se puede obtener en el caso que no se iniciara un proceso de recuperación de petróleo en el punto B. Por otro lado, el petróleo acumulado en el punto E representa la recuperación al final de un proceso EOR. Por lo tanto, la diferencia de petróleo acumulado entre los puntos E y D representa la recuperación de petróleo EOR incremental [12].

Figura 11.

Recuperación de petróleo incremental de un proceso EOR



Nota. La figura representa un esquema de Recuperación de petróleo incremental de un proceso EOR. Tomado de: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. United States: Elsevier, 2011.p.6

1.1.19. Recobro químico

Es un tipo de recobro mejorado en el que se inyectan materiales que usualmente no están presentes en el yacimiento, en este caso productos químicos como polímeros, surfactantes, álcalis y sus respectivas combinaciones, para reducir la saturación de petróleo residual que queda atrapado en el yacimiento por altas fuerzas capilares y escasa eficiencia de barrido. Al momento de seleccionar el método de recobro químico se debe tener en cuenta una serie de factores favorables y desfavorables que permiten o dificultan la implementación del proceso [19], los cuales se pueden observar en la **Tabla 4.**

Tabla 4.

Factores favorables y desfavorables para implementar el recobro químico

Factor favorable	Factor desfavorable
Formación homogénea, disminuye en cierto grado la canalización y la pérdida de los productos químicos.	Fracturas excesivas, el bache de producto químico inyectado puede perderse en zonas de alta permeabilidad y por lo tanto no penetra en otras zonas (canalizando). Esto provoca una baja eficiencia de barrido y por ende una baja recuperación de petróleo.
Alta saturación de petróleo móvil, el petróleo que va a ser producido debe ser suficiente para justificar la inversión.	Ambientes aerobios, los productos químicos se pueden degradar debida a las reacciones químicas.
Buenas condiciones de inyectividad, el yacimiento debe permitir el ingreso de los productos químicos inyectados para que cumplan su función.	Alto contenido de arcilla, aumenta la adsorción del producto químico en la roca.

Tabla 4. continuación

Poco espaciamiento entre pozos, ya que a menor espacio entre pozos los productos químicos sufrirán menos alteraciones.	Alta salinidad podría desestabilizar a la solución, sin embargo, los productos químicos actualmente usados soportan altos niveles de salinidad.
Buena conectividad entre pozos.	Presencia de iones divalentes, iones como el calcio y el magnesio alteran a el producto químico degradándose o precipitándose.
	Presión de fractura es la presión crítica durante los procesos de inyección, si se excede este valor se propagan fractura causando que se escape la solución inyectada, volviendo antieconómico el proceso.

Nota. La tabla muestra los factores favorables y desfavorables para el recobro químico. Tomado de: R. Castro., *Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica*, tesis mag. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Bucaramanga, 2011. p.25. Modificado por el autor.

1.2. Generalidades para la implementación de los polímeros en los procesos EOR

1.2.1. Polímero

Los polímeros son moléculas de gran tamaño (macromoléculas), constituidas por monómeros que se repiten, unidos mediante enlaces covalentes. Estos monómeros están formados principalmente por átomos de carbono y adicionalmente pueden poseer grupos laterales o radicales con uno o más átomos [20]. Dichas macromoléculas forman un material resistente, con alto peso molecular y al ser diluidas tiene la ventaja de ser altamente viscosas, por esta razón son apropiadas para ser usadas en el control de agua y para mejorar la razón de movilidad entre el petróleo y el agua, debido a que el polímero le da una mayor uniformidad al fluido inyectado (ver **Figura 12**) [17].

Figura 12.

Movilidad del fluido inyectado



Nota. La figura representa un esquema en el que se muestra como el polímero le da una mayor uniformidad al fluido inyectado (fluido desplazante). Tomado de: SNF Floerger, "Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101", 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.10

Actualmente los polímeros más utilizados para los procesos de recobro mejorado son los polímeros sintéticos, como las poliacrilamidas hidrolizadas (HPAM) y los biopolímeros tales como la goma de xanthana. Dichos polímeros han sido ampliamente utilizados, debido a que se adquieren fácilmente a nivel industrial, ya que son usados comúnmente en otros procesos. Por ejemplo, de acuerdo a Sorbie la poliacrilamida es utilizada en la fabricación de papel, mientras que la goma de xantano es utilizada en la industria alimenticia como espesante [21]. Cada uno de estos polímeros tienen estructuras químicas y propiedades fisicoquímicas diferentes, que van a influir en la eficiencia para ser usado en un método de recobro.

1.2.2. Inyección de polímeros

Es un tipo de recobro mejorado que se define como una alteración al proceso de recobro secundario, específicamente a la inyección de agua. El proceso consiste en adicionar un polímero soluble en agua, a el agua que será inyectada en el yacimiento, con el objetivo de aumentar la viscosidad del fluido inyectado para así disminuir la movilidad del agua, permitiendo que se mejore la eficiencia de barrido, al incrementar la viscosidad de la fase acuosa y con esto mejorar el porcentaje de recuperación de petróleo. Generalmente los procesos de inyección de polímeros se utilizan justo después de la inyección de agua, es por esto que la saturación inicial de petróleo en la inyección de polímero, es igual a la saturación residual de petróleo después de la inyección de agua [9].

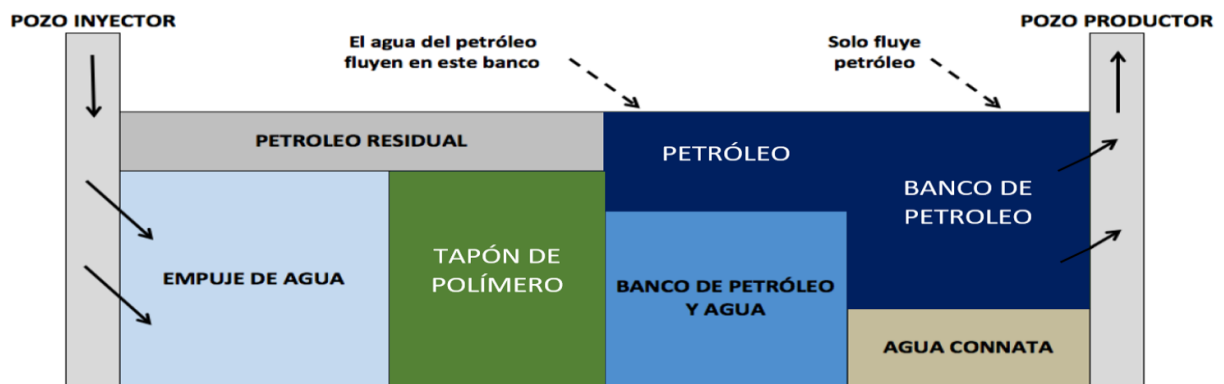
Según Paris la inyección de polímeros mejora el desplazamiento y la razón de movilidad entre la solución polimérica (fluido desplazante) y el crudo (fluido desplazado); en consecuencia permite un barrido más eficiente del que se puede lograr con la inyección de agua, dando como resultado una recuperación de petróleo mucho más alta, aunque no se haya producido una disminución en la saturación de petróleo residual, si disminuye la cantidad de agua inyectada y el tiempo necesario para alcanzar la saturación residual [9].

1.2.3. Proceso de inyección de polímeros

El proceso de inyección de polímero consiste, inicialmente en seleccionar el polímero adecuado que se ajuste a las condiciones del yacimiento, por ejemplo, según Sheng las poliacrilamidas a baja salinidad mejoran la viscosidad de la solución y por ende mejora la relación de movilidad, mientras que los biopolímeros tienen alta resistencia a la degradación cuando están en presencia de esfuerzos mecánicos y una buena capacidad viscosificante en aguas con alta salinidad, sin embargo son propensos al ataque de bacterias [12].

Una vez seleccionado el polímero, este es mezclado con el agua del yacimiento para formar una solución viscosa y altamente diluida, que será introducida en el pozo inyector. Una vez en el yacimiento la solución polimérica va a actuar como un bache (*slug*) viscoso que va reducir la movilidad del agua para que el petróleo fluya por los canales de la roca hasta el pozo productor. La solución con el polímero será empujada a través del yacimiento por medio de una inyección convencional de agua, como se observa en la **Figura 13**. Según Sheng la inyección del polímero debe detenerse cuando el corte de agua vuelva a ser de aproximadamente del 92 al 94 %, adicionalmente para reducir costos, el agua producida con polímeros se puede volver a inyectar [12].

Figura 13.
Proceso de inyección de polímeros



Nota. La figura representa un esquema de recuperación de petróleo incremental de un proceso EOR. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2001. P.314. Modificado por el autor.

De acuerdo a Paris, la solución que se inyecta va a estar compuesta por un volumen específico de polímero normalmente entre el 5 % al 35 % del volumen poroso y una concentración específica (200 a 1000 ppm) [9]. Sin embargo, Sheng afirma que la recuperación de petróleo incremental depende principalmente de la cantidad de polímero inyectada, pero aconseja que se debe realizar una serie de procesos de optimización en los que se analice, una concentración más alta con un volumen de poros de inyección más pequeño o una concentración más baja con un volumen de poros de inyección más grande [12].

Generalmente “una concentración más alta podría resultar en una mayor reducción inicial del corte de agua debido a la inyección de polímero. Sin embargo, una alta concentración puede estar limitada por la presión de inyección permitida. La solución del agua con el polímero no altera la permeabilidad relativa del petróleo, pero sí permite reducir la movilidad del agua, al incrementar su viscosidad y reducir su permeabilidad relativa, esto lleva a que se produzca un barrido más homogéneo ya que la inyección de polímeros logra fluir por las zonas con menor permeabilidad.

1.2.4. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros

Las inyecciones de polímeros han demostrado tener un gran potencial en yacimientos moderadamente heterogéneos, con petróleo de viscosidad intermedia y con una adversa relación de movilidad entre el agua y el petróleo [22] y de acuerdo a Sheng la inyección de polímero se puede aplicar de manera efectiva a los yacimientos con corte de agua superiores al 95 % [12].

En la **Tabla 5** se presentan las ventajas y desventajas de aplicar la inyección de polímero en un yacimiento de petróleo.

Tabla 5.*Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros*

Ventaja	Desventaja
Disminuye la movilidad del agua debido a que aumenta su viscosidad.	Sensible al contenido de sal, debido a que en presencia de alta salinidad la solución polimérica disminuye su viscosidad.
Mejora la eficiencia de barrido e incrementa el flujo de agua en zonas no barridas.	Necesita una alta calidad del agua de inyección, esto conlleva a tratamientos adicionales.
Mejora el desplazamiento y la razón de movilidad entre la solución polimérica (fluido desplazante) y el petróleo (fluido desplazado).	Para elevadas temperaturas de yacimiento, los polímeros tienden a degradarse afectando su viscosidad, sin embargo, los polímeros actualmente utilizados pueden soportar altas temperaturas.
Disminuye el tiempo necesario para alcanzar la saturación residual de petróleo.	Origina taponamientos en la formación debido a la adsorción del polímero.
A mayor concentración más viscosidad pueden llegar a brindar.	Ineficiente cuando hay baja saturación de petróleo móvil.
Es posible mejorar el recobro de petróleo entre un 5% a 15% del OOIP.	Susceptible a la degradación bacteriana.

Nota. La tabla muestra las ventajas y desventajas de la inyección de polímeros. Tomado de: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011. Modificado por el autor.

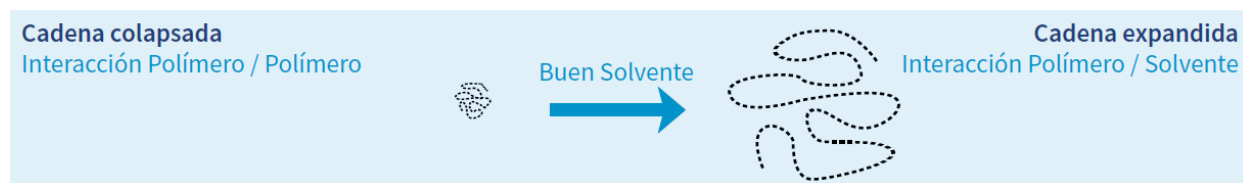
1.2.5. Variables y parámetros que caracterizan a los polímeros durante el proceso de inyección

La naturaleza química de los monómeros, el peso molecular, la estructura, entre otras propiedades físicas, determinan las diferentes características de cada polímero. A continuación, se describen los parámetros más importantes que caracterizan un polímero durante los procesos de recobro mejorado.

1.2.5.a. Viscosidad. Es la resistencia de los fluidos al flujo y se define como la relación entre esfuerzo cortante y la velocidad de corte. El polímero es capaz de aumentar la viscosidad del solvente cuando las cadenas macromoleculares del polímero logran desenredarse dentro del medio y expandirse (ver **Figura 14**). De acuerdo a Sorbie a mayores concentraciones del polímero mayor interacción entre moléculas y mayor viscosidad. Esto quiere decir que cadenas largas de polímero logran aumentar más la viscosidad que las cadenas cortas [21].

Figura 14.

Aumento de la viscosidad



Nota. La figura representa un esquema de cómo el polímero viscosifica el solvente. Tomado de: SNF Floerger, "Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101", 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.12

1.2.5.b. Concentración. La concentración en la que se adiciona el polímero a la solución inyectada afecta directamente la recuperación del hidrocarburo, debido a que, a mayor concentración de polímero, mayor viscosidad tendrá el fluido desplazante y por ende se podrá barrer el petróleo con mayor eficiencia, mejorando el porcentaje de recuperación de petróleo. Sin embargo, a concentraciones de polímero muy altas, el agua y los fluidos del yacimiento se hacen muy viscosos y por lo tanto requieren una mayor cantidad de energía para producirlos, causando un efecto negativo en el incremento de la producción [23]. Sin embargo, de acuerdo a Donaldson si la viscosidad del petróleo es alta, se necesita mayor concentración de polímero para lograr un mejor control de movilidad [24]. Los rangos de concentración de polímero generalmente usados en la inyección van desde 500 a 15000 ppm [17].

1.2.5.c. Peso molecular. Viene dado por la multiplicación entre el peso molecular de la unidad repetitiva que conforma al polímero por el grado de polimerización, el cual es el número de veces que se repite dicho monómero en la cadena, es decir el grado de longitud [25].

La viscosidad de un polímero en solución depende directamente del tamaño y la extensión de las cadenas del polímero. Por lo general las moléculas de alto peso molecular tiene un poder viscosificante mayor y un factor de reducción de la permeabilidad más alto que los polímeros de menor peso molecular. Por lo tanto, un

polímero con mayor peso molecular permite una mayor recuperación de hidrocarburos [12].

1.2.5.d. Retención del polímero. Se define como la pérdida del polímero producida por las interacciones entre las moléculas del polímero y el medio poroso afectando la recuperación de hidrocarburos, debido a que se reduce la permeabilidad de la roca. La retención del polímero en un medio poroso es causada principalmente por la adsorción en la superficie del material poroso, aunque también hay otros mecanismos como el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica [12].

1.2.5.e. Adsorción. Se refiere a la interacción o adherencia de las moléculas poliméricas sobre una superficie sólida debido a fuerzas de Van der Waals o enlaces de hidrógeno. La isoterma de Langmuir describe la adsorción del polímero en un medio poroso, según esta isoterma, cuanto mayor es la concentración, mayor es la adsorción [26].

En la mayoría de los casos la adsorción del polímero se puede considerar irreversible, es decir que no disminuye a medida que disminuye la concentración de polímero, sin embargo, de acuerdo a Sheng esto no es totalmente cierto debido a que se puede liberar pequeñas cantidades mediante prolongada exposición de agua, por lo tanto, es más exacto afirmar que la tasa de retención de polímero es mucho mayor que la tasa de eliminación. La adsorción del polímero en la roca depende de factores como la salinidad del solvente, ya que la adsorción aumenta con la concentración de sal [12].

1.2.5.g. Entrampamiento mecánico. Ocurre cuando las moléculas más grandes del polímero quedan alojadas en canales de flujo estrecho, reduciendo de esta forma el flujo y produciendo bloqueos en los poros, por esta razón la inyección de polímeros debe realizarse en yacimientos con alta permeabilidad [12].

1.2.5.h. Retención hidrodinámica. Ocurre cuando múltiples moléculas simultáneamente llegan a un canal de poro muy estrecho que solo permite el paso de una molécula a la

vez, generando una retención o entrapamiento del polímero, el nivel de entrapamiento hidrodinámico aumenta a medida que aumenta el caudal [12].

1.2.5.i. Volumen de poro inaccesible (IVP). Se denomina a un volumen del espacio poroso al que no puede acceder las moléculas del polímero debido a que este es más grande que algunos espacios porosos, generando que algunas moléculas del polímero no puedan fluir a través de esos poros [12]. Según Sheng el volumen de poro inaccesible puede ser del 1 al 30 % del volumen del poroso.

1.2.5.j. Reducción de la permeabilidad. La reducción de la permeabilidad de la roca o el bloqueo de los poros es causada por la adsorción del polímero, por lo tanto, depende de factores como el tipo de polímero, la cantidad retenida, el tamaño de poro y el tamaño de la molécula del polímero.

Según Sheng tras realizar procesos de inyección de polímeros, la permeabilidad relativa del agua disminuye, mientras que la permeabilidad relativa del petróleo permanece prácticamente sin cambios, esto se debe a que el polímero no es soluble en petróleo, por lo que no reduce su permeabilidad efectiva. Por otro lado, debido a que la adsorción de los polímeros no es completamente irreversible, la permeabilidad relativa del agua volverá poco a poco a la permeabilidad inicial [12].

1.2.5.k. Factor de resistencia residual (RRF). Cuantifica la reducción de la permeabilidad relativa de la fase acuosa provocada por la retención del polímero en el medio poroso. Se define como la relación entre la permeabilidad del agua antes y después de la inyección del polímero, como se observa en la **Ecuación 11**. Por otro lado, el factor de resistencia se define como la correlación entre la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica (ver **Ecuación 12**), tras realizar un proceso de inyección de polímero [12].

Ecuación 11.

Factor de resistencia residual

$$RFF = \frac{k_{rw}}{k_{rwp}}$$

Fuente. J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011. P. 169

Donde:

k_{rw} : permeabilidad de roca al agua antes del flujo del polímero (mD)

k_{rwp} : permeabilidad de roca al agua después del flujo del polímero (mD)

Ecuación 12.

Factor de resistencia

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_p}{\mu_p}}$$

Fuente. J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011. P. 169

Donde:

λ_w : movilidad del agua (mD/cP)

λ_p : movilidad de la solución polimérica (mD/cP)

k_w : permeabilidad del agua (mD)

μ_w : viscosidad del agua (cP)

k_p : permeabilidad de la solución polimérica (mD)

μ_p : viscosidad de la solución polimérica (cP)

1.2.6. Clasificación de los polímeros

Existen diversas maneras de clasificar los polímeros, según su origen, estructura, uso o aplicación. En la industria petrolera y en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, los polímeros se pueden clasificar en dos grupos, los sintéticos, como la poliacrilamida hidrolizada (HPAM) o los de origen natural, producidos usualmente por microorganismos o plantas, entre estos se encuentra la goma xanthana, la goma guar, la carboximetilcelulosa de sodio y la hidroxil etil celulosa (HEC) [12].

Según López para que una molécula pueda considerarse como un polímero debe tener una funcionalidad de mayor o igual a dos, esto representa el número de grupos funcionales que contiene la molécula. Cuando la funcionalidad es de dos se obtiene un polímero lineal, pero si la funcionalidad es superior, se obtiene un polímero ramificado o entrecruzado [25].

En los procesos de recobro químico se debe escoger el polímero que mejor se ajuste a las condiciones del yacimiento, según Sheng se prefieren polímeros con alta viscosidad a baja concentración y que adicionalmente sean estables térmicamente y que no sean susceptibles a degradación [12].

A continuación, se describen algunos de los polímeros más utilizados en la industria petrolera para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

1.2.6.a. Poliacrilamida hidrolizada (HPAM). Se define como un copolímero sintético, aniónico, soluble en agua y compuesto por acrilamida y ácido acrílico, con una cadena recta y flexible que le permite estirarse y aumentar la viscosidad de una solución con baja salinidad [21].

La poliacrilamida se hidroliza parcialmente para reducir la adsorción en superficies minerales. Durante la hidrólisis de la poliacrilamida, algunos grupos amida (-CONH₂) reaccionan con una base como el hidróxido de sodio para formar grupos carboxilo (-COOH). El objetivo de la hidrólisis es introducir cargas negativas en la cadena principal, para que en soluciones de baja salinidad las cargas negativas se repelan entre sí, provocando que la cadena se estire y así aumente la viscosidad de la solución. Sin embargo, cuando la hidrólisis aumenta la estabilidad química disminuye por esta razón debe ser inferior al 40 % [12].

La solución de HPAM es la más empleada en los procesos de recobro mejorado, debido a que presenta un alto poder viscosificante, mayor que el que puede suministrar otros polímeros como la goma xanthana, sin embargo, sus propiedades son más sensibles a la salinidad.

1.2.6.b. Goma xanthana. Se define como un biopolímero de polisacáridos producido por la bacteria *Xanthomonas Campestris*. Su cadena principal es más rígida que la de las moléculas HPAM, debido a que tiene cadenas laterales, por esta razón presenta una buena estabilidad a la degradación mecánica. Por otro lado, la goma xanthana no

presenta ninguna disminución en el rendimiento de la viscosidad al aumentar la salinidad de la solución, sin embargo, el factor de reducción de la permeabilidad residual para los polímeros polisacáridos es más bajo que para las poliacrilamidas, por lo tanto, en los procesos EOR, HPAM se utiliza mucho más [12].

1.2.6.c. Gel de dispersión coloidal (CDG). Se define como una mezcla de polímeros con agentes reticulantes de metales como citrato de aluminio y cromo. Estos geles son ampliamente utilizados en yacimientos heterogéneos y con fracturas extensas, debido a que presentan una alta viscosidad para mejorar la relación de movilidad. Sin embargo, su principal función es reducir o bloquear los canales preferenciales de alta permeabilidad. Según Sheng al comparar la inyección de CDG con la inyección de un polímero convencional, el CDG tiene un mejor desempeño, debido a que presenta un mayor factor de recuperación de petróleo, con una menor cantidad de polímero [12].

1.2.7. *Manufactura del polímero*

Los procesos de fabricación de los polímeros utilizados en el recobro químico varían de acuerdo al origen de la materia prima de la cual son obtenidos. Los polímeros sintéticos son obtenidos a partir de gas natural, carbón y petróleo y son producidos en reactores industriales, mientras que los biopolímeros son obtenidos a partir de microorganismos o plantas y se producen en fermentadores industriales.

Los polímeros sintéticos se producen por medio de un proceso conocido como polimerización, en el que miles de monómeros se unen formando una larga cadena [27]. Según López existen dos tipos de polimerización. La polimerización por adición se caracteriza porque la molécula entera del monómero pasa a formar parte del polímero sin perder material y adicionalmente porque utiliza intermediarios como radicales libres, iones o complejos metálicos durante el proceso de síntesis como catalizador. Por otro lado, en la polimerización por condensación, una parte de la molécula del monómero se pierde cuando pasa a ser parte del polímero, formando subproductos como agua, por

esta razón este tipo de polímeros son biodegradables debida a que son susceptibles al ataque de microorganismos [25].

Para la producción de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) se utiliza una polimerización iónica por adición de radicales libre y posteriormente se realiza un proceso de hidrólisis de los grupos de amida con una base como el hidróxido de sodio para formar grupos carboxilo. Por otro lado, la producción de la poliacrilamida también se puede obtener por medio de un proceso de copolimerización entre acrilamida y ácido acrílico [21].

Para la producción de un biopolímero como la goma xanthana, se realiza un proceso de fermentación industrial, en el que se utiliza como fuente de carbono y nitrógeno, almidón de maíz para la bacteria *Xanthomonas Campestris* encargada de producir las Xanthana. Dentro del fermentador el cultivo se vuelve altamente viscoso por lo tanto requiere grandes cantidades de energía para airear y mezclar, por esta razón la producción de este biopolímero es altamente costosa [21].

Los polímeros utilizados en el recobro químico pueden estar en una emulsión líquida, en una solución acuosa o en polvo sólido, cuando los polímeros están en emulsión o en solución estos se mezclan con el agua de inyección, mientras que, para un polímero en polvo, se debe realizar un proceso de dispersión para disolverlo en agua. Una vez obtenida la solución esta es transportada hasta un tanque de almacenamiento para posteriormente ser inyectada [12].

1.2.8. Factores que afectan la inyección de polímeros

Una vez los polímeros son inyectados al yacimiento pueden cambiar algunas de las propiedades por las cuales fueron seleccionados, debido a que las condiciones del yacimiento pueden afectar su estabilidad. El objetivo principal del polímero es garantizar una razón de movilidad favorable entre el agua y el petróleo, por tal razón la viscosidad

es el parámetro más importante en una solución de polímero, pero existen ciertos factores que la pueden afectar, los cuales se describen a continuación:

1.2.8.a. Efecto de la salinidad. Durante los procesos de recobro químico, el polímero seleccionado se mezcla con el agua presente en el yacimiento, la cual se caracteriza por tener alta concentración de sales (generalmente NaCl). Cuando hay un alto nivel de salinidad en la solución, la viscosidad del polímero tiende a disminuir. La razón es que la sal neutraliza las cargas de las cadenas laterales del polímero [12].

Por lo tanto, es preferible que para la inyección de polímeros, el agua tanto de inyección como del yacimiento tengan una baja salinidad, debido a que a medida que incrementa la salinidad la viscosidad del polímero disminuye [28].

1.2.8.b. Efecto de la velocidad de corte. Durante los procesos de inyección, las moléculas de polímero se desplazan junto con el solvente (agua) por canales de diferentes radios, sometiéndose a esfuerzos de cizallamiento para mantener constante la velocidad del movimiento del fluido, dichas fuerzas pueden causar la degradación de la cadena polimérica debido a la ruptura de las cadenas, ocasionando la disminución de la viscosidad de la solución [29].

1.2.8.c. Efecto de la temperatura. La viscosidad de la solución es inversamente proporcional con la temperatura, debido a que, al aumentar la temperatura, aumenta el movimiento de las moléculas, reduciendo su fricción y por lo tanto la resistencia del flujo y la viscosidad, ocasionando una menor eficiencia de barrido. Sin embargo, cuando el polímero está expuesto a altas temperaturas por un tiempo prolongado se genera una degradación, por tal razón se recomienda utilizar la inyección de polímeros en temperaturas menores a 100 °C [17].

1.2.8.d. Degradación química. Se denomina a la descomposición de las moléculas de polímero, ocasionada por un ataque corto debido a la contaminación por oxígeno o hierro o por un ataque largo de hidrólisis. La presencia de oxígeno conduce a una degradación

oxidativa del polímero y por ende una disminución en la viscosidad, sin embargo, a baja temperatura el efecto del oxígeno disuelto sobre la viscosidad no es significativo. La cantidad de oxígeno en la solución se puede minimizar mediante el uso de captadores de oxígeno como el metanol [12].

1.2.8.e. Degradación mecánica. Describe la descomposición del polímero debido a la ruptura de las cadenas en fragmentos más pequeños, produciendo una alteración en el peso molecular del polímero y una disminución en la viscosidad. La poliacrilamida es más sensible a la degradación mecánica por cizallamiento debido a que sus moléculas son más flexibles [12].

1.2.8.f. Degradación biológica. Se refiere a la descomposición microbiana de polímeros por bacterias durante el almacenamiento, debido a que se produce una ruptura en las macromoléculas. Por lo general, este tipo de degradación suele afectar más a los biopolímeros produciendo una disminución en la viscosidad de la solución. La degradación biológica tiene mayor efecto solo a bajas temperaturas [12].

En conclusión, las condiciones ideales para la inyección de polímeros son petróleos ligeros y medio pesados, yacimientos con baja salinidad, media a alta permeabilidad, baja temperatura (por debajo de 100°C) [17]. Sin embargo, en la actualidad se han desarrollado nuevos polímeros que son capaces de resistir condiciones adversas de alta temperatura y salinidad, alrededor de 140 °C y 200 g/L de salinidad total respectivamente [24].

1.2.9. Criterios de selección para la inyección de polímeros

Los criterios básicos que se deben tener en cuenta al momento de elegir un método de recuperación por inyección de polímeros, se muestran en la **Tabla 6**.

Tabla 6.*Screening para la inyección de polímeros.*

°API	Viscosidad petróleo (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura yacimiento (°F)	Salinidad (ppm)	So(%)	Ref
>25	<150	>20	<175	Baja	<10 VP petróleo móvil	[9]
>15	<150, >10	>10	140-200	Baja	>50	[30]
--	<150	>50	<158	<100 000	>60	[31]
Agua		Salinidad preferiblemente baja				
Litología		Preferiblemente areniscas, aunque también puede ser carbonatos				
Profundidad		< 9 000 ft				

Nota. La tabla muestra los criterios básicos para la inyección de polímeros.

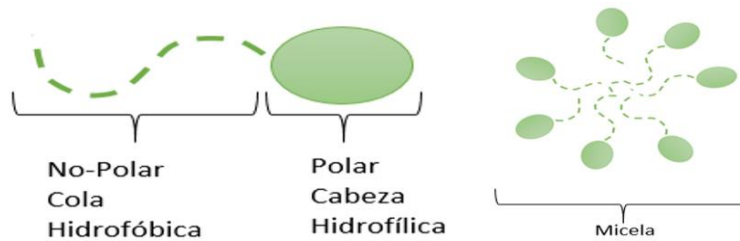
1.3. Generalidades para la implementación de surfactantes en los procesos EOR

1.3.1. Surfactante

Los surfactantes, también conocidos como tensoactivos, son compuestos orgánicos de carácter anfifílico, debido a que están compuestos por un grupo apolar constituido por una cadena de carbonos (generalmente C8 – C18) y uno grupo polar en la misma molécula. La parte hidrófoba (cola) es soluble en hidrocarburos y la parte hidrofílica (cabeza) es soluble en agua (ver **Figura 15**) [32]. Según Salager los surfactantes tienen una gran variedad de aplicaciones industriales como, humectantes, emulsificantes, detergentes y como sustancia utilizada en la biorremediación de suelos y recobro mejorado de petróleo [33].

En la industria de petróleo el surfactante cobra una gran importancia debido a que, tiene la capacidad de disminuir la tensión interfacial de las soluciones para formar microemulsiones. Cuando el conglomerado de moléculas tensoactivas forman una micela, esta rodea y cubre en su interior al hidrocarburo generando una microemulsión (mezcla de dos fases inmiscibles, agua–petróleo), la cual permite movilizar con mayor facilidad el petróleo residual hacia los pozos productores [34].

Figura 15.
Tensoactivos



Nota. La imagen muestra químicamente la forma en la que está compuesto un tensoactivo.

Los tensoactivos se pueden producir a partir de diferentes materias primas, los surfactantes sintéticos son obtenidos a partir de derivados del petróleo mientras que los biosurfactantes son producidos a partir de extractos de plantas o de la transformación de residuos industriales por medio de microorganismos [35]. Los surfactantes de origen biológico tienen varias ventajas sobre su contraparte sintética, debido a que son biodegradables, tienen un bajo nivel de toxicidad y se pueden producir a través de fuentes renovables [4]. Sin embargo, actualmente los surfactantes más utilizados para los procesos de recobro mejorado son los surfactantes derivados del petróleo, como los sulfonatos de petróleo o sulfonatos propoxilado con cadenas levemente ramificadas de hidrocarburos [13].

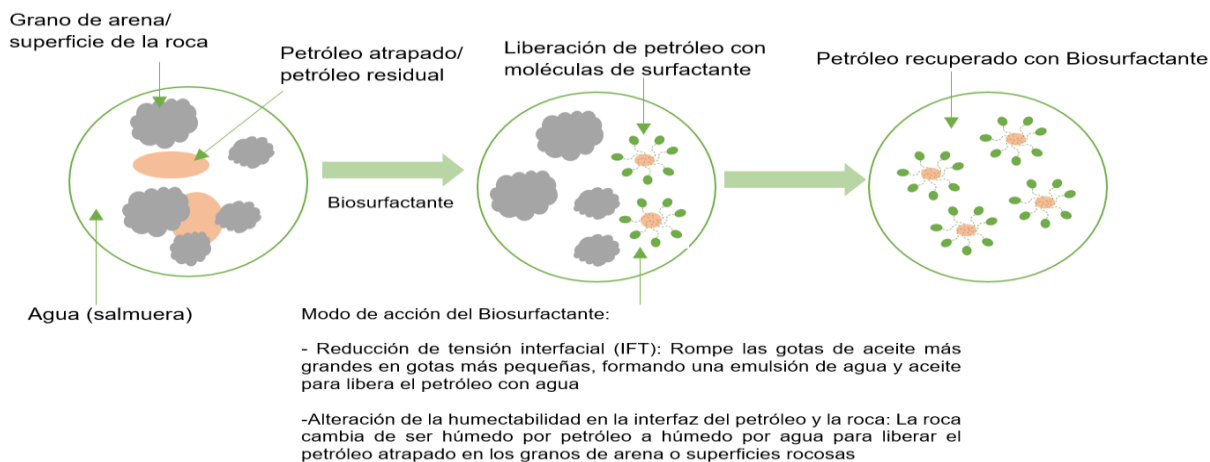
1.3.2. Inyección de surfactantes

Es un tipo de recobro mejorado en el que ocurre un desplazamiento miscible debido a que, según Paris el tensoactivo reduce la tensión interfacial (IFT) entre el petróleo y la solución de surfactante con agua a valores muy bajos (en el orden de 0,01 a 0,001 dinas/cm) formando una microemulsión. La inyección de surfactante tiene como objetivo principal recuperar el petróleo residual que permanece después de una recuperación primaria o de una inyección de agua [9].

La reducción de la IFT permite disminuir la saturación de petróleo residual debido a que disminuye las fuerzas capilares y por esta razón a través de los poros del yacimiento la microemulsión se puede movilizar con mayor facilidad, incrementando la eficiencia de

barrido a nivel microscópico. Por otro lado, los surfactantes también mejoran la recuperación de petróleo al favorecer la humectabilidad de la roca al agua, permitiendo que se libere el hidrocarburo que se encontraba retenido (ver **Figura 16**) [23].

Figura 16.
Acción microscópica de un surfactante



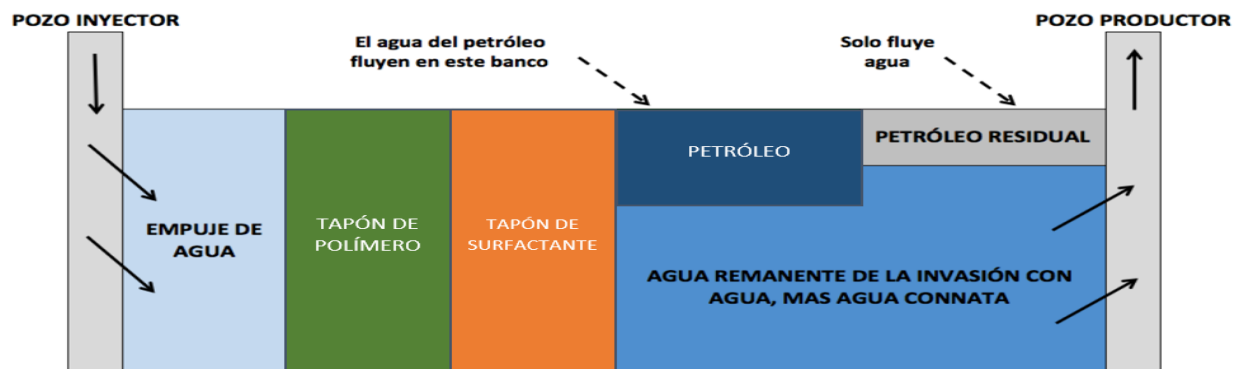
Nota. La imagen muestra microscópicamente como un surfactante logra recuperar el petróleo atrapado en los poros de la roca. Alterando su humectabilidad y reduciendo la tensión interfacial al formar emulsiones entre el agua y el petróleo. Tomado de: S. Geetha, M. Ibrahim y J. Sanket, "Biosurfactants: Production and potential applications in microbial enhanced oil recovery (MEOR)", *Elsevier*, pp. 23-32, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.bcab.2018.01.010>. P.26. Modificado por el autor.

1.3.3. *Proceso de inyección de surfactante*

Consiste inicialmente en mezclar el surfactante seleccionado con el agua del yacimiento para formar una solución, que será introducida en el pozo inyector. Una vez en el yacimiento la solución va a actuar como un bache (*slug*) que va reducir la tensión interfacial en la interfaz agua-petróleo, generando una reducción de las fuerzas capilares, y permitiendo separar el petróleo de la roca porosa, para que se movilice con mayor facilidad hasta el pozo productor. La solución con el surfactante va ser empujada a través del yacimiento por medio de una inyección convencional de polímero, para asegurar que la movilidad del bache del surfactante esté bien controlada. Adicionalmente se agregan varios aditivos con el surfactante, como amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio, para protegerlo de las sales minerales que conforman el agua del yacimiento y así

prevenir factores que disminuyen la eficiencia del proceso como la precipitación y la adsorción [9]. Finalmente, la solución con el polímero va ser empujada a través del yacimiento por medio de una inyección convencional de agua, como se observa en la **Figura 17**.

Figura 17.
Proceso de inyección de Surfactante



Nota. La figura representa un esquema de Recuperación de petróleo incremental de un proceso EOR. Tomado de: M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2001. P.317. Modificado por el autor.

De acuerdo a la Universidad de los Andes en la Escuela de Ingeniería Química [36], el proceso de inyección de surfactante se divide en 5 zonas:

1.3.3.a. Zona de saturación de petróleo residual. En esta zona el petróleo está atrapado en forma de glóbulos debido a fuerzas capilares, normalmente es del orden del 30% del volumen poroso (VP). En esta zona no ha habido ningún tipo de perturbación después de la inyección de agua.

1.3.3.b. Zona de banco de petróleo. Es una zona de flujo bifásico agua-petróleo en donde la saturación de petróleo ha aumentado por encima de la saturación residual, debido a que el bache de surfactante ha movilizó el petróleo.

1.3.3.c. Zona de preflujo o prelavado. Es una zona opcional que tiene como objetivo preparar el yacimiento para la llegada del bache de surfactante y así poder reducir las

pérdidas del surfactante por adsorción o precipitación con el medio poroso. Esta zona puede contener agua fresca con el fin de que los cationes divalentes presentes en el agua de yacimiento o en la roca, se desorben parcialmente, para desplazar las sales de la formación y evitar su contacto con la solución del surfactante.

1.3.3.d. Zona con el bache de surfactante. Esta zona tiene una solución más o menos concentrada de surfactante con un co-surfactante (opcional) como alcohol, surfactante no iónico o un surfactante menos sensible a la salinidad. En el frente del bache de surfactante la baja tensión interfacial permite que los glóbulos de petróleo se movilicen debido a la formación de microemulsiones.

El tamaño del bache de surfactante utilizado es generalmente entre el 5 a 15 % del VP [36]. Sin embargo, se aconseja realizar una serie de procesos de optimización en los que se analice, una concentración más alta con un volumen de poros de inyección más pequeño o una concentración más baja con un volumen de poros de inyección más grande.

1.3.3.e. Zona con el bache de polímero. El objetivo de la inyección de polímero es empujar el bache de surfactante como un pistón para controlar la movilidad del fluido y evitar la canalización y la degradación hidrodinámica del bache de surfactante.

1.3.3.f. Zona con el bache de agua. La inyección de agua tiene como objetivo desplazar el bache de polímero el cual tiene un tamaño en el orden de 20 a 30 % del VP, pero debido a la fuerte diferencia de viscosidad entre estos dos baches, es aconsejable realizar una variación continua de la viscosidad, disminuyendo progresivamente la cantidad de polímero inyectado.

En general la inyección de surfactante y polímero (SP) mejora la recuperación de petróleo debido a su capacidad para controlar la canalización viscosa al reducir la movilidad del agua y reducir saturación de petróleo residual al disminuir el IFT, aumentar el número capilar y modificar la permeabilidad relativa. Según Sheng en la inyección SP,

el polímero no cambia significativamente los valores de IFT y el surfactante no modifica significativamente la viscosidad de la solución [12].

1.3.4. *Ventajas y desventajas de la inyección de surfactantes*

En la industria del petróleo, los surfactantes son utilizados en los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, con el propósito de reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, para mejorar la movilidad de los hidrocarburos atrapados en la formación. Sin embargo, una de las limitaciones que tiene este proceso es que la mayoría de los surfactantes empleados provienen de rutas químicas que además de ser de alto costo, generan alto impacto ambiental. Por esta razón ha surgido la necesidad de buscar nuevas alternativas que además de ser económicamente viables generen un menor impacto ambiental, como es el caso de los surfactantes obtenidos a partir de la transformación de residuos industriales por microorganismos o los tensoactivos naturales obtenidos a partir de los extractos de plantas.

En la **Tabla 7** se presentan las ventajas y desventajas de aplicar la inyección de surfactante en un yacimiento de petróleo

Tabla 7.
Ventajas y desventajas de la inyección de surfactantes

Ventaja	Desventaja
Reduce la saturación de petróleo residual debido a que disminuye las fuerzas capilares.	Es uno de los proceso EOR más costosos que existe, debido al alto costo del surfactante.
Disminuye el IFT entre el agua y el petróleo hasta posibles valores ultra bajos (0,01 a 0,001 dinas/cm), aumenta el número capilar y modificar la permeabilidad relativa.	Los surfactantes con elevado peso equivalente generan una gran disminución en la tensión interfacial, sin embargo son rápidamente adsorbidos.
Mejora la eficiencia de barrido a nivel microscópico.	Poco eficaz cuando existe una baja saturación residual de petróleo.
Mejora la recuperación de petróleo al aumentar la humectabilidad de la roca al agua.	Sensible al contenido de sal del agua presente en el yacimiento, debido a que acelera la precipitación del surfactante.
Es posible mejorar el recobro de petróleo entre un 10 a 20% del OOIP.	Susceptible a la retención, precipitación y adsorción.

Nota. La tabla muestra las ventajas y desventajas de la inyección de surfactantes. Tomado de: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011 y M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2001. Modificado por el autor.

1.3.5. Variables y parámetros que caracterizan a los surfactantes durante el proceso de inyección

La naturaleza química del surfactante, el peso molecular, la estructura, entre otras propiedades físicas, determinan las diferentes características de cada surfactante. A continuación, se describen los parámetros más importantes que caracterizan al surfactante durante los procesos de recobro mejorado.

1.3.5.a. Concentración. La concentración en la que se adiciona el surfactante a la solución inyectada afecta directamente la recuperación de hidrocarburo, debido a que, según Donaldson al aumentar la concentración del surfactante se reduce la tensión interfacial y aumenta la movilidad del petróleo, esto debido a que a mayor concentración de surfactante se favorece la formación de micelas [24]. Por otro lado, a menor concentración de surfactante, menor cantidad es adsorbida por la roca y menor costo tendrá la operación, debido a que se adiciona una menor cantidad de agente químico, sin embargo, el incremento en la producción de hidrocarburo puede llegar a justificar ese costo.

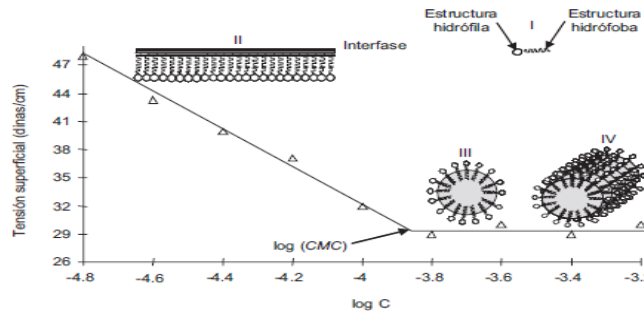
1.3.5.b. Concentración micelar crítica (CMC). Se define como la concentración del surfactante en la que se alcanza el mínimo valor de tensión interfacial. A medida que aumenta la concentración del surfactante, aumenta el número de monómeros en la superficie, hasta alcanzar un valor de concentración (CMC) en el cual los monómeros se agrupan formando micelas. La CMC es un parámetro del tensoactivos utilizado para medir su eficiencia, debido a que una baja CMC indica que se necesita menos surfactante para alcanzar la IFT mínima.

Antes de alcanzar la CMC el surfactante tiende a acumularse en la superficie, reduciendo la tensión interfacial. Una vez alcanzada la concentración micelar crítica, el incremento del surfactante no causa una disminución en la tensión interfacial, es decir que antes de llegar a la CMC la IFT disminuye a su valor mínimo, pero luego permanece constante tal

y como se observa en la **Figura 18**. Después del valor de CMC la adición de surfactante solo aumenta el número de micelas [37].

Figura 18.

Arreglo de las moléculas de tensoactivo alrededor de la CMC

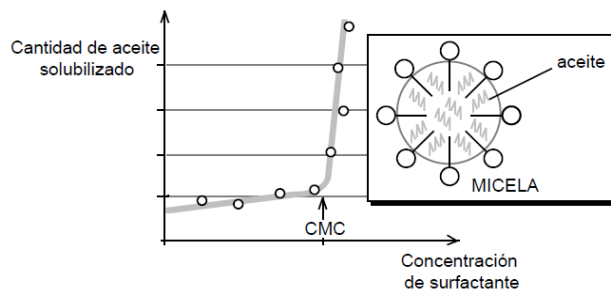


Nota. La figura representa un esquema de la concentración micelar crítica de los surfactantes vs la tensión interfacial (IFT). Tomado de: D. Jiménez, S. Medina y J. Gracida, "Propiedades, Aplicaciones Y Producción De Biotensoactivos" Departamento de Biotecnología, Universidad Politécnica de Pachuca, México, vol.26, pp 65-84, 2010.p. 67

Según Salager a partir de la CMC, en una solución acuosa las micelas pueden solubilizar el petróleo, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas. Por esa razón al aumentar la concentración del surfactante por encima de la CMC incrementa la solubilidad entre el agua y el petróleo debido a que se empiezan a formar más micelas, como se observa en la **Figura 19** [33].

Figura 19.

Cantidad de crudo solubilizado frente a concentración de surfactante



Nota. La figura representa un esquema de la solubilización micelar. Tomado de: J. Salager, *El mundo de los surfactantes*. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Venezuela, 1992.p.5

1.3.5.c. Peso Equivalente. Viene dado por la razón entre el peso molecular y el número de grupos de sulfonatos presentes en la molécula. Se ha demostrado que existe una relación entre la eficiencia de desplazamiento y el peso equivalente, debido a que los sulfonatos de alto peso causan una gran reducción de la tensión interfacial, pero no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos, por lo tanto, es necesario realizar una serie de mezcla con otros surfactantes de bajo peso equivalente para lograr mantener un IFT bajo con un equilibrio de solubilidad. “El peso molecular óptimo de las mezclas de sulfonatos está entre 400 y 450 con un peso equivalente entre 375 y 475 lb/mol” [9].

1.3.5.d. Microemulsión (ME). Se define como una mezcla estable de petróleo, agua y tensoactivo en combinación con sales presentes en la solución acuosa (salmuera). A diferencia de las macroemulsiones, las microemulsiones son poco viscosas y presentan IFT muy bajos, por tal razón pueden usarse a bajas concentraciones de surfactante para formar sistemas trifásicos (ME-agua-petróleo) como bache para el desplazamiento de hidrocarburos en procesos EOR [36]. Las microemulsiones tienden a ser claras, translúcidas y transparentes debido al pequeño tamaño de las partículas (100 nanómetros de diámetro) presentes en la fase dispersa [12].

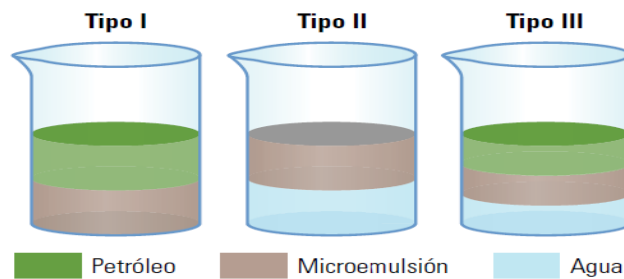
Al adicionar tensoactivo al límite salmuera-petróleo se puede formar dos o tres fases, una fase con petróleo puro, una fase de microemulsión que contiene salmuera, surfactante y petróleo solubilizado y una fase con exceso de salmuera. De acuerdo a esto y a la cantidad de sal presenta en el sistema, las microemulsiones se pueden clasificar bajo el esquema Winsor [12].

- Winsor tipo I o tipo II (-). Este tipo de microemulsión ocurre en un sistema de baja salinidad en el que coexisten dos fases. Una fase con exceso de petróleo y otra fase con una microemulsión (petróleo-agua) de agua que contiene un poco de petróleo solubilizado. En esta salinidad el surfactante tiene una buena solubilidad en la fase acuosa.

- Winsor tipo II o tipo (+). Este tipo de microemulsión ocurre en un sistema de alta salinidad en el que coexisten dos fases. Una fase con exceso de agua y otra fase con una microemulsión agua-petróleo, en donde el surfactante se encuentra principalmente en el petróleo con un poco de agua solubilizada.
- Winsor tipo III. Este tipo de microemulsión ocurre en un sistema de salinidad intermedia en el que coexisten tres fases, una fase con exceso de petróleo, una fase de microemulsión y una fase de exceso de agua.

Figura 20.

Tipos de microemulsión Winsor



Nota. La figura representa el un esquema de los tipos de microemulsión Winsor. Tomado de: R. AL-Mjeni et al. "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?". *Oilfield Review*. Vol 22 (4) pp.16-35. 2011. P.30.

El comportamiento de fase de una solución de surfactante es fuertemente afectado por la salinidad del agua del yacimiento. En general, la solubilidad de un surfactante aniónico en la salmuera disminuye a medida que aumenta la salinidad. La **Figura 20** muestra cómo a medida que aumenta la salinidad, el tensoactivo pasa de la fase acuosa a la fase oleica. Para garantizar un adecuado funcionamiento del surfactante, es aconsejable llegar a un sistema de microemulsión Winsor tipo III, sin embargo, para alcanzar este tipo de microemulsión se debe alcanzar una salinidad óptima, en la que se obtiene los valores más bajos de IFT y la solubilidad del agua y el petróleo son iguales [13].

1.3.5.f. Número capilar (N_c). Es un número adimensional que relaciona la fuerza viscosa y la fuerza capilar (**Ecuación 13**) [38]. El principal objetivo de la inyección de surfactantes es reducir la saturación de petróleo residual, que está estrechamente relacionada con el

aumento del número capilar, al reducir en varios órdenes de magnitud la tensión interfacial [12].

Ecuación 13.

Número capilar en términos de la IFT

$$N_c = \frac{v\mu}{IFT}$$

Fuente. Rock Flow Dynamic, tNavigator, Simulation, User Manual, 2019. p.92

Donde:

N_c: número capilar

v: velocidad del fluido desplazante en la dirección del flujo (m/s)

μ: viscosidad del fluido desplazante (mPa.s ó cP)

IFT: tensión interfacial agua-petróleo (mN/m ó dina/cm)

De acuerdo a Salager, el aumento en el número capilar conduce a un aumento en la producción de hidrocarburos, pero para lograr ese aumento en el N_c se debe aumentar la velocidad de la fase acuosa, lo cual implica un aumento en la presión de inyección y por ende un costo adicional. También se debe tener en cuenta que no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, por lo tanto, no se puede aumentar la velocidad mucho más allá del típico 1 pie/día. El otro factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa, la cual se incrementa con la inyección de polímero, sin embargo, una mayor viscosidad del fluido desplazante, conduce a un mayor gradiente de presión requerido para alcanzar la misma velocidad del fluido [18].

Por tal razón el aumento de la velocidad y la viscosidad de la fase acuosa para alcanzar un mayor número capilar es limitado, por esa razón es necesario reducir la tensión interfacial del sistema agua-petróleo de 30-40 dina/cm hasta 1 o 0,1 dina/cm y por esa razón es necesario la adición de un surfactante en el sistema [18].

1.3.5.g. Modificación de la permeabilidad relativa. En el proceso de inyección de surfactantes, se reduce la tensión interfacial y a medida que se reduce se aumenta el número capilar, lo que conduce a una reducción de la saturación residual de hidrocarburos y debido a esto las permeabilidades relativas cambian. En términos generales a medida que disminuye el IFT o aumenta el número capilar, la permeabilidad

relativa del petróleo aumenta y su curvatura disminuye acercándose cada vez más a una línea recta [12].

Según Ramos las curvas de permeabilidad relativa están en función de las fuerzas capilares, por tal razón cuando las fuerzas capilares disminuyen en comparación con las fuerzas viscosas, el concepto de permeabilidad relativa cambia [23].

1.3.5.h. Retención del surfactante. Se define como la pérdida del surfactante producida por las interacciones entre las moléculas del surfactante y el medio poroso afectando la recuperación de hidrocarburos, debido a que se producen taponamientos [13]. La retención del surfactante depende del tipo de tensoactivo, peso equivalente del tensoactivo, concentración del tensoactivo, minerales de la roca, contenido de arcilla, temperatura y velocidad de flujo de la solución. La retención de un surfactante en un medio poroso es causada por la adsorción y precipitación [12].

1.3.5.i. Precipitación. Corresponde a la disociación por asentamiento de algunas moléculas de tensoactivo, debido a que la solubilidad del surfactante disminuye con la salinidad, mostrando que la solución de tensoactivo comienza a precipitar cuando esta se vuelve opaca a ciertos valores de salinidad y ciertos valores de concentración [18].

Sin embargo, se ha demostrado que la precipitación del surfactante es un proceso reversible, debido a que los sólidos precipitados se pueden volver a disolver en la solución cuando se cambian algunos factores como la concentración de surfactante, temperatura y volumen de agua [12].

1.3.5.j. Adsorción. Es el proceso por el cual moléculas de surfactante se adhieren a una superficie sólida, este fenómeno reduce la concentración del tensoactivo y hace menos eficiente la reducción de la tensión interfacial. Las unidades de la adsorción son masa de surfactante adsorbido por masa de la roca (mg/g roca). La adsorción del surfactante depende del tipo de surfactante, los minerales de la roca, la temperatura y la tasa de flujo entre otras.

La adsorción del surfactante se puede aproximar a la isoterma de Langmuir, en donde se indica que la cantidad de surfactante adsorbida aumenta con la concentración del tensoactivo. Generalmente se considera que la adsorción del surfactante es irreversible con la concentración. Sin embargo, para que la adsorción sea reversible se necesita un gran volumen de disolución. Por otro lado, Sheng ha manifestado que la adsorción del surfactante es reversible cuando existe una disminución de la salinidad [12].

La adsorción del surfactante también ocurre en una interfaz líquido-líquido como es el caso del sistema agua-petróleo, en donde ocurre un descenso de la tensión interfacial debido a que las moléculas del surfactante se orientan de manera que el grupo polar esté en el agua y el grupo apolar en el petróleo, dicha orientación genera la ruptura de la interfaz, provocando la formación de emulsiones y permitiendo la movilización del petróleo residual en un yacimiento [18].

1.3.6. Clasificación de los surfactantes

Existen diversas maneras de clasificar los surfactantes, según su origen, estructura, naturaleza iónica, uso o aplicación. Sin embargo, la clasificación más aceptada es la basada en cómo es su disociación en el agua [39].

1.3.6.a. Clasificación según estructura. Los surfactantes se pueden clasificar según su parte hidrofílica (cabeza) en aniónico, catiónico, no iónico, anfótero y su parte hidrofóbica (cola) se puede clasificar de acuerdo al grupo químico que esté presente, en la industria de petróleos los más utilizados son los sulfonatos y sulfatos, como se muestra en la **Tabla 8.**

Tabla 8.
Clasificación de surfactantes



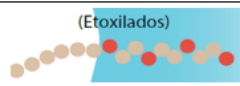
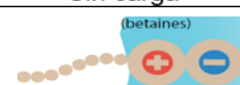
Clasificación	Carga soluble en agua	Grupo químico	Aplicación
Aniónico	 <p>(Fosfatos, sulfatos, ...)</p> <p>Negativa</p>	<p>Sulfatos Fosfatos Sulfonatos Fosfonatos</p>	<p>No emulsificante Retardadores No emulsificante Limpiadores</p>

Tabla 8. Continuación

Catiónico	 <p>Positiva</p>	Compuestos de aminas	No emulsificante Inhibidor de corrosión Bactericidas
No iónico	 <p>Sin carga</p>	Polímeros	No emulsificante Inhibidor de corrosión
Anfótero	 <p>La carga depende del pH del sistema</p>	Sulfato de amina Fosfato de amina	Viscosificante Inhibidor de corrosión

Nota. La tabla muestra la clasificación de los surfactantes. Tomado de: oil production, "Terminación y Mantenimiento de pozos", [En línea]. Disponible: http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf. P.66 y SNF Floerger, "Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101", 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p.12 Modificado por el autor.

De acuerdo a Sheng la parte hidrofílica del surfactante se puede clasificar según su naturaleza iónica de la siguiente manera [12]:

- Surfactante aniónico. Son los surfactantes más utilizados en los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, debido a que presentan una adsorción relativamente baja en rocas areniscas, cuya carga superficial es negativa.

Los surfactantes aniónico es un tipo de surfactante sintético como los alquil benceno sulfonatos, sales de sodios de ácidos grasos (jabones), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes de tipo sulfosuccinato y los dispersantes de tipo lignosulfonato [18].

- Surfactante catiónico. Este surfactante se puede utilizar en los procesos EOR, sin embargo, son más costosos que los surfactantes aniónicos. Los surfactantes catiónicos son generalmente utilizados en rocas carbonatas debido a que se adsorben fuertemente en rocas areniscas.

- Surfactante no iónico. Este tipo de surfactante son principalmente utilizados como cotensoactivo para mejorar el comportamiento de las fases, debido a que toleran altas salinidades, pero no reduce la tensión interfacial a valores ultra bajos, por esta razón a menudo se realizan mezclas de surfactantes aniónico y no iónico para aumentar la tolerancia a la salinidad.

Los surfactantes no iónicos no tienen un ion en la parte hidrofílica sino que cuenta con una cadena de polioxietileno. La solubilidad en agua de estos surfactantes se debe a la capacidad de los átomos de oxígeno y grupos oxhidrilos para formar puentes de hidrógeno con el agua. Este surfactante es biodegradable, tiene excelentes propiedades humectantes y es compatible con los surfactantes aniónicos y catiónicos [34]. Los surfactantes no iónicos más empleados son alquil polióxido de etileno, copolímeros de polióxido de etileno y óxidos de propileno.

- Surfactante anfótero. Son también conocidos como surfactantes bipolares debido a que presentan dos grupos activos, es decir que pueden ser no iónico, no iónico-catiónico o aniónico-catiónico. Este tipo de tensoactivos son tolerantes a la temperatura y la salinidad, pero son muy costosos. La actividad de los surfactantes anfóteros está regulada por el pH del medio, por lo tanto, a valores de pH básicos actúan como tensoactivos aniónico y para pH ácidos como catiónicos [34].

De acuerdo a González la parte hidrofóbica del surfactante se puede clasificar según el grupo químico que lo compone, como se muestra a continuación [40]:

- Sulfonatos. Son un tipo de surfactante muy utilizado en los procesos EOR. Son química y térmicamente estables a elevadas temperaturas y en pH básico. Están compuestos por una cola con 8 a 24 átomos de carbono y debido a que poseen grupos SO_3^- son solubles en salmueras con alto contenido de calcio y magnesio. Ejemplos de estos surfactantes son: Sulfonato de Alcohol Propoxilato, Alpha Olefin Sulfonate (AOS), Alkyl Benzene Sulfonate (ABS) y alquil benceno sulfonato lineal (LAS).

- Sulfatos. Son surfactantes producidos por la sulfonación de alcoholes y es uno de los tensoactivos más utilizados en los procesos EOR. La técnica de sulfonación que se utiliza consiste en hidrolizar el surfactante a altas temperaturas, lo cual permite aumentar la ramificación de las moléculas y con ello disminuir la formación de macroemulsiones viscosas, lo que favorece las microemulsiones de baja viscosidad. Los surfactantes sulfatados son excelentes agentes espumantes, humectantes y detergentes. Ejemplos de estos surfactantes son: sulfato de propoxilato, alcohol ester sulfato (alquil sulfato), alcohol etoxi sulfato (alquil éter sulfato), alcanolamidas sulfatadas, sulfato de digliceridos, Guerbet Alkoxy Sulfates (GAS), Alcohol Propoxy (APS) o Ethoxy Sulfates (AES).
- Carboxilatos. Son surfactantes química y térmicamente estables a altas temperaturas y en pH básico y neutro. Un ejemplo de este tipo de tensoactivo es Guerbet Alkoxy Carboxylates (GAC), el cual es un surfactante que proviene de la síntesis de un alcohol graso que sufre una metilación carboxílica, este surfactante es capaz de disminuir la tensión interfacial haciéndolo un candidato para ser usado en la recuperación de petróleo.

1.3.6.b. Clasificación según su materia prima. Anteriormente los surfactantes se fabricaban a partir de materias primas naturales de origen vegetal o animal, pero con el desarrollo de nuevas técnicas y la demanda creciente de este tipo de productos fue necesario empezar a utilizar procesos de síntesis a partir de materias primas provenientes del petróleo como las olefinas cortas y el benceno. Según Salager las materias primas más utilizadas para la producción de surfactantes son [35] :

- Sustancias intermedias. El óxido de etileno es una materia prima comúnmente utilizada para la síntesis de surfactantes. Se produce a partir de la oxidación del etileno producido en plantas de vapocraqueo por desintegración térmica de hidrocarburos muy livianos a alta temperatura en presencia de vapor, en menor nivel se forma propileno. Por otro lado, los alcoholes lineales con 12 a 16 átomos de

carbono han sido utilizados como base en la fabricación de éster-sulfatos, el cual es un detergente para el lavado de manos, champús y pasta de dientes.

- **Materia prima natural.** Los aceites y grasas de origen vegetal o animal tienen la estructura química de un triglicérido y al hidrolizar dichos compuestos se obtienen ácidos carboxílicos, los cuales se pueden neutralizar para producir jabones o usarse como base para un grupo lipofílico. Los carbohidratos y la celulosa son otra fuente importante para los surfactantes.
- **Materia prima petrolera.** El petróleo contiene ácidos nafténicos que actúan como surfactante natural. Sin embargo, no es industrialmente provechoso extraerlos de esta manera. Los subproductos de la fabricación de aceites lubricantes, especialmente los obtenidos de la extracción de aromáticos con ácido sulfúrico, son otra fuente natural de materia prima petrolera para la producción de Alquil Aril Sulfonato.
- **Materia prima para detergentes sintéticos.** El mayor consumo de surfactante corresponde al detergente en polvo para lavar y los productos obtenidos con alquilato han sido la base para la fabricación del dodecil benceno sulfonato de sodio. El benceno proviene de la reformación catalítica, mientras que el alquilato, proviene de la polimerización de etileno o propileno. El tipo de método utilizado para la fabricación del alquilato influencia la biodegradación del surfactante obtenido, por lo general entre más ramificado este el alquilato, menos biodegradable es el detergente.

1.3.7. *Manufactura del surfactante*

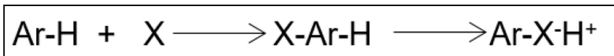
Los procesos de fabricación de surfactantes varían de acuerdo al origen de la materia prima de la cual son obtenidos y al uso para el cual son producidos. “Más del 50 % de los detergentes sintéticos tiene uso doméstico, 17 % se usan en la industria petrolera, 78 % en aditivos de concreto, 4 % en la industria textil, 4% en la industria agro alimenticia, 3 % en la industria cosmética y farmacéutica y 1 % en lavaseco” [35].

En la industria de petróleos los surfactantes comúnmente utilizados en los procesos EOR son los sulfonatos de petróleo. Estos sulfonatos han sido fabricados a partir de ciertos productos de refinería. Un ejemplo de esto es el extracto de furfural obtenido en las operaciones de lubricación con solventes, este extracto se considera una materia prima para la preparación de sulfonatos utilizado en los procesos de recuperación de petróleo. Los sulfonatos de petróleo se preparan mediante la sulfonación de fracciones de gasóleo con trióxido de azufre [24].

El mecanismo más utilizado para la sulfonación es la sustitución electrofílica de un núcleo aromático, en donde se produce de forma transitoria un complejo sigma que elimina un protón. En la **Ecuación 14** se muestra la reacción para la producción de ácido alquil benceno sulfónico. Existen otros mecanismos de sulfonación como la adición de doble enlace (olefina, ácido insaturado) o la sustitución nucleofílica SN₂ en posición alfa de un grupo carboxilo [41].

Ecuación 14.

Mecanismos de sulfonación



Fuente. J. L. Salager, *Surfactantes Tipos y Usos*. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería Química, Venezuela, 2002.P. 18

Donde:

Ar-H: núcleo aromático

X: grupo electrofílico (SO₃, H₂SO₄H⁺)

ArX⁺H: ácido sulfónico

De acuerdo a Donaldson, varias empresas como Exxon y Shell han utilizado tensoactivos sintéticos en los procesos EOR, debido a que han demostrado ser efectivos para desplazar el petróleo y ser solubles en salmueras con alto contenido de calcio y magnesio. Los primeros tensoactivos sintéticos comercialmente utilizados fueron los alquil benceno sulfonatos. Las materias primas de olefinas y aromáticas se han considerado las principales fuentes para la preparación de alquilatos [24].

Por otro lado, Texaco han usado alcohol etoxilado, como surfactantes para mejorar la recuperación de petróleo y adaptar el bache a condiciones de mayor salinidad y temperatura. Otro de los surfactantes utilizados en los procesos EOR son los alcoholes sulfonados, los sulfonados etoxilados o también conocido como éter sulfonatos de alcohol y los tensoactivos no iónicos como los obtenidos a través de la condensación de alcoholes grasos y óxido de etileno [24].

1.3.8. Clasificación de los biosurfactantes

Los biosurfactantes son tensoactivos de origen natural que pueden ser producidos por diferentes tipos de microorganismos o plantas [4] [42]. Los biosurfactantes se caracterizan por tener la capacidad de reducir la tensión interfacial y superficial al ser diluido en soluciones acuosas. Adicionalmente se caracterizan por ser biodegradables, presentar baja toxicidad, lo cual los hace candidatos para reemplazar a los surfactantes sintéticos [32]. Los biosurfactantes se han utilizado para la limpieza doméstica, reemplazando los jabones comerciales, en la industria farmacéutica, en la biorremediación de sitios contaminados [4].

Existen diversas maneras de clasificar los biosurfactantes, según su origen, estructura, peso molecular, uso o aplicación. Sin embargo, la clasificación más aceptada es la basada en la composición química. La parte hidrofóbica (cola) del surfactante está compuesta por largas cadenas de ácidos grasos mientras que la parte hidrofílica (cabeza) contiene carbohidratos, aminoácidos, grupos fosfatos o péptidos cíclicos [43].

1.3.8.a. Clasificación según composición química. De acuerdo con Jiménez generalmente los biosurfactantes se clasifican en glicolípidos, lipopéptidos y lipoproteínas, fosfolípidos, ácidos grasos y tensoactivos poliméricos [37].

- Glicolípidos. Son los biosurfactantes más comunes, están compuestos por mono, di, tri y tetrasacaridos en conjunto con cadenas de ácidos grasos alifáticos o ácidos

hidroxialifáticos. Estos biosurfactantes pueden ser aniónicos o no iónicos. Entre los más conocidos se encuentran ramnolípidos, trehalolípidos y soforolípidos.

- Lipopéptidos y lipoproteínas. Son biotensoactivos con propiedades antibacterianas debido a su capacidad de solubilizar enzimas. Estos biosurfactantes han sido empleadas en diversas industrias como la petrolera, química y farmacéutica. Sus moléculas están compuestas por ácidos grasos unidos a una cadena de péptidos. Entre los más conocidos se encuentran surfactina, gramidicina y polimixina.
- Fosfolípidos. Diferentes bacterias y levaduras producen una gran cantidad de ácidos grasos y fosfolípidos durante su crecimiento. Los fosfolípidos son los principales componentes de la membrana microbiana y cumplen importantes tareas biológicas como comunicación celular, transporte de nutrientes o tensoactivos. Dichos compuestos están formados por un glicerol unido a dos ácidos grasos y un fosfato [44]. Los principales microorganismos que producen este tipo de biosurfactantes son *Corynebacterium sp*, *Thiobacillus sp*, *Micrococcus sp*.
- Ácidos grasos. Los ácidos grasos son los principales constituyentes de los lípidos y se dividen en cuatro grupos principales: cadena lineal, ramificados, insaturados y derivados del ciclopropano. Los ácidos grasos se caracterizan por disminuir considerablemente la tensión superficial [44]. Los principales microorganismos que producen este tipo de biosurfactantes son *Acinetobacter sp*, *Pseudomonas sp*, *Candida sp*, *Penicillium sp* y *Aspergillus sp*.
- Tensoactivos poliméricos. Son mezclas complejas que contienen proteínas, lípidos y carbohidratos. Entre los más conocidos se encuentran Emulsán, liposán, Alasan, Liposan.

1.3.8.b. Clasificación según peso molecular. Según Santos los compuestos de bajo peso molecular son denominados biosurfactantes mientras que los de alto peso molecular son bioemulsificantes, este debido a que unos son mejores disminuyendo la tensión

superficial e interfacial y los otros son capaces de formar espuma y producir emulsiones estables en el tiempo sin reducir la tensión interfacial [45].

- Bajo peso molecular. Son generalmente lipopéptidos, glicolípidos, aminoácidos modificados y ácidos grasos. La función de estos compuestos es la disminución de la tensión superficial e interfacial. Entre ellos se encuentran surfactantes como Surfactin, Rhamnolipido, soforolipido, viscosin, lípidos de glucosa, lípidos de trahalosa.
- Alto peso molecular. Son generalmente polisacáridos, lipopolisacáridos, proteínas y lipoproteínas. Estos compuestos no son buenos disminuyendo la tensión interfacial, pero eficientes en la formación de espuma y en la estabilización de petróleo en agua. Entre ellos se encuentran surfactantes como Liposan, Glycoprotein, Alasan, BD4 emulsan, insecticide emulsifier, Biodispersan.

1.3.8.c. Clasificación según la materia prima. El interés por crear e implementar en todos los sectores de la industria compuestos que sean biodegradables, no tóxicos y además eficientes ha aumentado en los últimos años y en el caso de los surfactantes no es la excepción. Cada vez más se busca producir surfactantes a partir de nuevas materias primas en las que se aprovechen los desechos agroindustriales y las sustancias biodisponibles.

- Materias primas vegetales. Tradicionalmente se conoce la existencia de materias primas vegetales con la capacidad de reducir la tensión interfacial, esto se debe a la presencia de saponinas en algunas plantas. De acuerdo a Yoong las saponinas son sustancias muy polares de naturaleza anfifílica a las que se le atribuyen propiedades tensoactivas [46]. En la **Tabla 9** se muestran algunas especies vegetales de las que se puede producir biosurfactantes.

Tabla 9.

Biosurfactantes derivados de diferentes materias primas vegetales

Material vegetal	Tipo de tensoactivo	Descripción	Ref
Sapindus saponaria	Tensoactivo no iónico	Especie nativa de Colombia (Tolima, Huila, Cundinamarca, Valle del Cauca).	[47]
Zizyphus Spina Christi (cedro)	Tensoactivo no iónico	Especie nativa del Oriente Medio y Asia Central (Jordania, Irán, Irak y Egipto).	[48]
Trigonella Foenum Graceum (TFG)	Tensoactivo no iónico	Especie nativa del suroeste de Asia y países mediterráneos (India, Irán, China, Egipto, Italia, Grecia).	[49]
Morus nigra	Tensoactivo catiónico	Especie nativa del sudoeste de Asia.	[50]
Sapindus mukorossi	---	Especie nativa de india.	[51]

Nota. La tabla muestra algunas especies vegetales de las que se pueden obtener biosurfactantes.

- Materia prima microbiológicas. Varios tipos de microorganismos como bacterias, levaduras y hongos tienen un metabolismo capaz de producir biosurfactantes. Sin embargo, las bacterias son las mayores productoras [37]. La cantidad y estructura del biosurfactante producido por microorganismos depende del medio de cultivo, la fuente de carbono y las condiciones del crecimiento como temperatura y pH. Por lo general, de acuerdo a Lamilla los microorganismos capaces de producir este tipo de bioproducto habitan en diversos ambientes como agua dulce, suelos, sedimentos marinos, pozos petroleros y aguas residuales [52]. En la **Tabla 10** se muestran algunos microorganismos que pueden producir biosurfactantes [53].

Tabla 10.

Fuentes microbianas y propiedades de algunos biosurfactantes

Biotensoactivo	Microorganismo productor	Tipo de tensoactivo	CMC (mg/L)	IFT (mN/m)
Surfactina	<i>Bacillus subtilis</i>	Lipopéptido de bajo peso molecular	23-160	1
Rhamnolipido	<i>Pseudomonas aeruginosa</i>	Glicolípidos de bajo peso molecular	0,1-10	1
Soforolipido	<i>Torulopsis aplicola</i>	Glicolípidos de bajo peso molecular	--	0,9
Liposan	<i>Candida lipolytica</i>	Tensoactivo polimérico de alto peso molecular	--	--
Lichenisina	<i>Bacillus licheniformis</i>	Lipopéptido de bajo peso molecular	12-20	0,1-0,3

Nota. La tabla muestra algunos microorganismos que pueden producir biosurfactantes y sus propiedades. Tomado de: J. Dasai y I. Banat, "Microbial Production of Surfactants and Their Commercial Potential", *Microbiology And Molecular Biology Reviews*, vol. 61, nº 1, pp. 47-64, 1997. Modificado por el autor

1.3.9. Manufactura del biosurfactante

Actualmente los biosurfactantes son producidos a partir de microorganismos u obtenidos de extractos de plantas, pero sin importar la forma en las que se produzcan, el principal objetivo es obtener un tensoactivo con baja concentración micelar crítica (CMC), alta capacidad de reducir la tensión interfacial (IFT), buena solubilidad, buena actividad en un amplio rango de temperaturas y adicionalmente ser económicamente competitivos [43].

De acuerdo a Reis, el mercado mundial de los biosurfactantes en 2011 valía 1,7 billones USD y se proyectó que para el 2018 alcanzaría los 2,2 billones USD, basándose en una tasa de crecimiento anual de 3,5 %. Igualmente, para el mismo año se proyectó que el volumen del mercado alcanzaría las 476 512,2 toneladas, debido a la creciente demanda de Asia, África y América Latina [54]. Por otro lado, en el 2018 Geetha estima que en los próximos 5 años el mercado mundial de los biosurfactantes tendrá ingresos de alrededor de 25 billones USD [4].

A pesar de que los biosurfactantes aparecen como una alternativa potencial a los tensoactivos sintéticos disponible en el mercado, para ser utilizados en los procesos de biorremediación y recuperación mejorada de petróleo, su producción a escala industrial actualmente es difícil debido a los altos costos de producción, procesamiento y materias primas. De acuerdo a Reis el costo de producción de los biosurfactantes a partir de microorganismos es de aproximadamente tres a diez veces más que el costo de producir un surfactante químico [54]. Por tal razón la mayoría de las investigaciones se han centrado en buscar alternativas para aumentar el rendimiento de la producción, reducir el costo de la materia prima y reducir los gastos relacionados con la purificación del producto final ya que solo esto representa el 60 % del costo de producción [54].

La producción de biosurfactantes a partir de microorganismos se realiza por medio de una fermentación. Generalmente el medio de cultivo contiene fuentes de carbono (carbohidratos, lípidos, hidrocarburos, sales de nitrato, sales de amonio) y nitrógeno

(orgánicas o inorgánicas). Las condiciones de fermentación como pH, aireación, agitación, duración del lote, juegan un papel importante en la producción de biosurfactantes. Por ejemplo, Según Geetha la producción de biosurfactantes lipopéptidos como surfactina y liquenisina necesitan ajustar el pH a valores neutros (7-7,2) mientras que los glicolípidos requieren un pH ácido para la producción de soforolipidos. La producción de biosurfactantes se realiza generalmente en biorreactores de fermentación continua o por lotes alimentados, los lipopéptidos generalmente completan la producción en 2 a 4 días mientras que los glicolípidos como soforolipido alrededor de 5 a 8 días [4].

Una vez terminada la fermentación el producto obtenido es purificado mediante diferentes métodos como precipitación con ácido o sal, extracción por solventes, ultra filtración y ultra centrifugación [55].

La producción de biosurfactantes a escala industrial todavía plantea algunos desafíos, como la formación de espuma excesiva, durante la producción por lotes, menor rendimiento, materias primas más baratas, costos de los procesos de purificación. Sin embargo, según Geetha, 17 empresas han desarrollado con éxito la producción de biosurfactantes a escala industrial para diversas aplicaciones, relevantes para la industria del petróleo, biorremediación, farmacéutica, cosmética, industrias de alimentos, entre otras [4]. En la **Tabla 11** se observan cinco de estas empresas.

Tabla 11.

Empresas productoras de biosurfactante

Empresa	Producto	País	Aplicación	Ref
Lipofabrik	Lipopeptides (Surfactin)	Francia	Industria de alimentos, farmacéutica, petrolera.	[56]
AGAE Technologies	Rhamnolipids	USA	Cosméticos, limpieza de tanques, productos de limpieza para el hogar y cuidado personal, recuperación de petróleo mejorada, remediación ambiental.	[57]
Allied Carbon Solutions Co., Ltd.	Bio Surfactants ACS-Sophor® (Sophorolipids)	Japón	Industrias farmacéutica, alimentaria, cosmética, pesticidas, industria petrolera y de biodegradación.	[58]
Jeneil Biotech	Biosurfactant Products	USA	Productos de cuidado personal, lubricantes, biorremediación, tratamiento de aguas residuales, textiles, impresión, curtido, agricultura y minería.	[59]

Tabla 11. continuación

Rhamnolipids Companies, Inc.	Rhamnolipids	USA	Elimina amenazas patógenas, debido a que pueden romper las paredes celulares de los microbios patógenos sin dañar a los humanos.	[60]
------------------------------	--------------	-----	--	------

Nota. La tabla muestra algunas empresas que producen biosurfactantes para diferentes aplicaciones. Tomado de: S. Geetha, M. Ibrahim y J. Sanket, "Biosurfactants: Production and potential applications in microbial enhanced oil recovery (MEOR)", *Elsevier*, pp. 23-32, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.bcab.2018.01.010>. Modificado por el autor

Para disminuir el costo de la producción de biosurfactantes a partir de microorganismos es necesario usar materias primas más económicas. Por ejemplo, de acuerdo con Mondragon se pueden usar desechos de la industria láctea, residuos de la industria agrícola y aceites vegetales, sustancias de almidón como residuos de productos de papa y glicerol, melaza, queso o residuo de la producción de biodiesel. Adicionalmente se pueden optimizar las condiciones de cultivo e implementar procesos de purificación efectivos y rentables y también se puede usar cepas sobreproductoras, para aumentar el rendimiento [61].

La producción de biosurfactantes a partir de material vegetal se realiza por medio de la extracción de saponinas mediante el uso de solventes. Dependiendo del tipo, la cantidad de solvente utilizado y el tiempo del proceso, la extracción de saponinas se puede clasificar en técnicas convencionales y verdes.

Las técnicas de extracción convencionales se basan en la implementación de grandes cantidades de solventes para extraer el soluto deseado. Según Yoong entre las principales técnicas se encuentra, la maceración, Soxhlet y extracción por reflujo. Por otro lado, las técnicas de extracción verde en comparación a las anteriores utilizan una menor cantidad de solvente y son asistida por la manipulación de presión y temperatura, entre ellas se encuentra la extracción acelerada por solvente (ASE) y la extracción asistida por ultrasonido (EAU) [46].

A continuación, se describen cada una de las técnicas de extracción expuestas por Yoong con las que se puede obtener biosurfactantes a partir de plantas [46].

1.3.9.a. Extracción de maceración. Es una extracción sólido-líquido donde el compuesto bioactivo (solute) dentro del material vegetal se extrae al ser sumergido en un disolvente durante un periodo de tiempo. La eficiencia del proceso está determinada por la solubilidad y la difusión efectiva, en donde la tasa de transferencia de masa indica que el soluto dentro del material vegetal pasa hacia solvente. Por lo general para la extracción de saponinas se utiliza etanol y metanol como solvente.

1.3.9.b. Extracción de reflujo y Soxhlet. El proceso implica calentar la solución a ebullición y luego disolver los vapores condensados al matraz original. Por lo general para la extracción de saponinas se utiliza etanol como solvente y una duración de 1 a 4 horas para la extracción de reflujo y de 24 a 72 horas para Soxhlet.

1.3.9.c. Extracción asistida por ultrasonido (EAU). El fenómeno de ultrasonido permite crear burbujas de cavitación para desnaturalizar la pared celular de la planta cuando la burbuja colapsa y así permitir un mayor rendimiento para la extracción del compuesto bioactivo.

1.3.9.d. Extracción acelerada por solvente (ASE). Es una técnica de extracción en el que se utiliza un mínimo de disolvente a temperatura y presión elevada, con el objetivo de que a mayor temperatura se mejore la solubilidad y la transferencia de masa del soluto al solvente y a presión elevada para mantener el solvente por debajo de su punto de ebullición. Por lo general un proceso de extracción completo requiere de 15 a 25 minutos con 15 a 45 mL de solvente.

1.3.10. Biosurfactante frente a surfactante sintético

La biodegradabilidad y toxicidad de los surfactantes son factores tan importantes como el desempeño del producto terminado y el costo de la materia prima y la manufactura [32]. Por esta razón en los últimos años ha sido necesario buscar nuevas alternativas que sean económicamente viables y que tengan menor impacto ambiental.

Los biosurfactantes ofrecen un amplio rango de nuevas estructuras y propiedades fisicoquímicas. Además, presentan menor toxicidad, mayor biodegradabilidad, buena actividad a elevadas temperaturas, pH y salinidad y la capacidad de ser sintetizados a partir de materias primas renovables. En la **Tabla 12** se evidencian las ventajas de los biosurfactantes.

Tabla 12.
Ventajas de los biosurfactantes

Ventaja	Descripción	Ref
Biodegradabilidad	Pueden ser fácilmente degradados por los microorganismos.	[62]
Baja toxicidad	Son menos tóxicos que los surfactantes químicos.	[37]
Factores ambientales	Estables a condiciones elevadas de temperatura, pH y salinidad.	[63]
Especificidad	Tienen una amplia variedad de estructuras químicas y grupos funcionales que le otorgan mecanismos de acción específicos.	[64] [65]
Producción	“El costo de producción se desacopla del precio del petróleo ya que pueden ser producción a partir de sustratos de residuos renovables”.	[66]
Baja CMC	Concentración micelar crítica baja (CMC) lo que significa que son efectivos a bajas concentraciones.	[4]
Aplicación en EOR	“Capaces de reducir la tensión interfacial un 40 a 50% en el sistema agua-petróleo, adicionalmente alteran la humectabilidad del medio poroso”.	[67]
Otras aplicaciones	Son biocompatibles lo cual les permite su aplicación en industrias cosméticas, farmacéuticas y alimenticias como aditivos.	[44]

Nota. La tabla muestra las ventajas de los biosurfactantes.

A pesar de las ventajas de los biosurfactantes, estos aún tienen un uso limitado, debido a los altos costos de producción. Sin embargo, el uso de materias primas más baratas y la optimización en los componentes del medio de cultivo, los procesos de fermentación y los procesos posteriores hacen más viable la producción de los biosurfactantes [55]. Actualmente los biosurfactantes son potenciales sustitutos de los surfactantes sintéticos en diferentes procesos industriales [54]. En la **Tabla 13** se muestran algunas de las aplicaciones de los biosurfactantes.

Tabla 13.
Aplicaciones de los biosurfactantes

Industria	Aplicación	Ref
Industria del Petróleo	Recuperación mejorada de petróleo y limpieza de tanques.	[4] [37]
Medio ambiente	Biorremediación y tratamiento de aguas residuales para eliminar compuestos peligrosos.	[4]

Tabla 13. Continuación

Agricultura	Control biológico, debido a su actividad insecticida y herbicida. Se utiliza en la elaboración de fertilizantes y pesticidas.	[37] [61]
Industria de alimentos	Utilizados en la estabilización de materias primas.	[37]
Industria cosmética y farmacéutica	Utilizado en la producción de repelentes, insecticidas, champú anticaspa, soluciones de lentes de contacto, desodorantes, colorantes, y antisépticos.	[37]
Otras	Los biosurfactantes son empleados en la polimerización y emulsión de pinturas, formulación cementos, textiles y en el tratamiento de metales.	[61]

Nota. La tabla muestra las aplicaciones de los biosurfactantes.

1.3.11. Estudios experimentales sobre la implementación de biosurfactantes

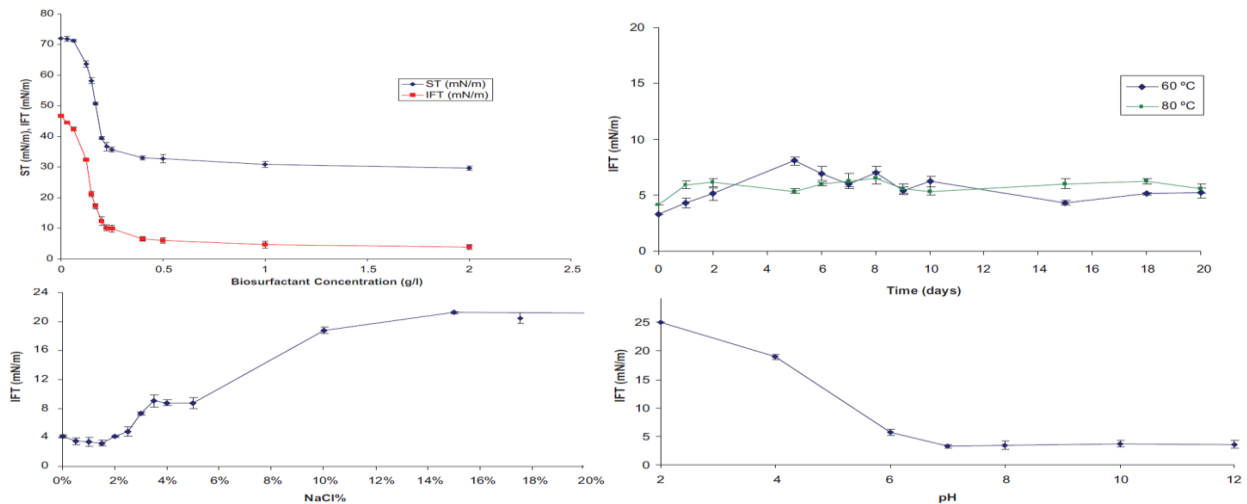
A continuación, se muestra una recopilación de artículos científicos relacionados con la implementación de biosurfactantes producidos a partir de microorganismos y extractos de plantas en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Se tuvo en cuenta el porcentaje de recuperación de petróleo que se logra tras la inyección de estos compuestos a escala de laboratorio, además en algunos de ellos se comparan los resultados obtenidos con un surfactante sintético. Los resultados permiten observar que los biosurfactantes tienen un gran potencial de aplicación en la recuperación mejorada de petróleo, debido a que pueden llegar a cumplir las mismas funciones que sus contrapartes sintéticas.

1.3.11.a. Biosurfactante producido por *Bacillus subtilis*. El artículo Optimization and Partial Characterization of Biosurfactants Produced by *Bacillus* Species and Their Potencial for Ex-situ Enhanced Oil Recovery de los autores H. Al-Sulaimani, et al. publicado en la revista Society of Petroleum Engineers en el año 2011 elabora una investigación sobre la producción de biosurfactantes a partir de cepas aisladas de suelos contaminados con petróleo en diferentes partes de un campo en Omán. Se encontró que la cepa *Bacillus subtilis* W19 presentó la máxima reducción de tensión interfacial (46,6 mN/m a 3,28 mN/m) con una concentración micelar crítica (CMC) de 0,4 g/L. Adicionalmente se observó que el biosurfactante producido a partir de este microorganismo no mostró pérdida de actividad superficial a temperaturas elevadas (60, 80 y 120 °C), mostró buena estabilidad en valores de pH entre 6 y 12 y mantuvo

aproximadamente su actividad en ambientes de alta salinidad (hasta 20 % de NaCl) como se muestra en la **Figura 21**.

Figura 21.

Actividad del biosurfactante producido por Bacillus subtilis



Nota. La figura representa los resultados del comportamiento del biosurfactante producido por *Bacillus subtilis*. Tomado de: H. Al-sulaimani et al, "Optimization and Partial Characterization of Biosurfactants Produced by *Bacillus* Species and Their Potencial for Ex-situ Enhanced Oil Recovery", *Society of Petroleum Engineers*, pp. 672-689, 2012.

Las pruebas de recuperación de petróleo realizadas con este biosurfactante mostraron un alto potencial en los procesos EOR, debido a que se produjo un total de 23 % de petróleo residual después de inyectar 4 VP del biosurfactante, donde el 10 % viene dado por la inyección de caldo del biosurfactante y 13 % por la inyección de biosurfactante concentrado y purificado. Esta prueba se realizó a 60 °C en una piedra arenisca con una porosidad de 28 % y una permeabilidad de 300 mD y con un crudo de 36,51°API [68].

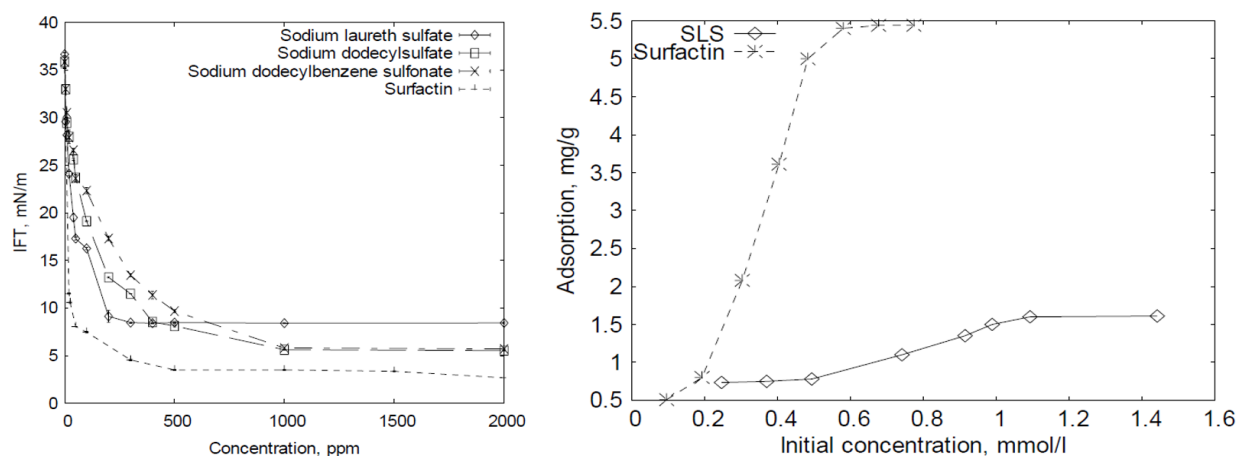
1.3.11.b. Comparación de un surfactante sintético con un biosurfactante producido por *Bacillus subtilis*. El artículo Using Biosurfactants Produced from Agriculture Process Waste Streams to Improve Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs de los autores J. Tai Liang y G. Bala publicado en The University of Kansas en el año 2007 elabora una investigación para evaluar el uso de biosurfactantes de bajo costo producidos a partir de corrientes de desechos de procesos agrícolas para mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos de carbonato fracturados.

El biosurfactante utilizado es la Surfactina la cual fue producida a partir de *Bacillus subtilis* y almidón de papa como medio de cultivo. La surfactina es un compuesto lipopéptido aniónico con una reducción de IFT mayor que la de cualquier otro compuesto sintético, se seleccionó el surfactante sintético Laureth sulfato de sodio (SLS) para comparar los resultados.

Se encontró que la surfactina tiene una CMC mucho más baja que la de los surfactantes sintéticos (de 0,23 g/L) y adicionalmente un peso molecular (1047 g/mol) más alto que la del surfactante convencional, por esa razón tiene un mayor efecto sobre la tensión interfacial (Ver **Figura 22a**). Adicionalmente la surfactina exhibe una adsorción más alta en la formación Lansing-Kansas City (LKC) que SLS (Ver **Figura 22b**) [69].

Figura 22.

a) Tensión interfacial entre tensoactivos a temperatura ambiente b) Adsorción de SLS y surfactina en el yacimiento LKC



Nota. La figura representa los resultados del comportamiento de surfactina en el yacimiento LKC en comparación con surfactantes sintéticos. Tomado de: S. Johnson et al, " Using Biosurfactants produced from agriculture process waste streams to improve oil recovery in fractured carbonate reservoirs", *Society of Petroleum Engineers*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/106078-MS>

Las pruebas de recuperación de petróleo realizadas a escala de laboratorio muestran que se produce más petróleo bajo la inyección de surfactina que del surfactante SLS, esa diferencia puede explicarse por la menor tensión interfacial que alcanza la surfactina. Esta prueba se realizó en la formación Lansing-Kansas City (LKC) en el centro de

Kansas, en un yacimiento de carbonato fracturado que presenta una humectabilidad intermedia con una porosidad de 26 % y con un crudo de 35,1 °API [70].

1.3.11.c. Comparación de un biosurfactante con un surfactante sintético. El artículo *Toward an Alternative Bio-Based SP Flooding Technology: I. Biosurfactant Evaluation* de los autores P. Lupe, A. Alsofi, J. Wang y M. Han publicado en la revista Society of Petroleum Engineers en el año 2015 elaboran una investigación en la que evalúa el potencial de un biosurfactante para ser utilizado en un proceso EOR en un yacimiento de carbonato. En este estudio se analizó la compatibilidad, adsorción, reducción y estabilidad de la tensión interfacial (IFT) de un biosurfactantes. Finalmente se compararon los resultados con los de un surfactante sintético.

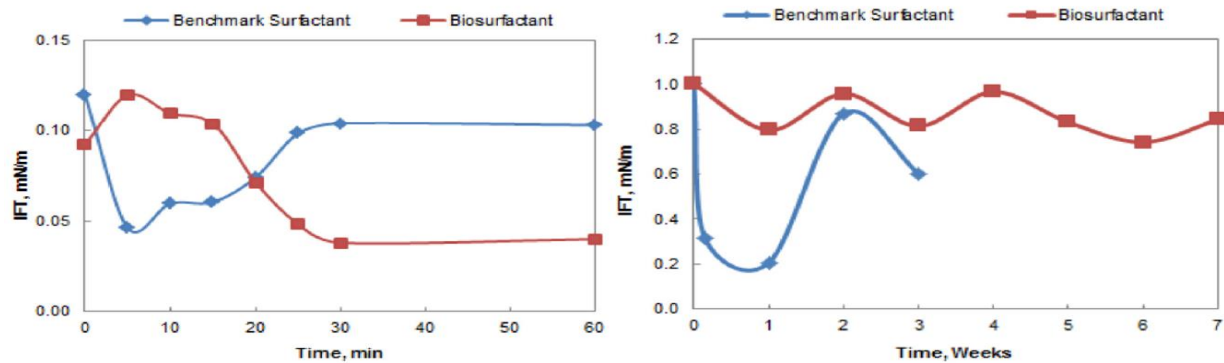
En la investigación se utilizó un biosurfactante (S-021206) de la empresa BASF producido a partir de recursos renovables como almidón y un tensoactivo sintético (S-121344). Las pruebas se realizaron a 90 °C en un núcleo con una porosidad entre 19 a 26 % y una permeabilidad entre 1414 a 1802 mD [66].

El biosurfactante mostró una baja adsorción estática (de 0,65 mg/g) en comparación al surfactante sintético, debido a que el biotensoactivo es no iónico mientras que el tensoactivo sintético es anfótero y por lo tanto, este último se siente más atraído por la roca carbonatada cargada positivamente.

Por otro lado, el biosurfactante tiene una tensión interfacial muy baja del orden de 10^{-2} nM/m con una concentración de 2000 ppm (ver **Figura 23a**). Adicionalmente se comprobó que el biosurfactante presenta menos fluctuaciones en los valores de IFT, indicando que el surfactante es estable durante un periodo de tiempo prolongado (ver **Figura 23b**).

Figura 23.

a) IFT de surfactante al 0,2 wt% a 90 °C b) IFT de surfactante normalizado al 0,2 wt% y 95 °C



Nota. La figura muestra el IFT de un biosurfactante en comparación con un biosurfactante sintético. Tomado de: P. Luque, A. Alsofi, J. Wang y M. Han, "Toward an Alternative Bio-Based SP Flooding Technology: I. Biosurfactant Evaluation", *Society of Petroleum Engineers*, 2015.

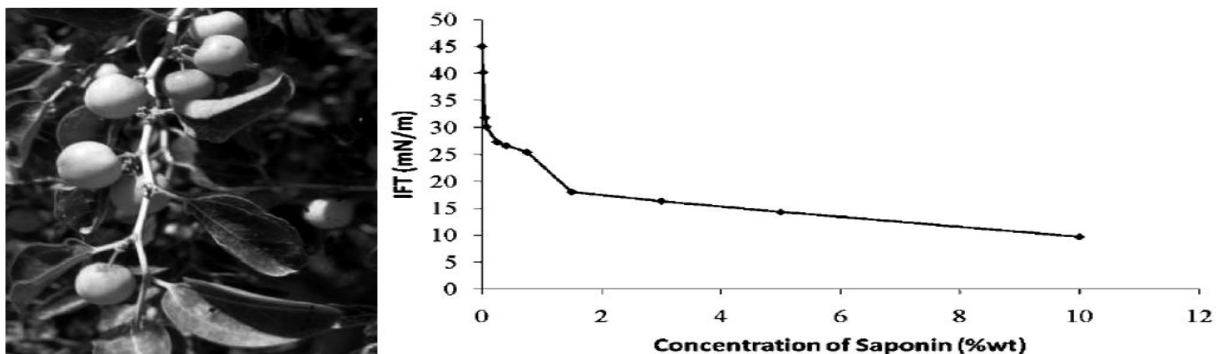
Finalmente, la inyección de biosurfactante a escala de laboratorio demostró una producción adicional de petróleo de alrededor del 6,5% de OOIP y para un proceso SP con inyección de 0,4 VP en donde el 0,2 VP es de polímero y el resto de biosurfactante se puede aumentar la recuperación un 17 % OOIP.

1.3.11.d Biosurfactante (saponina). El artículo *Applicability Test of New Surfactant Produced from Zizyphus Spina-Christi Leaves for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs* de los autores M. P. Shahri, S. R. Shadizadeh y M. Jamialahmadi publicado en la revista *Japan Petroleum Institute* en el año 2012 elaboran una investigación sobre un nuevo biosurfactante (saponina) no iónico que se produce a partir de las hojas del árbol *Zizyphus Spina-Christi* con disponibilidad en Oriente Medio y África (ver **Figura 24a**). Este biosurfactante es evaluado como tensoactivo en los procesos de inyección química para la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Los primeros estudios mostraron que el polvo extraído de las hojas del árbol es soluble en agua y tiene un alto contenido en saponina y flavonoides. La saponina es un tensoactivo no iónico natural y biodegradable, que logra disminuir la tensión interfacial de 48 dinas/cm a 9 dinas/cm (ver **Figura 24b**) [71].

Figura 24.

a) *Árbol Zizyphus Spina-Christi* b) IFT del biosurfactante



Nota. La figura muestra el árbol *Zizyphus Spina-Christi* del cual se extrae el biosurfactante y el IFT del biosurfactante. Tomado de: M. Shahri, S. Shadizadeh y M. Jamialahmadi, "Applicability Test of New Surfactant Produced from *Zizyphus Spina-Christi* Leaves for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs", *Japan Petroleum Institute*, vol. 55, nº 1, pp. 27-32, 2012. DOI: 10.1627 / jpi.55.27

Con el fin de investigar el efecto de este tensoactivo en la recuperación de petróleo, se llevan a cabo dos series de experimentos de imbibición en muestras de rocas areniscas, una humedecida con agua y otra con petróleo. Tras realizar la inyección de una solución de tensoactivo al 8 wt% se observa que la recuperación de petróleo es de aproximadamente 16% OOIP para núcleos humedecidos con petróleo y de 35 a 12,5 % OOIP para núcleos mojados con agua.

En conclusión, de acuerdo con Shahri las saponinas en comparación a los tensoactivos sintéticos tiene un menor costo y adicionalmente son biodegradables por lo tanto no tiene efectos adversos sobre el medio ambiente, lo cual es una característica muy importante [71].

1.3.11.e. Tensoactivos naturales extraídos del árbol *Sapindus saponaria*. La tesis de maestría Obtención y evaluación de un ecotensoactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo del autor Y. Rodríguez publicado en la Universidad Nacional de Colombia en el año 2019, elabora una investigación en la que evalúa el desempeño de un nuevo biosurfactante obtenido a partir del árbol *Sapindus saponaria* (especie colombiana) en procesos de recuperación mejorada de petróleo.

En la investigación se lograron extraer tres tensoactivos naturales, ST (saponinas esteroidales), SS (saponinas triterpénicas) y FQ, por dos métodos diferentes, extracción Soxhlet y extracción asistida por ultrasonido. Se observa que el método soxhlet tiene mayores porcentajes de rendimiento. Adicionalmente se realizó un análisis termogravimétrico con el fin de evaluar la estabilidad térmica de los extractos, concluyendo que los tensoactivos SS y ST se pueden utilizar en campos con temperaturas entre los 60 y 150 °C.

Se realiza un seguimiento del volumen recuperado por cada concentración inyectada de tensoactivo. Para 10 ppm se recupera el 12 %, para 100 ppm el 23 %, con concentración de 500 ppm se obtuvo un recobro incremental de 16 % y finalmente, con 1000 ppm se obtuvo un recobro de petróleo del 15%. Posteriormente se realiza una segunda prueba, en donde se inyecta 3 VP a 400 ppm y se logra un recobro del 80 % con un recobro incremental del 32 %. Finalmente se obtuvo una adsorción total de 0,22 mg/g de roca [67].

De acuerdo a Rodríguez “Los resultados experimentales evidencian que los tensoactivos naturales tienen características similares a las de un tensoactivo convencional, reducen la tensión interfacial entre el 40 y 50 % del sistema agua-petróleo, alteran la humectabilidad del medio poroso y generan factores de recobro incremental entre el 20 y el 50 %, convirtiéndose en una alternativa prometedora para esta aplicación” [67].

1.3.11.f. Tensoactivo natural Cedar. El artículo *Toward mechanistic understanding of natural surfactant flooding in enhanced oil recovery processes: The role of salinity, surfactant concentration and rock type* de los autores S. J. Daghlia, M. Sharifi y A. H. Sarapardeh publicado en la revista Elsevier en el año 2016 elaboran una investigación sobre un nuevo tensoactivo natural llamado Cedar como alternativa a los surfactantes sintéticos empleados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo.

De acuerdo a Daghlia los tensoactivos de origen natural se obtienen directamente de fuentes naturales como plantas o animales. Las saponinas son la principal fuente de los

tensoactivos naturales de origen vegetal. En este estudio, se compara la tensión interfacial, la alteración de la humectabilidad y el aumento en la recuperación de petróleo en muestras carbonatadas de un surfactante natural extraído de hojas del árbol *Zizyphus Spina-Christi* (cedro) con tres surfactantes sintéticos: Bromuro de cetiltrimetil amonio (CTAB) como surfactante catiónico, Dodecil sulfato de sodio (SDS) y Alfa olefina sulfato de sodio (AOS) como surfactantes aniónicos [72].

Los resultados experimentales arrojaron que el cedro puede alterar la humectabilidad de las superficies de carbonato y arenisca tan bien o mejor que los tensoactivos sintéticos. El tensoactivo natural puede reducir la tensión interfacial en el sistema petróleo-agua a 7,1 mN/m. Sin embargo, los tensoactivos sintéticos muestran un mejor rendimiento en la reducción de IFT en condiciones de alta salinidad.

Finalmente, se evaluó el efecto de los surfactantes en la recuperación de petróleo, tras realizar una inyección de surfactante en un núcleo a escala de laboratorio de 0,1 cm³/min. Se registró que la recuperación de petróleo incremental fue de 17, 13 y 15 % para los surfactante CTAB, AOS y Cedar respectivamente. Concluyendo que el tensoactivo natural puede aumentar la recuperación de petróleo, igual o mejor que los tensoactivos sintéticos.

1.3.12. Factores que afectan la inyección de surfactante

Una vez el surfactante es inyectado al yacimiento pueden debilitarse algunas de las propiedades por las cuales fue seleccionado, debido a que las condiciones del yacimiento pueden afectar su estabilidad. El objetivo principal del surfactante es garantizar la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y la solución de surfactante con agua para recuperar el petróleo residual que se encuentra atrapado por las fuerzas capilares, por tal razón la tensión interfacial es el parámetro más importante en la inyección de surfactante, pero existen ciertos factores que la pueden afectar, los cuales se describen a continuación:

1.3.12.a. Efecto de la salinidad. La salinidad baja es útil para los procesos de inyección, debido a que se reduce la adsorción y precipitación del surfactante. Según Salager la presencia de iones divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} en el agua del yacimiento, afecta negativamente la solubilidad del surfactante ya que puede producir la precipitación del mismo. Para reducir este inconveniente es necesaria la inyección de un preflujo de agua con salinidad semejante a la de la solución de surfactante para producir la desorción de los iones divalentes antes de que estos entren en contacto con el surfactante [18].

1.3.12.b. Problemas con la emulsión. Los tensoactivos son propensos a formar microemulsiones viscosas en diferentes condiciones. De acuerdo con Sheng la viscosidad de la microemulsión aumenta linealmente con el aumento de iones divalentes. Las microemulsiones muy viscosas son difíciles de bombear a través de la perforación y además generan alta retención del tensoactivo, por lo tanto, se debe evitar la formación de microemulsiones muy viscosas por medio de la adición de codisolventes como el alcohol. Es importante aclarar que cuando hay polímero presente, la viscosidad de la microemulsión se reemplaza por la viscosidad del polímero [12].

1.3.12.c. Efecto de la presencia de bacterias. Las bacterias pueden estar presentes en el agua para la inyección o en aquellas generadas por el yacimiento. El control de estos microorganismos es necesario debido a que su presencia puede degradar el químico, corroer los equipos y ocasionar taponamientos en las formaciones productoras [73].

En conclusión, las condiciones ideales para la inyección de surfactantes son petróleos ligeros y medio pesados, yacimientos con baja salinidad, media a alta permeabilidad y obtener surfactantes con baja concentración micelar crítica (CMC), alta capacidad de reducir la tensión interfacial (IFT), buena solubilidad, buena actividad en un amplio rango de temperaturas y adicionalmente ser económicamente competitivos.

1.3.13. Criterios de selección para la inyección de surfactantes

Los criterios básicos que se deben tener en cuenta al momento de elegir un método de recuperación por inyección de surfactante seguido por un bache de polímero, se muestran en la **Tabla 14**.

Tabla 14.
Screening para la inyección de surfactante

° API	Viscosidad Petróleo (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura yacimiento (°F)	Salinidad (ppm)	So (%)	Ref
>25	<30	>20	<175	Baja	>30	[9]
14-35	< 35	>10	< 158	< 50000	>25	[74]
>25	< 20	>20	< 250	< 50000	>25	[75]
Agua	< 5000 ppm de calcio y magnesio (requiere pre-lavado) < 100000 ppm sólidos totales disueltos (requiere pre-lavado) Salinidad preferiblemente baja					
Litología	Preferiblemente areniscas					
Profundidad	< 8500 ft					

Nota. La tabla muestra los criterios básicos para la inyección de surfactantes.

2. VARIABLES MÁS IMPORTANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BIOSURFACTANTES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

En este capítulo se presenta una breve descripción de la simulación de yacimientos y de los fenómenos de transporte de productos químicos, con el fin de comprender mejor el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Adicionalmente se describe el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous utilizado para realizar la simulación. Finalmente, se determinan las variables más importantes que serán usadas para simular la inyección de polímeros, surfactantes y biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

2.1. Simulación de yacimientos

Un simulador de yacimientos es un programa de computadora que tiene como objetivo principal predecir la tasa de recuperación de los hidrocarburos, por medio del análisis del comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento a lo largo del tiempo. La simulación de yacimientos combina la física, las matemáticas y la programación para diseñar modelos que describen la formación de la roca y el comportamiento del flujo de los fluidos en un medio poroso [76].

En términos generales la simulación de yacimientos se preocupa por el desarrollo y uso de modelos que describen el rendimiento del yacimiento, para optimizar planes y tomar decisiones tanto operativas como de inversión [77]. Los simuladores de yacimientos son capaces de construir un depósito de petróleos virtual a los que se les pueden predecir el rendimiento de extracción pasado y futuro, por medio de la división del yacimiento en pequeñas celdas o cuadrículas [76].

La simulación permite analizar cada yacimiento como si fuera un conjunto de celdas (malla) en las que se describen propiedades como, porosidad, permeabilidad, saturación, presión y permeabilidad relativa. Basándose en conceptos físicos como la ley de la

conservación de la masa, la ley de Darcy y las ecuaciones de difusividad, se describe la interacción entre las celdas y el flujo de los fluidos que se encuentran en el interior del yacimiento, a lo largo del tiempo [77].

Las ecuaciones fundamentales del flujo de los fluidos son expresadas como derivadas parciales no lineales, posteriormente estas ecuaciones diferenciales parciales son escritas como diferencias finitas a través de la expansión en series de Taylor, para resolver las ecuaciones del flujo de los fluidos [77], por medio de la división del yacimiento en un conjunto de celdas, las cuales se unen mediante la conservación de masa, debido a que la masa que sale en un bloque es la misma que ingresa al bloque vecino. El método de diferencias finitas se caracteriza por garantizar la continuidad del flujo de fluido entre las celdas y por ser un método iterativo de ensayo y error con alta eficiencia computacional, se repiten los cálculos hasta que exista una convergencia entre los valores asumidos y los calculados [76].

La caracterización de los yacimientos consta de dos modelos en donde se describen cada una de las propiedades del yacimiento. Los modelos estáticos son a menudo definidos como modelos estructurales en donde se definen las características físicas de la roca, ya que se involucran propiedades como porosidad y permeabilidad, las cuales varían con la ubicación, pero son estables en el marco temporal cuando se está estudiando el movimiento de los fluidos. Por otro lado, los modelos dinámicos analizan el movimiento de los fluidos y las interacciones roca-fluido, las cuales producen un cambio de las propiedades de presión, temperatura y saturación [78].

2.1.1. Tipos de modelo de simulación

Los modelos de simulación se clasifican de acuerdo al tipo de proceso, a la naturaleza de los fluidos y a el mecanismo de empuje. A continuación, se describen los diferentes tipos:

2.1.1.a. Modelos Black-Oil. Se utiliza en yacimientos con presencia de tres fases (petróleo, gas y agua), donde se asume que el gas es soluble en el petróleo a través del tiempo, no existe transferencia de masa entre fases, la temperatura es constante y las propiedades de los fluidos depende de la presión [76]. En este modelo se calcula la saturación de los fluidos y la distribución de la presión dentro del yacimiento a partir de las condiciones de inicialización del equilibrio, la cuales son: la presión del yacimiento a una profundidad de referencia, la profundidad de contacto gas-petróleo (GOC) o agua-petróleo (WOC) y la presión capilar [36]. De acuerdo a Dandona, este modelo se puede utilizar para simular la inyección de gas o agua y para los procesos químicos como los relacionados con la inyección de polímero y surfactante [79].

2.1.1.b. Modelo Composicional. Incluyen las mismas fases que los simuladores Black-Oil, pero modelan los hidrocarburos como una mezcla de varios componentes. Por ejemplo, se podría combinar todos los componentes C5 - C6 en un solo pseudocomponente y dividir la fracción pesada (C7 +) en dos o tres componentes. Se utilizan simuladores de composición cuando las composiciones de las fases de hidrocarburos cambian significativamente a lo largo del tiempo, en este modelo se utilizan ecuaciones de estado como Peng Robinson o Soave Redlich Kwong para describir el comportamiento de los fluidos de una manera más rigurosa [76]. Generalmente este tipo de modelo es usado para la inyección cíclica de dióxido de carbono.

2.1.1.c. Modelo Térmico. Es similar al modelo composicional, pero a diferencia de los modelos anteriores, este es usado para procesos no isotérmicos, por lo tanto, se deben agregar ecuaciones para la conservación de la energía [76]. Este tipo de modelo se utiliza para la inyección de vapor o combustión in-situ.

2.1.2. *t-Navigator*

t-Navigator es un software de simulación de yacimientos, desarrollado por Rock Flow Dynamics durante los últimos 15 años (ver **Figura 25**). t-Navigator es una herramienta que a través de una sola interfaz es capaz de conectar modelos geológicos, dinámicos y

de simulación, debido a que se caracteriza por ser una aplicación multiplataforma que aprovecha al máximo las unidades de procesamiento para ofrecer un flujo de trabajo rápido y eficiente [80]. Adicionalmente es un pre y pos procesador de datos que se encarga de crear todos los archivos necesarios para ejecutar el simulador y al final carga los resultados en cuadrículas 3D o gráficos. t-Navigator utiliza un conjunto de palabras clave como RUNSPEC, GRID, PROPS, REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE, entre otras, para ejecutar la simulación.

Figura 25.
tNavigator



Nota. La figura muestra el logo del simulador tNavigator. Tomado de: Rock Flow Dynamics, "tNavigator", Rock Flow Dynamics, [En línea]. Disponible: <https://rfdyn.com/tnavigator/>.

2.1.3. Fenómenos de Transporte de productos químicos

La difusión y la dispersión son mecanismos importantes para el transporte de productos químicos [12]. La transferencia de masa o difusión como también se le conoce, relaciona el flujo de la sustancia que se está difundiendo y el gradiente de concentración responsable de dicha transferencia [81]. La difusión se puede describir como el transporte molecular de una sustancia de una zona de alta concentración a una de baja concentración, debido a el movimiento molecular aleatorio, la transferencia ocurre hasta alcanzar una concentración de equilibrio [82]. La dispersión a diferencia de la difusión se da por variaciones de la velocidad, adicionalmente tiene en cuenta la mezcla que se genera durante el flujo de los fluidos en un medio poroso [12]. Tanto la difusión como la dispersión se expresan mediante la ecuación de Fick [83].

De acuerdo a la ley de Fick, una especie puede tener una velocidad relativa a la masa, solamente si existe un gradiente de concentración. La primera ley de Fick relaciona el flujo difusivo de un sistema isotérmico e isobárico con la concentración. La primera ley

es para estado estacionario, es decir que el flujo no cambia con el tiempo, como se puede observar en la **Ecuación 15** [81].

Ecuación 15.

Primera ley de Fick

$$J_{A,Z} = -D_{AB} \frac{dc_A}{dz}$$

Fuente: J. Welty, C. Wicks y R. Wilson, Fundamentos de transferencia de momento, calor y masa, Limusa, 1999.p. 540

Donde:

$J_{A,Z}$: flujo molar de la especie A en la dirección Z (mol/sm²)

$\frac{dc_A}{dz}$: gradiente de concentración en la dirección z (mol/m³)

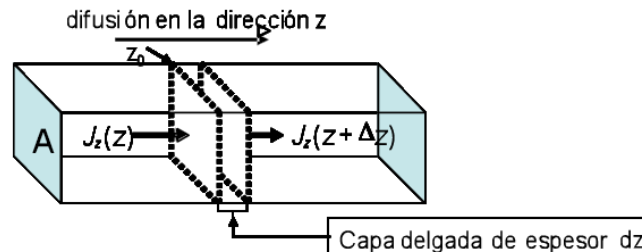
D_{AB} : coeficiente de difusión correspondiente a una especie A que se difunde a través de B (m²/s)

De acuerdo con Cengel, el coeficiente de difusividad suele determinarse de forma experimental, depende de la temperatura, la presión, la viscosidad del fluido y del diámetro de las partículas. En general el coeficiente de difusión es alto para gases y más bajo para sólidos [84].

La segunda ley de Fick predice cómo la concentración de una especie cambia con el tiempo y la posición, debido a su difusión en algún medio [82]. En la **Figura 26** se analiza cómo cambia la concentración en un pequeño volumen con una difusión en la dirección Z. La masa que entra desde el lado izquierdo viene dada por $J_z(z_0)$ y la masa que sale del lado derecho se expresa como $J_z(z_0 + \Delta z)$. Por lo tanto, la velocidad de cambio en la concentración es la diferencia entre lo que entra y lo que sale, como se observa en la **Ecuación 16** [85].

Figura 26.

Cambio de la concentración en un volumen debido a la difusión



Nota. La imagen muestra el cambio en la concentración en un pequeño volumen debido a la difusión. Tomado de: OpenCourseWare, "Tema 4: Fenomenos de Transporte", 2010. [En línea]. Disponible: https://www.uv.es/tunon/pdf_doc/tema_fen_trans.pdf. p.29

Ecuación 16.

Velocidad de cambio en la concentración

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{J_z(Z_0) - J_z(Z_0 + dz)}{dz} = -\frac{\partial J_z}{\partial z}$$

Fuente: OpenCourseWare, "Tema 4: Fenómenos de Transporte", 2010. [En línea]. Disponible: https://www.uv.es/tunon/pdf_doc/tema_fen_trans.pdf.p.29

Si en la **Ecuación 16** se sustituye el flujo molar por la primera ley de Fick y se considera que el coeficiente de difusión no depende de la composición, se obtiene la **Ecuación 17** que expresa la segunda ley de Fick [85].

Ecuación 17.

Segunda ley de Fick

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial z^2}$$

Fuente: OpenCourseWare, "Tema 4: Fenómenos de Transporte", 2010. [En línea]. Disponible: https://www.uv.es/tunon/pdf_doc/tema_fen_trans.pdf. p.30

Dado que el flujo de masa de una especie es una cantidad vectorial, la ley de Fick puede expresarse de forma bidimensional o tridimensional como se observa en la **Ecuación 18** [83].

Ecuación 18.

Fenómeno de difusión en tres direcciones espaciales

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} \right)$$

Fuente: "Modelado Con Ecuaciones Diferenciales En Ingeniería Química: Reacción Química, Transferencia De Materia, Transmisión De Calor", [En línea]. Disponible: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/831/course/section/890/CAPQ-%20TEORIA%20tema%2010.pdf>. P. 4

Las ecuaciones de Fick hasta ahora descritas definen el flujo de un fluido en un medio con porosidad unitaria o en un capilar recto [12]. Dentro de un medio poroso el flujo es menor del que podría darse en un poro uniforme de la misma longitud y radio promedio. Por lo tanto el flujo de masa en un medio poroso se describe en función del coeficiente efectivo de difusión (D_τ), el cual está en función de la tortuosidad del medio poroso (Ver **Ecuación 19**). La tortuosidad es un factor que describe la relación entre la longitud real de la trayectoria y la longitud en línea recta del medio poroso [81].

Ecuación 19.

Coefficiente de difusión efectivo

$$D_{\tau} = \frac{D_o}{\tau^2}$$

Fuente: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. United States: Elsevier, 2011.p.14
Donde:

D_{τ} : coeficiente de difusión efectivo (m²/s)

D_o : coeficiente de difusión (m²/s)

τ : tortuosidad

De acuerdo a Sheng, la dispersión es la mezcla de dos fluidos miscibles causada por la difusión, el gradiente de velocidad, la longitud y la mezcla mecánica en un medio poroso. La dispersión está en función de la ecuación de difusión y de la velocidad intersticial, la cual representa la velocidad del movimiento de un fluido dentro de un medio poroso (ver **Ecuación 20**), sin embargo, cuando se considera la adsorción, la ecuación de dispersión cambia, como se observa en la **Ecuación 21** [12].

Ecuación 20.

Dispersión

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v \frac{\partial c}{\partial x} - D_L \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} = 0$$

Fuente: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. United States: Elsevier, 2011.p.17

Donde:

D_L : coeficiente de dispersión (m²/s)

v : velocidad intersticial (m/s)

c : concentración (mol/m³)

Ecuación 21.

Dispersión incluyendo la adsorción del soluto

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -v \frac{\partial c}{\partial x} - \frac{\partial \hat{c}}{\partial t} + D_L \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}$$

Fuente: J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice*. United States: Elsevier, 2011.p.28

Donde:

D_L : coeficiente de dispersión (m²/s)

v : velocidad intersticial (m/s)

c : concentración de un soluto (masa/VP)

\hat{c} : concentración adsorbida (masa/VP)

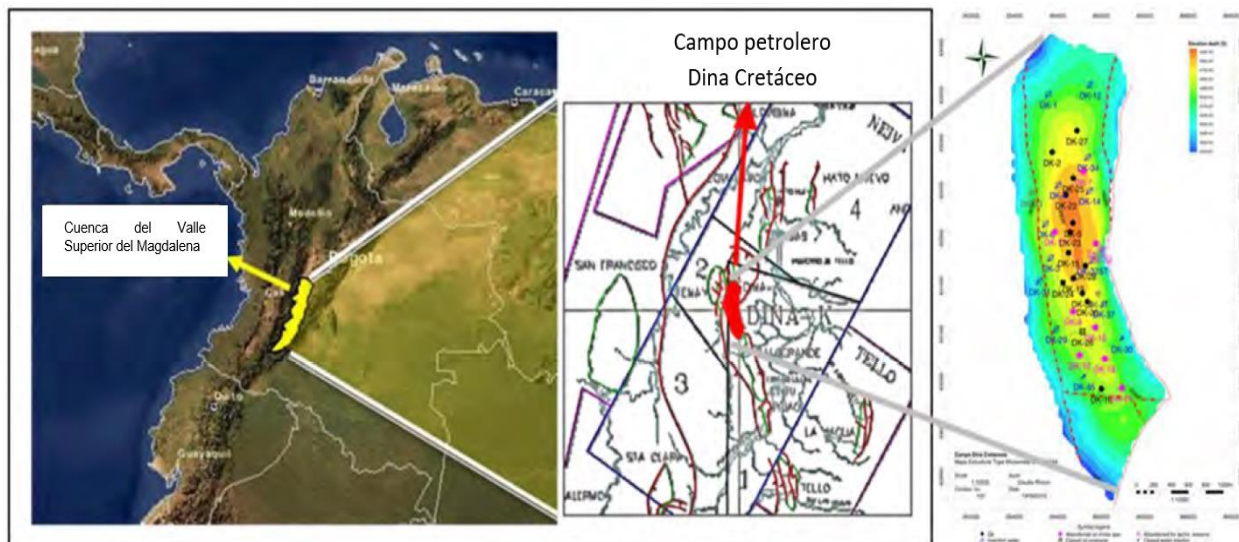
2.2. Descripción del modelo conceptual utilizado en la simulación

2.2.1. Historia del campo Dina Cretaceous

El campo Dina Cretaceous (DK) está ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en el departamento del Huila, Colombia (ver **Figura 27**). Dina tiene un área productiva de 750 acres y una presión y temperatura inicial de 2800 psi y 152 °F, respectivamente [86]. El campo Dina-K es considerado un yacimiento heterogéneo, con un rango de permeabilidad entre 50 a 200 mD y una porosidad de 14 y 18 %. La roca tiene mojabilidad mixta a ligeramente mojada con petróleo y está compuesta por las formaciones Guaduala y Monserrate, siendo esta última la principal formación productora del campo, la cual esta subdividida en cuatro unidades de flujo (A, B1, B2 y B3) y están ubicadas a una profundidad de 5000 a 7000 ft. La gravedad del petróleo es de 22 a 24 °API y su viscosidad en condiciones de yacimiento varía de 10 a 12 cP (ver **Tabla 15**) [87].

Figura 27.

Ubicación del campo Dina Cretaceous (DK)



Nota. La figura muestra la ubicación del campo Dina Cretaceous (DK). Tomado de: M. Izadi, J. Jimenez, J. Zapata, A. Castillo, J. Pinto y S. Vicente, "Numerical Simulation of crossed-Linked polymer injection in Dina Cretaceous field: a real field case study", *SPE International*, pp. 1-13, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200378-MS.p.9>

Tabla 15.*Propiedades generales del campo Dina Cretaceous (DK)*

Propiedad	Campo Dina Cretaceous (DK)
Cuenca	Cuenca del alto valle del Magdalena
Formación	Monserate
Tipo	Arenisca
Profundidad (ft)	5000 a 7000
Temperatura (F)	152
Presión inicial del yacimiento (Psi)	2800
Rango de Porosidad, promedio (%)	12 a 19, 50
Rango de Permeabilidad, promedio (%)	10 a 400, 50
Gravedad API	21
Viscosidad del petróleo (cP)	11
Salinidad de la formación (ppm)	7000
Área del campo (acres)	750
Numero de pozos perforados	37

Nota. La tabla muestra Propiedades generales del campo Dina Cretaceous (DK). Tomado de: M. Izadi, J. Jimenez, J. Zapata, A. Castillo, J. Pinto y S. Vicente, "Numerical Simulation of crossed-Linked polymer injection in Dina Cretaceous field: a real field case study", *SPE International*, pp. 1-13, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200378-MS>.p.10.

El campo Dina Cretaceous fue descubierto en 1969 con una producción inicial de 154 BFPD (barriles de fluido por día), para 1980 alcanzó la máxima producción de petróleo con 6335 BOPD (barriles de petróleo por día), pero debido a los mecanismos de empuje natural, la presión del yacimiento disminuyó alrededor del 60 % de la presión inicial, por tal razón en 1985 se inicia la inyección de agua, como una estrategia para mantener la presión del campo y de esta manera mejorar la tasa de producción de petróleo, logrando una máxima producción de 9853 BOPD en diciembre de 1987, alcanzando un factor de recuperación de aproximadamente 33 % del OOIP (Petróleo original en el lugar) [88].

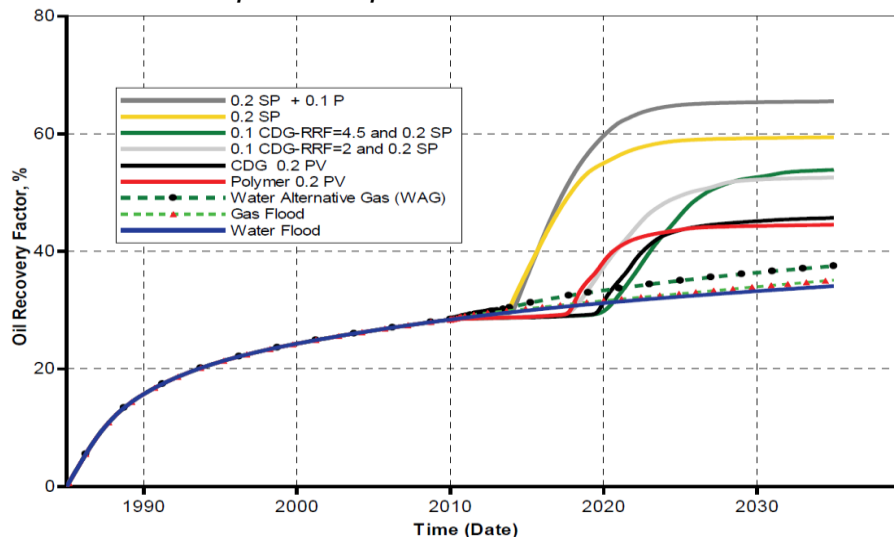
En los años posteriores se evidenció un incremento en la producción de agua acompañado de una disminución en la producción de petróleo, debido a una eficiencia de barrido desfavorable, generada principalmente por la heterogeneidad del yacimiento y una tasa de movilidad adversa ($M > 4$), provocando un corte de agua del 96 % [88]. En 2009 Ecopetrol empieza a buscar otras estrategias que permitan aumentar la tasa de producción de petróleo [89], ya que si se continúa con la inyección de agua, la producción de este fluido aumentará progresivamente.

El campo Dina Cretaceous se comparó con 1500 proyectos EOR implementados en todo el mundo, para determinar cuál estrategia de recuperación mejorada de petróleo era la más apropiada. De acuerdo a las características del yacimiento, se llegó a la conclusión que “los procesos químicos resultan favorables en comparación a los procesos térmicos o de inyección de gas” [88].

Para definir cuál proceso químico se implementaría en el campo, se desarrolló un estudio de simulación conceptual 2D en una sección transversal del campo (inyector DK-06 y productor DK-23), para evaluar los procesos EOR. Los resultados muestran los beneficios de la inyección de surfactante-polímero (SP). Sin embargo, se concluyó que las altas saturaciones de petróleo presentadas en ese momento no justificaban el uso de este método, por otro lado, los métodos de inyección de polímeros y geles (CDG) mostraron la mejor relación costo/ beneficio. “Es importante resaltar que la viabilidad y economía de la inyección de SP no puede descartarse en el campo Dina Cretaceous en etapas posteriores de la historia de producción” [88].

Figura 28.

Factores de recuperación incrementales obtenidos con diferentes procesos EOR en simulaciones numéricas 2D para campo Dina.



Nota. La figura muestra los resultados del estudio de simulación conceptual 2D realizado en el campo Dina, donde se evalúa los factores de recuperación incrementales obtenidos con diferentes procesos EOR. Tomado de: J. Sandoval et al, "Dina Cretaceous field chemical EOR: from screening to pilot design", *SPE International*, pp. 1-11, 2010. DOI: 10.2118 / 139200-MS. P. 8

En la **Figura 28** se muestra el estudio de simulación realizado, en donde se observa que los procesos de inyección de SP logran el mayor factor de recuperación de petróleo, seguido por la inyección de CDG y polímeros. Sin embargo, se decidió realizar la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG), debido a que la inyección de polímeros requiere concentraciones más altas en comparación a la inyección de CDG. En otras palabras, “CDG puede generar viscosidades mucho más altas que las soluciones de polímeros a la misma concentración y a un costo menor por barril de químico inyectado” [88].

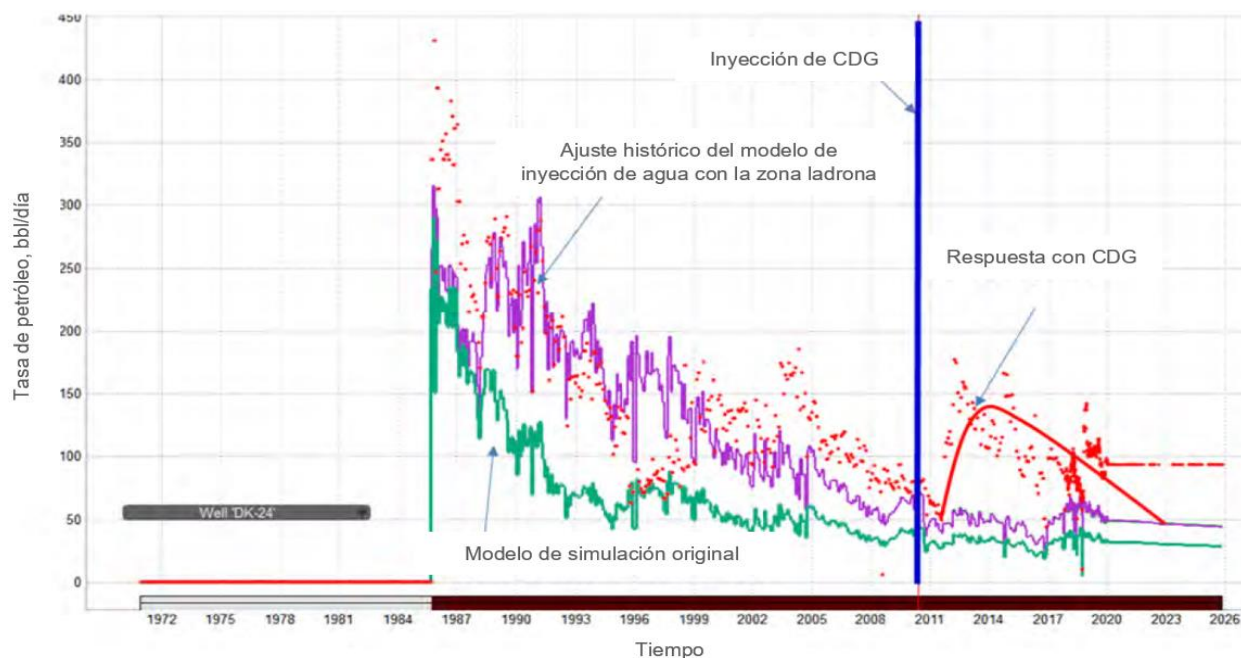
Una vez seleccionada la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG), se realiza un análisis de simulación y sensibilidad con el campo completo, evaluando al inyector DK-3 y los pozos productores DK-15, DK-19 y DK-24 con una tasa de inyección de 1000 a 1500 bbl/d (barriles diarios), con una concentración de 400 a 1000 ppm de HPAM (poliacrilamida hidrolizada), una relación 40:1 a 80:1 del polímero: Crosslinker (cromo o aluminio), una viscosidad de CDG de 10 a 60 cP, una adsorción de CDG de 0,01 a 0,10 mg/g roca y una RRF de 3 a 10 [86].

El periodo inicial de inyección evaluado en la simulación fue de uno y dos años con 4 a 10 % del VP [89]. La predicción de CDG se ejecuta durante 10 años, empezando en 2011 hasta 2021. “Los resultados de la simulación predijeron un factor de recuperación de petróleo incremental del 5 % con reducciones del corte de agua entre 1 % al 2 %” [86].

El piloto comenzó con el pozo inyector DK-3 el cual fue el primero en ser inyectado con CDG en junio de 2011 [87]. A septiembre del 2012 se habían inyectado 437000 barriles de CDG en el pozo DK-3, con una reducción del corte de agua de hasta 10 % y una recuperación incremental de petróleo de 50000 barriles. Después de 16 meses de funcionamiento no se detectó ningún polímero en los pozos productores [86]. Actualmente, debido al éxito del proyecto, este se expandió y se decidió inyectar 14,7 % del VP en el pozo DK-3, con una tasa de inyección de 700 a 3000 bbl/día/pozo. En la **Figura 29** se muestra la producción y la respuesta del modelo original en el pozo DK-24 tras la inyección de CDG [87].

Figura 29.

Respuesta en la producción de petróleo en el pozo DK-24



Nota. La figura muestra la producción y la respuesta del modelo original en el pozo DK-24 tras la inyección de CDG. Tomado de: M. Izadi, J. Jimenez, J. Zapata, A. Castillo, J. Pinto y S. Vicente, "Numerical Simulation of crossed-Linked polymer injection in Dina Cretaceous field: a real field case study", *SPE International*, pp. 1-13, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200378-MS>.p.11

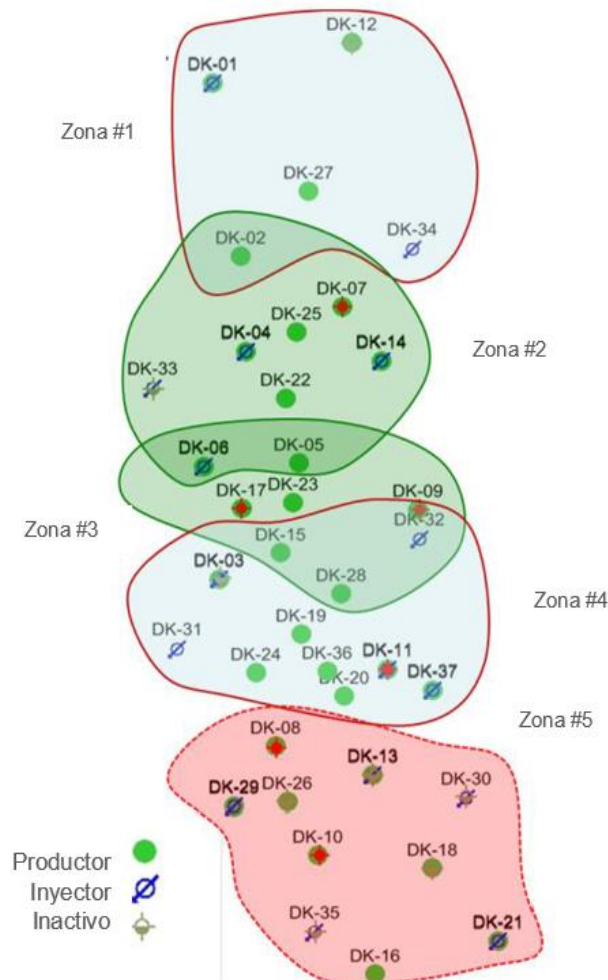
2.2.2. Selección del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

El modelo utilizado para evaluar la inyección de biosurfactante como procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), es un modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, compuesto por los pozos productores DK-19 y DK- 24 y el pozo inyector DK-3, ubicados en la zona central del campo.

Se seleccionó esta área del campo, de acuerdo al análisis realizado por Sandoval [88], en donde se subdividió en cinco zonas el campo Dina Cretaceous (ver **Figura 30**) con el fin inferir cuál era el área más prometedora para evaluar los procesos de recobro químico, en su análisis se revisó la información disponible del campo como el historial de inyección y producción (ver **Figura 31**), el estado e integridad del pozo, la presión del yacimiento y la información geológica. Con base en esta información, las áreas 1 y 5 mostraron menor

potencial para evaluar tecnologías EOR, especialmente la 5, debido a que presenta una alta producción de agua y una baja producción de hidrocarburos. El área 1 tiene un buen potencial para aumentar la producción, sin embargo, presenta pocos pozos instalados, lo que significa un alto espaciamiento entre ellos y por lo tanto un retraso en la respuesta de producción del petróleo, extendiendo el periodo de evaluación del proyecto y el volumen de químico requerido. Por lo tanto, las áreas más prometedoras son la 2, 3 y 4 [88].

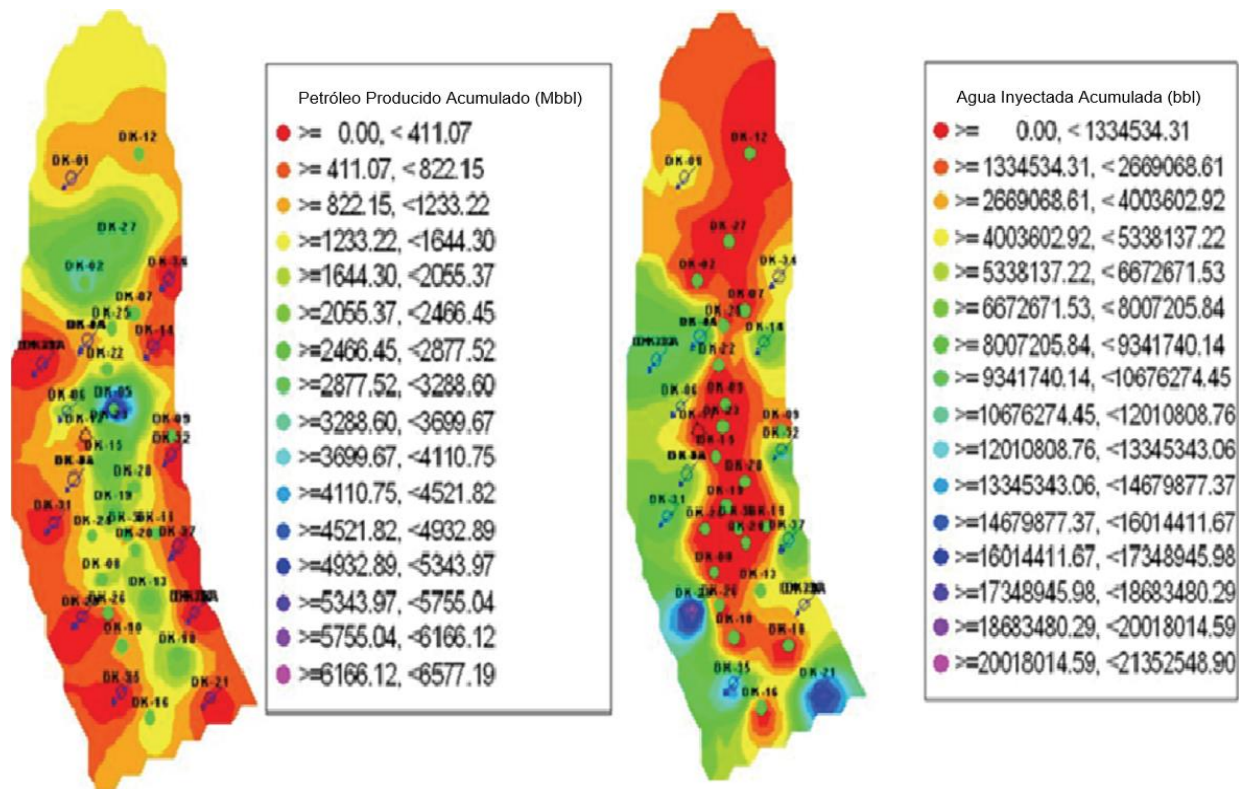
Figura 30.
Subdivisión del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra la subdivisión del campo Dina Cretaceous, para identificar y clasificar las áreas más prometedoras en el recobro químico. Tomado de: R. Castro et al, "Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretaceous field: from pilot design to field implementation and performance", *SPE International*, pp. 1-12, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165273-MS>. P.4

Figura 31.

Inyección de agua acumulada (derecha) y producción de petróleo acumulada (izquierda) a abril de 2009 en el campo Dina Cretaceous.



Nota. La figura muestra la Inyección de agua acumulada (derecha) y producción de petróleo acumulada (izquierda) en el campo Dina Cretaceous a abril de 2009. Tomado de: J. Sandoval et al, "Dina Cretaceous field chemical EOR: from screening to pilot design", *SPE International*, pp. 1-11, 2010. DOI: 10.2118 / 139200-MS.P. 4

Según Sandoval, los pozos DK-3, DK-4 y DK-6 ubicados en las zonas 2, 3 y 4 fueron identificados como los inyectores más prometedores, "sin embargo, los pozos DK-4 y DK-6 fueron descartados debido a una reciente instalación de terminaciones selectivas" [86]. Por tal razón el modelo sectorial seleccionado, está compuesto por los pozos productores DK-19 y DK- 24 y el pozo inyector DK-3.

2.2.3. Descripción del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

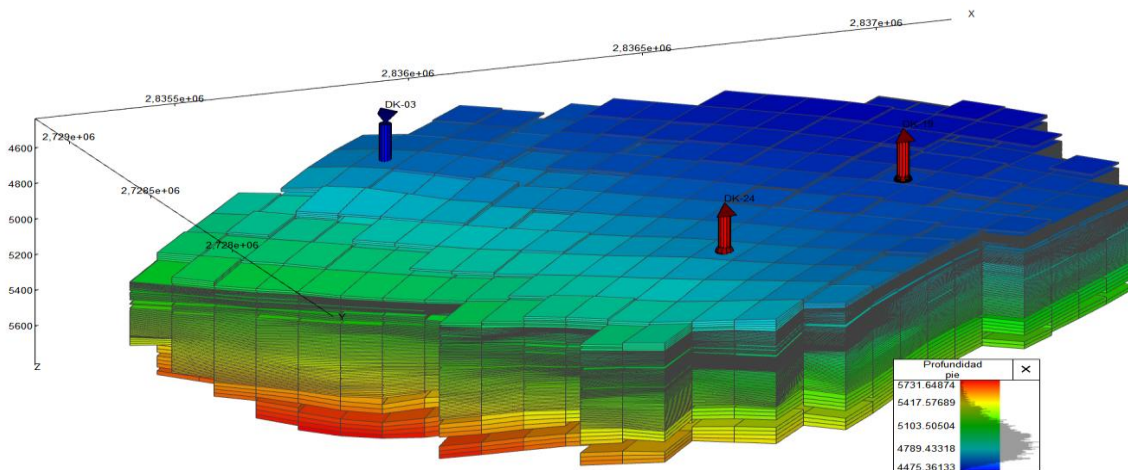
A continuación, se presenta la distribución espacial de las propiedades más importantes del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, utilizado para realizar la simulación de

la inyección de polímero, surfactante y biosurfactante. Dicho Modelo fue elaborado por la empresa Ecopetrol en el año 2020 y extraído del software tNavigator [90].

2.2.3.a. Descripción del modelo estático del campo Dina Cretaceous. La malla del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous utilizada para evaluar la inyección de biosurfactante como procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), está compuesta por 15332 celdas activas con una dimensión de 3 ft de espesor y 100 ft de lado cada una, distribuidas de la siguiente forma: 14 celdas en el eje X, 18 en Y y 416 en el eje Z como se observa en la **Figura 32**. El modelo sectorial tiene una profundidad máxima y mínima de 5731,6 ft y 4475,4 ft, respectivamente.

Figura 32.

Malla del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

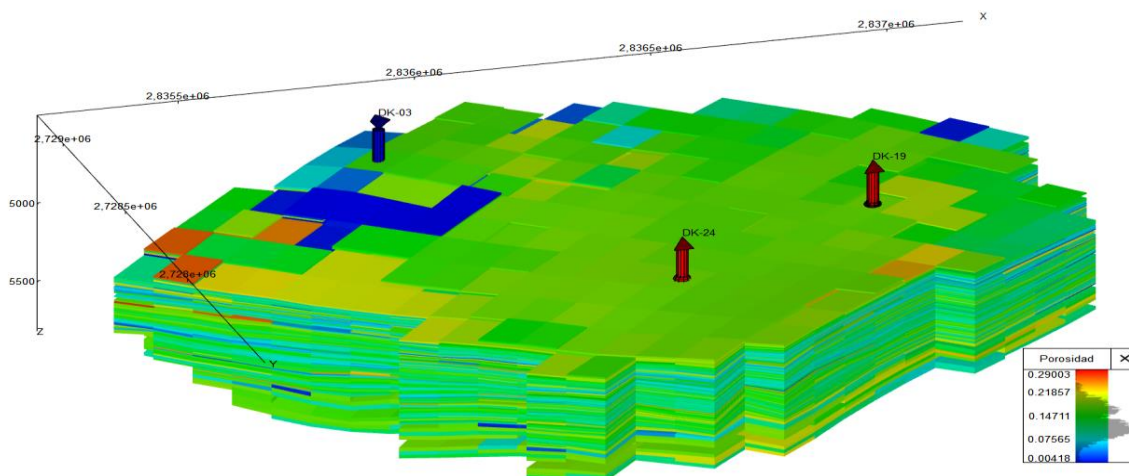


Nota. La figura muestra la malla 3D de simulación para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

2.2.3.b. Descripción de las propiedades petrofísicas del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. A continuación, se presenta la distribución espacial de las propiedades estáticas más importantes del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

- Distribución de Porosidad. En la **Figura 33** se muestra la distribución espacial de la porosidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous y en la **Tabla 16** se observa el resumen estadístico de esta propiedad.

Figura 33.
Distribución de porosidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra la malla 3D para la distribución de la porosidad del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Tabla 16.
Estadísticas de porosidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

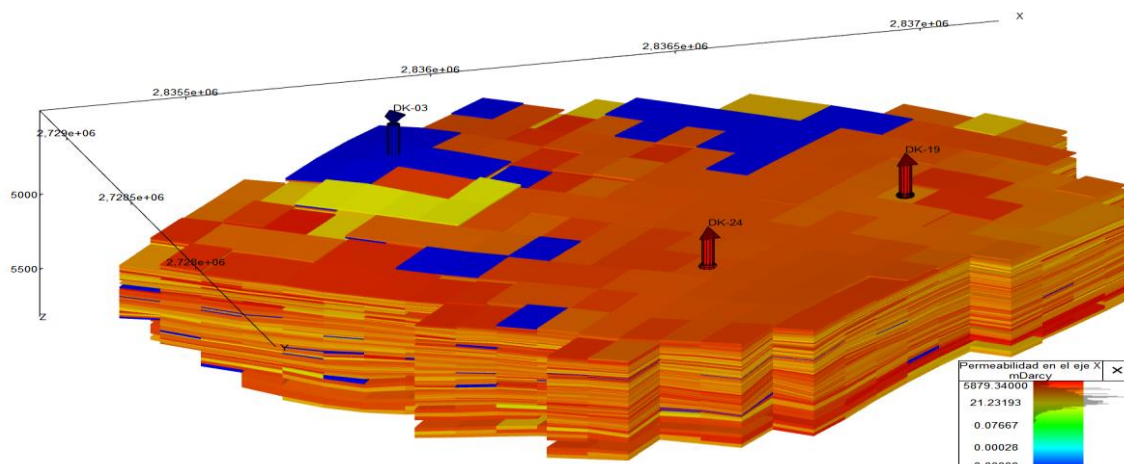
Estadísticas	Porosidad
Promedio	0,1294
Desviación estándar	0,0438
Mín.	0,0041
Máy.	0,2900

Nota. La tabla muestra las estadísticas de la distribución de porosidad para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

- **Distribución de Permeabilidad.** La distribución espacial de la permeabilidad del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, se muestra en la **Figura 34** y en la **Tabla 17** se observa el resumen estadístico de esta propiedad.

Figura 34.

Distribución de permeabilidad en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra la malla 3D para la distribución de la permeabilidad del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Tabla 17.

Estadísticas de permeabilidad para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Estadísticas	Permeabilidad (mD)
Promedio ejes x	91,593
Promedio ejes y	45,797
Promedio eje z	4,5797
Desviación estándar ejes x	207,99
Desviación estándar ejes y	104
Desviación estándar eje z	10,4
Mín. ejes x	0
Mín. ejes y	0
Mín. eje z	0
Máx. ejes x	1959,8
Máx. ejes y	979,89
Máx. eje z	97,989

Nota. La tabla muestra las estadísticas de la distribución de permeabilidad en los ejes X, Y, Z para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

2.2.3.c. Descripción de las propiedades PVT del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. El modelo utilizado para la simulación es un Modelos Black-Oil. A continuación, se presentan las propiedades más importantes de los fluidos (agua, petróleo, gas) en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. Algunas de estas

propiedades son la viscosidad, la solubilidad del gas en el petróleo y el factor volumétrico (FVF). En la **Tabla 18** se presentan las propiedades del agua, en la **Figura 35** se muestran las propiedades del petróleo y en la **Figura 36** las del gas.

Tabla 18.

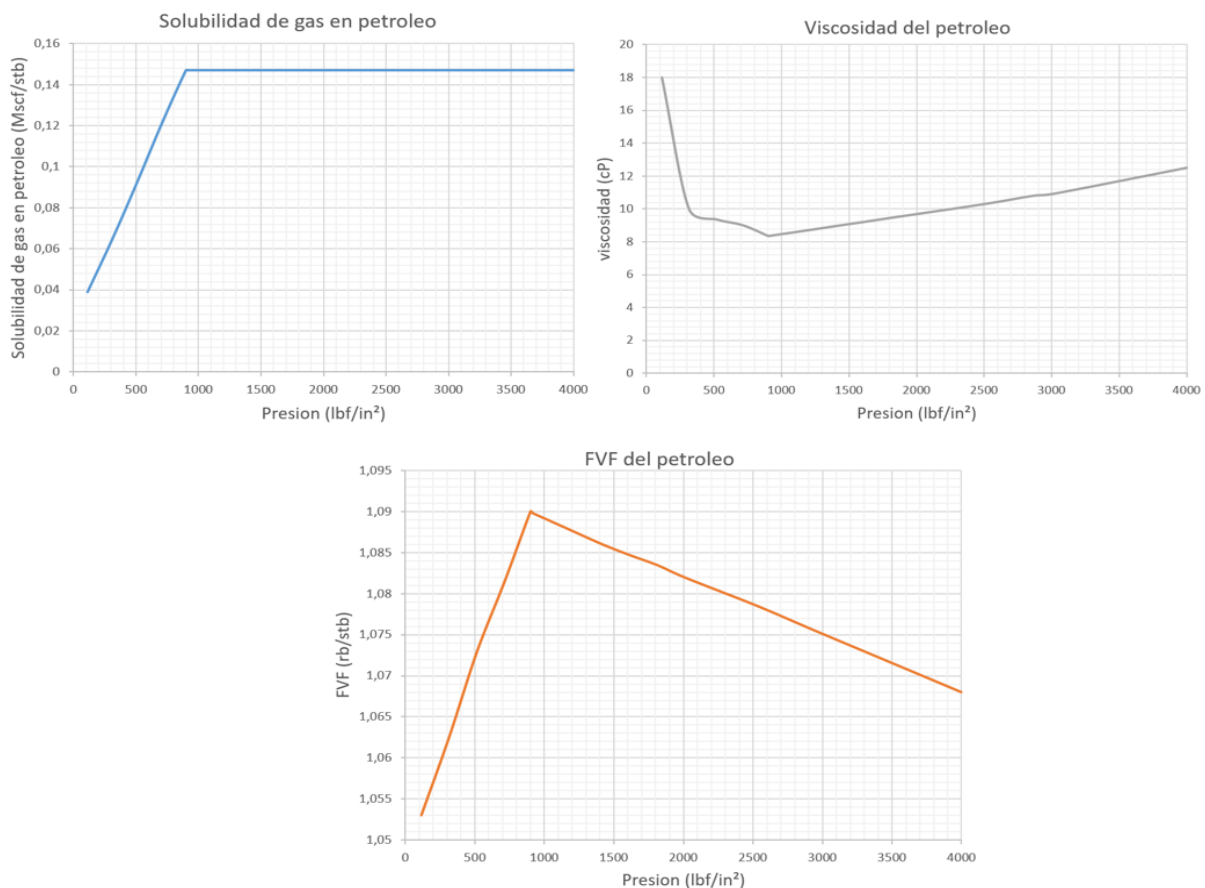
Propiedades del agua en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Presión (lbf/in ²)	FVF (rb/stb)	Viscosidad (cP)
2800	1,047	0,45

Nota. La tabla muestra las propiedades del agua para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Figura 35.

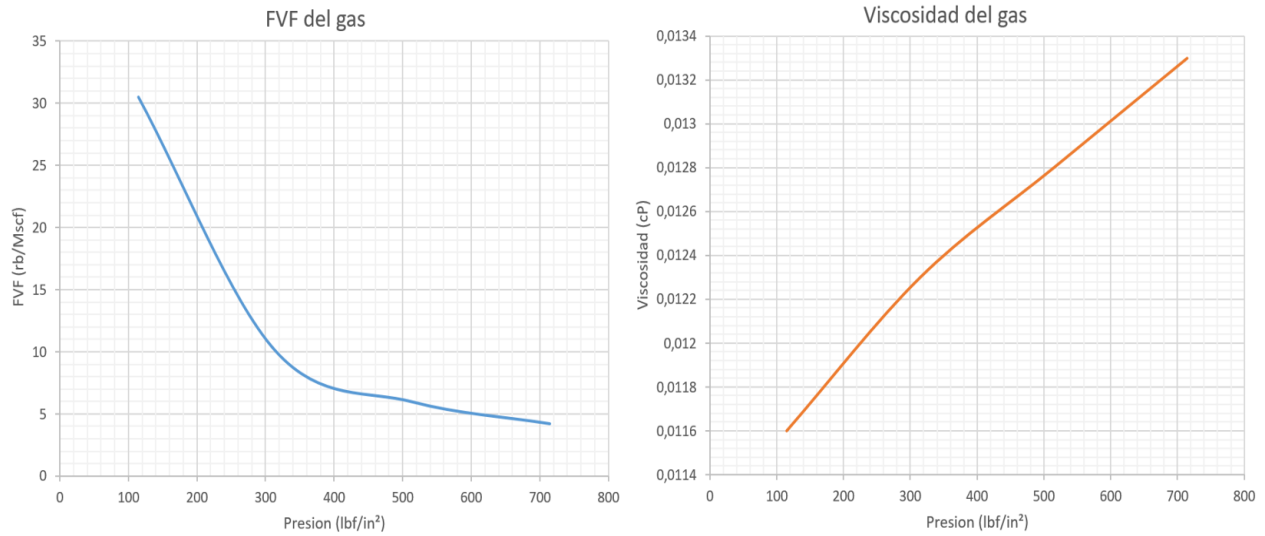
Propiedades del petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra las propiedades del petróleo para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Figura 36.

Propiedades del gas en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



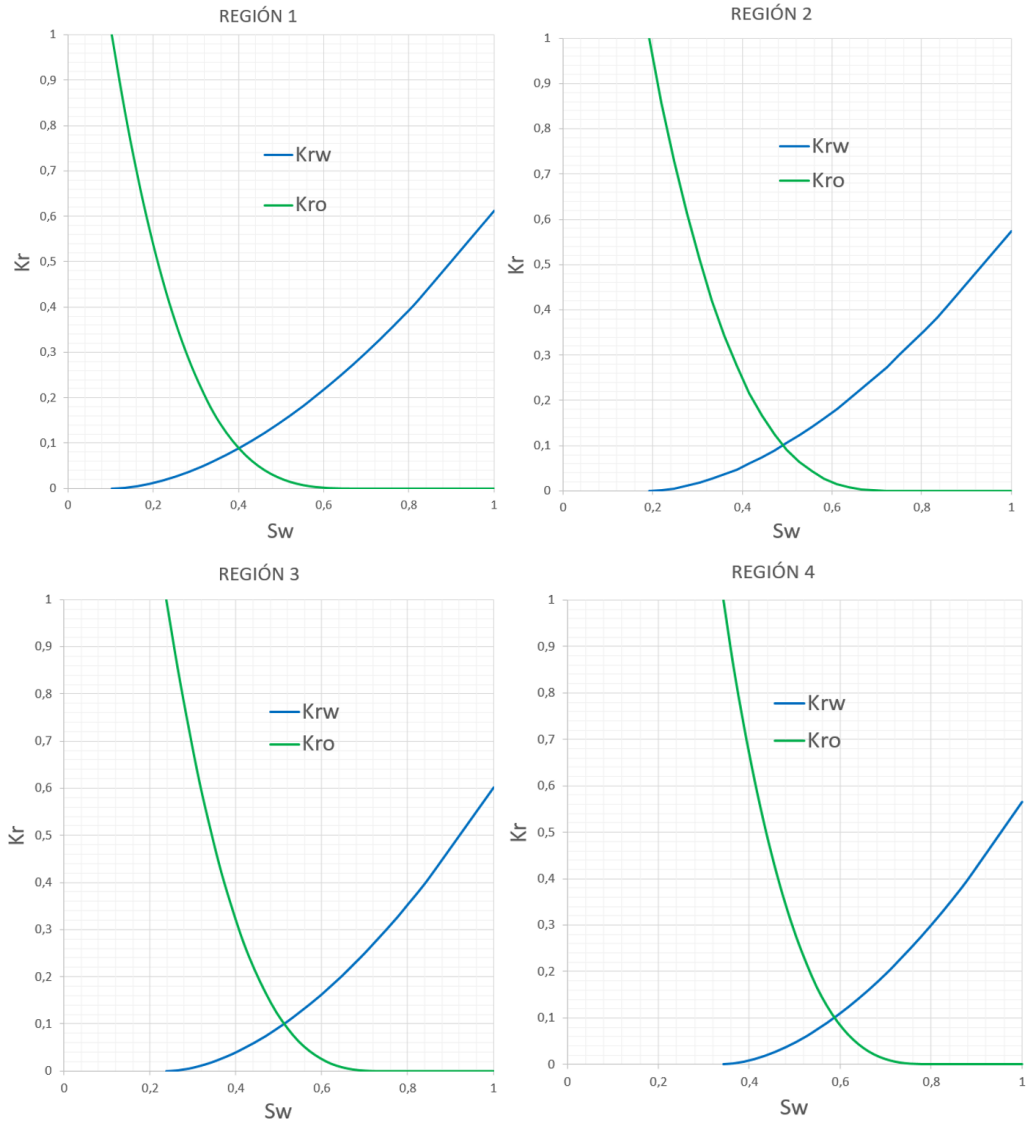
Nota. La figura muestra las propiedades del gas para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

2.2.3.d. Descripción de las propiedades roca-fluido del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. A continuación, se presentan las curvas de permeabilidad relativa del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous y la distribución espacial de las propiedades dinámicas más importantes como la saturación y la presión.

- Permeabilidad relativa. En la **Figura 37** se muestran las curvas de permeabilidad relativa del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous y en el **Anexo 1** se muestra las tablas correspondientes a dichas figuras. Son cuatro curvas de permeabilidad debido a que la formación productora del campo está subdividida en cuatro unidades de flujo.

Figura 37.

Curvas de permeabilidad relativa del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra las curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

En las curvas de permeabilidad relativa se logra identificar la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), la saturación de petróleo residual (S_{or}), la permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible ($K_{ro@S_{wirr}}$) y la permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual ($K_{rw@S_{or}}$). En las **Tabla 19** se

muestran los End-point para cada curva de permeabilidad relativa pertenecientes al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Tabla 19.

End-point del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

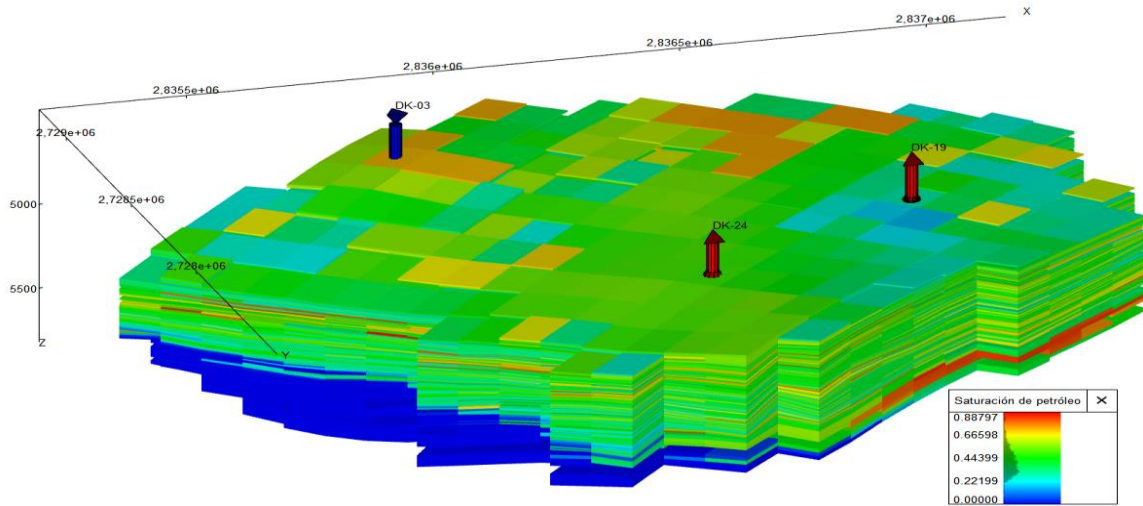
Región 1	
Swirr	0,102
Sor	0,33
Kro@Swirr	1
Krw@Sor	0,27
Región 2	
Swirr	0,192
Sor	0,25
Kro@Swirr	1
Krw@Sor	0,3
Región 3	
Swirr	0,238
Sor	0,25
Kro@Swirr	1
Krw@Sor	0,3
Región 4	
Swirr	0,343
Sor	0,2
Kro@Swirr	1
Krw@Sor	0,3

Nota. La Tabla muestra los End-point de las curvas de permeabilidad relativa del campo Dina Cretaceous. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

- Distribución de Saturación de petróleo. En la **Figura 38** se muestra la distribución espacial de la saturación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous y en la **Tabla 20** se observa el resumen estadístico de dicha propiedad. Por otro lado, el modelo sectorial del campo cuenta con 8,65 millones de barriles de reservas de petróleo a condiciones de yacimiento.

Figura 38.

Distribución de saturación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra la malla 3D para la distribución de la saturación de petróleo del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Tabla 20.

Estadísticas de la saturación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Estadísticas	Saturación
Promedio	0,4448
Desviación estándar	0,1409
Mín.	0
Máy.	0,8879

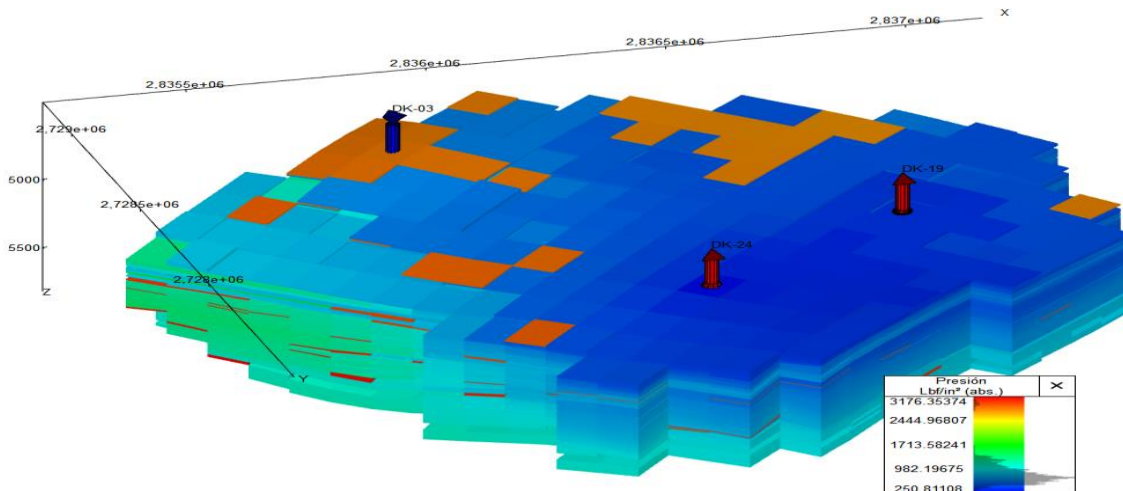
Nota. La tabla muestra las estadísticas de la distribución de la saturación de petróleo para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

- **Distribución de Presión.** En la **Figura 39** se muestra la distribución espacial de la presión en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous y en la **Tabla 21** se encuentra el resumen estadístico de dicha propiedad. La presión promedio del yacimiento tiene un valor de 847,43 psi a enero de 2020, se observa que la presión del yacimiento ha disminuido drásticamente en comparación a la presión inicial (2800 psi), por esa razón es necesario realizar procesos de inyección de agua con el

objetivo de aumentar la presión del campo y de esta manera mejorar la tasa de producción de petróleo.

Figura 39.

Distribución de la presión en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous



Nota. La figura muestra la malla 3D para la distribución de la presión del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

Tabla 21.

Estadísticas de la presión en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Estadísticas	Presión (psi)
Promedio	847,43
Desviación estándar	340,67
Mín.	250,81
Máx.	3176,4

Nota. La tabla muestra las estadísticas de la distribución de la presión para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a enero de 2020. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

2.2.3.e. Descripción de las condiciones iniciales del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. A continuación, se presentan las condiciones de inicialización del equilibrio que utiliza el simulador en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous para calcular la presión y saturación de cada una de las fases [38]. Dichas condiciones son la profundidad, la presión, la profundidad del contacto agua petróleo (WOC) y la profundidad del contacto gas petróleo (GOC) (ver **Tabla 22**). De acuerdo a esta información se puede establecer que en el modelo sectorial no hay una capa de gas.

Tabla 22.
Condiciones iniciales

Profundidad (ft)	Presión (psi)	WOC (ft)	GOC (ft)
5300	3050	5150	0
5300	3050	5400	0

Nota. La tabla muestra las condiciones de inicialización para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

2.2.3.f. Descripción de los pozos que conforman al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. El modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, está compuesto por los pozos productores DK-19 y DK- 24 y el pozo inyector DK-3, el cual fue un pozo productor desde el año 1971 hasta 1989 y posteriormente pasó a ser un pozo inyector. Por otro lado, el pozo DK-19 empezó su producción en 1980 y el pozo DK-24 en 1985 [90]. Actualmente estos pozos están en actividad, siendo los pozos DK-3 y DK-24 los que presentan más datos reportados en la literatura.

2.2.4. Propiedades del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous frente a el Screening para la inyección de polímeros y surfactantes

Una vez determinadas las propiedades petrofísicas más importantes del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, se comparan los criterios básicos que se deben tener en cuenta al momento de implementar las técnicas de inyección de polímero y surfactante. Las propiedades del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous son comparados con datos ya establecidos en los que otros campos han obtenido éxito en el desarrollo de estas técnicas.

Tabla 23.
Screening para la inyección de polímeros y surfactantes

Propiedad	Dina Cretaceous	Inyección polímero	Inyección surfactante	Aplica	Ref
°API	21	15-25	14-35	Si	[87] [9] [30] [74]
Viscosidad del petróleo (cP)	11	10-150	<35	Si	[87] [30] [74]
Permeabilidad (mD)	91,593	>20	>20	Si	[90] [9] [75]
Temperatura del yacimiento (F)	152	140-200	<250	Si	[87] [30] [9]

Tabla 23. Continuación

Salinidad (ppm)	7000	<100000	<50000	Si	[87] [31] [75]
So (%)	44,48	>50	>25	Si	[90] [30] [74]
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Si	[87] [9]
Profundidad (ft)	4925	< 9000	<8500	Si	[90] [9] [75]

Nota. La tabla muestra los criterios básicos que se deben tener en cuenta al momento de implementar la inyección de polímeros y surfactantes en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

En la **Tabla 23** se puede observar que el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous cumple con los criterios básicos para implementar la inyección de polímeros y surfactantes como técnica de recobro químico. Sin embargo, para realizar la inyección de polímero se presenta una saturación de petróleo menor a la deseada, no obstante, esto no impide que se pueda realizar la inyección de polímero, posiblemente lo que puede ocurrir es que se movilice una menor cantidad de hidrocarburo, debido a que al ser un yacimiento maduro en el que ya se han realizado otros procesos de recuperación mejorada, el modelo presenta una menor saturación de petróleo. Por otro lado, el proceso de inyección de surfactante, seguido por un bache de polímero, cumple con todos los criterios necesarios, por lo tanto, este será el proceso que se desea ejecutar en la simulación, con el objetivo de disminuir la saturación de petróleo residual y así mejorar la recuperación de petróleo.

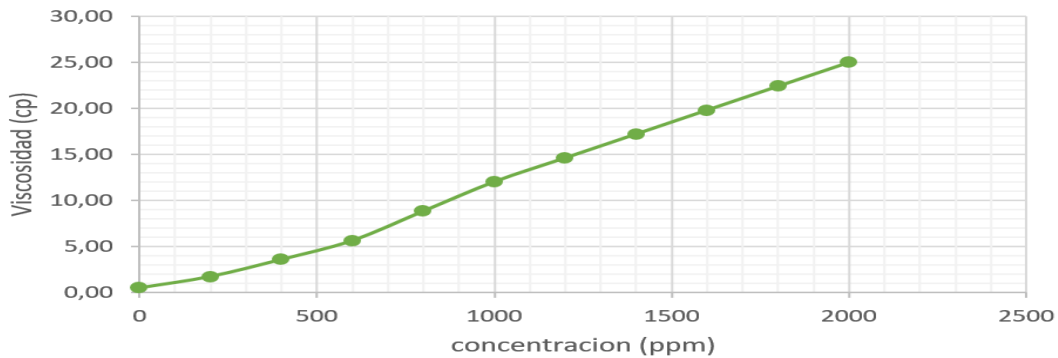
Realizar la inyección del surfactante, seguida por un bache de polímero representa posiblemente una oportunidad de mejora para el yacimiento, debido a que la inyección solamente de polímero, como se ha realizado hasta el momento en el campo, no logra disminuir la saturación de petróleo residual [9]. Una inyección combinada permite mejorar la recuperación de petróleo debido a que, el polímero tiene la capacidad de reducir la movilidad del agua, para evitar exceso de producción de este fluido y el surfactante disminuye la tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo para permitir que el petróleo que antes se encontraba atrapado pueda fluir [12].

2.3. Descripción las propiedades del polímero que serán usadas en la simulación

El polímero A tiene un peso molecular de 8000 g/mol. En el **Anexo 2** y el la **Figura 40** se muestra el comportamiento de la viscosidad de dicho polímero a diferentes concentraciones, esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave PLYVISC y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación [91].

Figura 40.

Viscosidad del polímero A

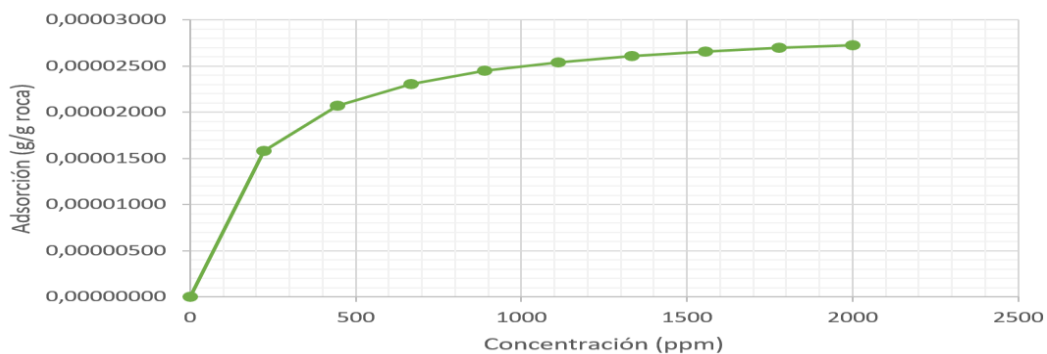


Nota. La figura muestra la viscosidad del polímero A. Tomado de: ECOPETROL. “*Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

En la **Anexo 3** y en la **Figura 41** se observa el comportamiento de la adsorción a diferentes concentraciones del polímero A, esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave PLYADS y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación [91].

Figura 41.

Adsorción del polímero A



Nota. La figura muestra la adsorción del polímero A. Tomado de: ECOPETROL. “*Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

En la **Tabla 24** se muestran las propiedades con las que se realiza la inyección del polímero A, dicha información es incluida en el simulador con la palabra clave PLYROCK. Se utiliza un volumen de poro inaccesible igual al 10% del volumen del poroso, debido a que Sheng afirma que este valor usualmente se encuentra en un rango de 1 a 30% [12], adicionalmente se define un índice de adsorción de 1, indicando que la desorción puede tener lugar si la concentración de polímero disminuye. Por último, se especifica la palabra clave PLMIXPAR, con un índice de 1 indicando que la viscosidad del agua solo se verá influenciada por el polímero [91].

Tabla 24.
Propiedades del polímero A

PLYROCK				
VP inaccesible	RRF	Densidad de la roca (lb/rbbl)	Índice Adsorción	Max Adsorción (lb/lb)
0,1	2	928,8435	1	0,00003

Nota. La tabla muestra las propiedades del polímero A. Tomado de: ECOPETROL. “Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

2.4. Descripción las propiedades del surfactante que serán usadas en la simulación

El surfactante utilizado para realizar la simulación es un tensoactivo con un peso molecular de 229,41 g/mol, compuesto por “sulfonato aniónico, del cual 50 % en peso es contenido activo, 16,8 % es aceite sin sulfonato, 31,2 % es contenido volátil y 2 % es sal inorgánica” [92]. Dicho surfactante es utilizado en la tesis de pregrado [92] realizada por Contreras y León con la Universidad de América en 2017.

Se escogió este surfactante debido a que, tras realizar estudios experimentales a escala de laboratorio, se comprueba su eficacia en los procesos de recobro mejorado, con una concentración micelar crítica (CMC) de 3000 ppm y una alta adsorción en rocas carbonatadas [92]. Adicionalmente se escoge este surfactante debido a que cuenta con la información requerida para realizar la simulación y así evaluar su aplicación en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Contreras y León realizan pruebas de inyección con este surfactante en un modelo de simulación con características similares a las del yacimiento Yariguí Cantagallo. A continuación, en la **Tabla 25** se muestra la semejanza que tiene el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous con el modelo utilizado por estos autores. Al comparar las propiedades, se establece que tienen el mismo tipo de crudo, debido a que los °API son parecidos y un tipo de roca arenisca similar; de esta forma se comprueba que el surfactante usado por Contreras y León se puede utilizar en el modelo sectorial del campo de estudio Dina Cretaceous.

Tabla 25.

Validación para la implementación del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Propiedad	Dina Cretaceous	Yarigui Cantagallo	Ref
°API	21	22	[87] [92]
Viscosidad del petróleo (cP)	11	24	[87] [92]
Rango de Porosidad (%)	12 a 19	15 a 22	[87] [92]
Rango de permeabilidad (%)	10 a 400	105	[87] [92]
Temperatura de yacimiento (F)	152	138	[87] [92]
Salinidad de la formación (ppm)	7000	30 000	[87] [92]
Litología	Arenisca	Arenisca	[87] [92]
Saturación de petróleo residual (%)	20 a 33	23 a 30	[90] [92]

Nota. La tabla compara las propiedades del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous con de las muestras de roca y fluido utilizadas por Contreras y León en su tesis de pregrado en la que utilizan el surfactante.

En la **Tabla 26** se muestra el comportamiento de la tensión interfacial (IFT) del surfactante utilizado en el campo Yarigui Cantagallo [92]. Estos datos son ajustados al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, debido a que la tensión interfacial de las muestras de roca utilizadas por Contreras y León tienen un valor de 29,8 dina/cm, mientras que el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous tiene una IFT de 31,8 dina/cm. Una vez escalados los datos esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave SURFST y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación (ver **Anexo 4**). En la **Figura 42** se muestran los datos de IFT ajustados para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Tabla 26.

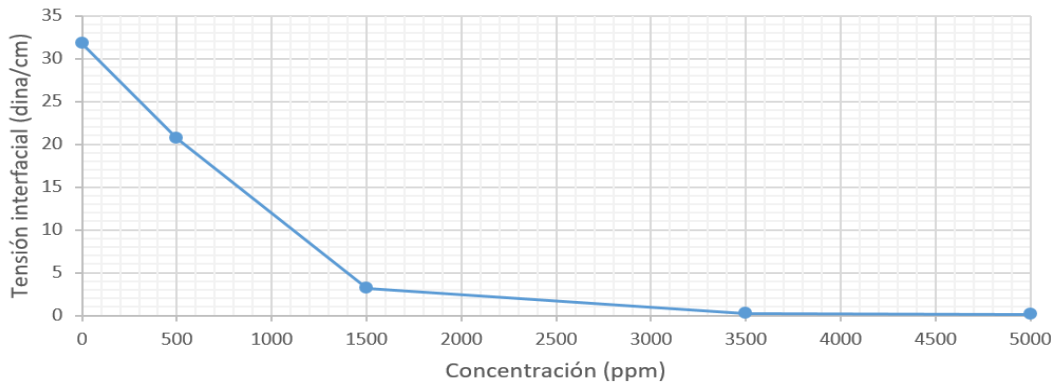
Tensión interfacial del surfactante

Concentración surfactante (ppm)	IFT Yarigui Cantagallo (dina/cm)	IFT Dina Cretaceous (dina/cm)
0	29,8000	31,8000
500	19,3700	20,6700
1500	2,9800	3,1800
3500	0,2235	0,2385
5000	0,1490	0,1590

Nota. La tabla muestra la tensión interfacial del surfactante. Tomado de: A. M. Contreras y M. S. León, Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactantes en el campo Yarigui Cantagallo de Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica, tesis pre. Facultad de Ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017.

Figura 42.

Tensión interfacial del surfactante para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.



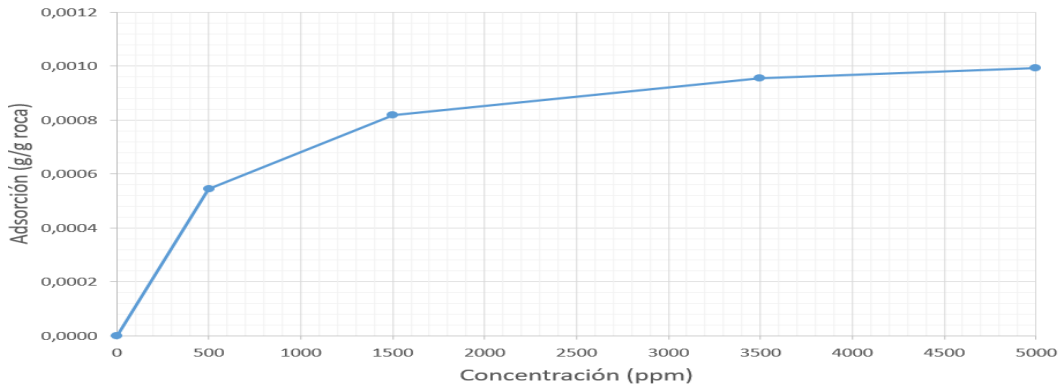
Nota. La figura muestra la tensión interfacial del surfactante ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

En el **Anexo 5** se muestra el ajuste de los end-points en las curvas de permeabilidad relativa a causa de la inyección del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. Una vez ajustados los datos esta información se incluye dentro del simulador.

En el **Anexo 6** y en la **Figura 43** se observa el comportamiento de la adsorción a diferentes concentraciones del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina

Cretaceous, esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave SURFADS y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación.

Figura 43.
Adsorción del surfactante



Nota. La figura muestra la adsorción del surfactante ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

En la **Tabla 27** se observa los valores del número capilar (N_c) utilizados para la simulación, dicha propiedad es calculada (ver **Anexo 7**) e incluida con la palabra clave SURFCAPD.

Tabla 27.
Número capilar del surfactante

Concentración surfactante (ppm)	IFT (dina/cm)	N_c	$N_c\text{-log10}$
0	31,8000	4,888E-10	-9,3109
500	20,6700	7,520E-10	-9,1238
1500	3,1800	4,888E-09	-8,3109
3500	0,2385	6,517E-08	-7,1859
5000	0,1590	9,776E-08	-7,0099

Nota. La tabla muestra el número capilar del surfactante ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

2.5. Descripción de las propiedades del biosurfactante que serán usadas en la simulación

El Biosurfactante utilizado para realizar la simulación es un tensoactivo natural producido a partir del pericarpio de la fruta del árbol *Sapindus saponaria*, por medio de una extracción Soxhlet con metanol como solvente. Este biosurfactante es caracterizado en la tesis de maestría [67] realizada por Rodríguez con la Universidad Nacional de Colombia en 2019. La materia prima utilizada para extraer el biosurfactante, es una especie colombiana que se puede encontrar en el departamento del Huila, lugar donde también se encuentra el campo de estudio Dina Cretaceous.

Se escogió este biosurfactante debido a que, tras realizar estudios experimentales a escala de laboratorio, Rodríguez comprueba la eficacia de este tipo de tensoactivo en los procesos de recobro mejorado (ver sección 1.3.11.e). Adicionalmente este proyecto de grado cuenta con la información requerida para realizar la simulación del biosurfactante y así evaluar su aplicación en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Los estudios mostrados en la tesis de maestría [67] revelan que el extracto obtenido tiene un alto contenido de saponinas. Por lo tanto, según Shahri este surfactante es de tipo no iónico natural y biodegradable, que logra disminuir la tensión interfacial [71]. De acuerdo a Yoong, las saponinas son sustancias muy polares de naturaleza anfífilica a las que se le atribuyen propiedades tensoactivas [46]. Shahri también afirma que las saponinas, en comparación con los tensoactivos sintéticos, tienen un menor costo y adicionalmente son biodegradables, por lo tanto no tiene efectos adversos sobre el medio ambiente, lo cual es una característica favorable [71].

El biosurfactante seleccionado se conoce como saponinas esteroidales (ST), tiene una concentración micelar crítica (CMC) de 400 ppm y una adsorción total de 0,22 mg/g de roca a 3000 ppm. Los resultados mostrados por Rodríguez revelan que el tensoactivo ST logró disminuir la tensión interfacial en el sistema agua-petróleo un 82 %, lo cual

refleja el potencial que tiene este biosurfactante en los procesos de recobro mejorado. Adicionalmente, tras realizar pruebas de estabilidad térmica se comprobó que el biosurfactante ST se puede utilizar en campos con temperaturas entre los 60 y 150 °C, debido a que su descomposición inicia a los 240 °C [67].

Rodríguez realiza las pruebas de inyección con este biosurfactante en muestras de roca con características típicas a las de un yacimiento del piedemonte llanero. A continuación, en la **Tabla 28** se muestra la semejanza que tiene el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous con las muestras que fueron utilizadas por Rodríguez. Al comparar las propiedades, se establece que tienen el mismo tipo de crudo, debido a que los °API son parecidos y un tipo de roca arenisca similar, de esta forma se comprueba que el biosurfactante ST caracterizado por Rodríguez se puede utilizar en el campo de estudio Dina Cretaceous.

Tabla 28.

Validación para la implementación del biosurfactante ST en el campo Dina Cretaceous

Propiedad	Dina Cretaceous	Muestras	Ref
°API	21	20	[87] [67]
Rango de Porosidad (%)	12 a 19	11 a 15	[87] [67]
Temperatura de yacimiento (F)	152	176	[87] [67]
Salinidad (ppm)	7000	5000	[87] [67]
Litología	Arenisca	Arenisca	[87] [67]

Nota. La tabla compara las propiedades del campo Dina Cretaceous con de las muestras de roca y fluido utilizadas por Rodríguez en su tesis de maestría en la que caracteriza a el biosurfactante ST.

En la **Tabla 29** se muestra el comportamiento de la tensión interfacial (IFT) del biosurfactante ST en las muestras utilizadas por la tesis [67]. Estos datos son ajustados al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, debido a que la tensión interfacial de las muestras de roca utilizadas por Rodríguez tienen un valor de 14 dina/cm y el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous tienen una IFT de 31,8 dina/cm. Una vez escalados los datos esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave SURFST y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación (ver **Anexo 4**). En la **Figura 44** se muestran los datos de IFT ajustados al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Tabla 29.

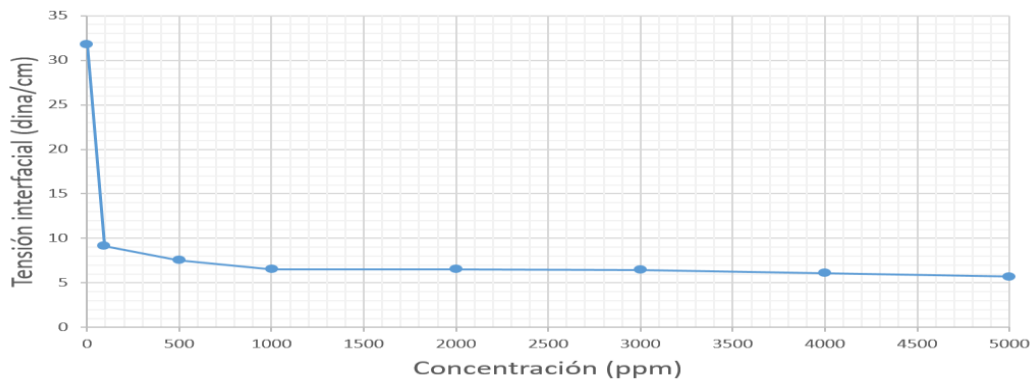
Tensión interfacial del biosurfactante ST

Concentración Biosurfactante (ppm)	IFT muestras (dina/cm)	IFT Dina Cretaceous (dina/cm)
0	14	31,8
92,8	4,03	9,1539
500	3,32	7,5411
1000	2,87	6,5190
2000	2,87	6,5190
3000	2,85	6,4736
4000	2,69	6,1101
5000	2,51	5,7013

Nota. La tabla muestra la tensión interfacial del biosurfactante ST. Tomado de: Y. Rodríguez, Obtención y evaluación de un ecotensoactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo, tesis mag, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2019.

Figura 44.

Tensión interfacial del biosurfactante ST para el al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

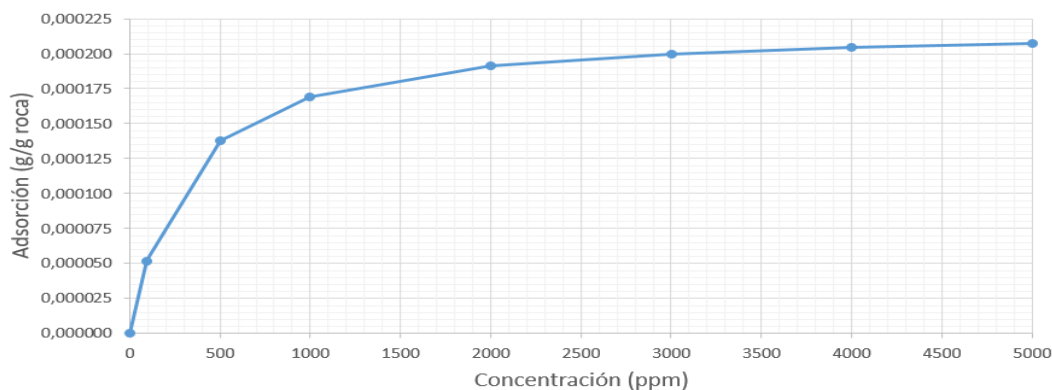


Nota. La figura muestra la tensión interfacial del biosurfactante ST ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

En el **Anexo 5** se muestra el ajuste de los end-points en las curvas de permeabilidad relativa a causa de la inyección del biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous. Una vez ajustados los datos esta información se incluye dentro del simulador.

En el **Anexo 6** y en la **Figura 45** se observa el comportamiento de la adsorción a diferentes concentraciones del biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, esta información se incluye dentro del simulador con la palabra clave SURFADS y con las unidades requeridas para poder ejecutar la simulación.

Figura 45.
Adsorción del biosurfactante ST



Nota. La figura muestra la adsorción del biosurfactante ST ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

En la **Tabla 30** se observa los valores del número capilar (N_c) utilizados para la simulación, dicha propiedad es calculada (ver **Anexo 7**) e incluida con la palabra clave SURFCAPD.

Tabla 30.
Número capilar del biosurfactante ST

Concentración Biosurfactante (ppm)	IFT (dina/cm)	N_c	$N_c\text{-log10}$
0	31,8000	4,88786E-10	-9,3109
92,8	9,1539	1,69802E-09	-8,7701
500	7,5411	2,06115E-09	-8,6859
1000	6,5190	2,38432E-09	-8,6226
2000	6,5190	2,38432E-09	-8,6226
3000	6,4736	2,40106E-09	-8,6196
4000	6,1101	2,54387E-09	-8,5945
5000	5,7013	2,7263E-09	-8,5644

Nota. La tabla muestra el número capilar del biosurfactante ST para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

3. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, SURFACTANTES Y BIOSURFACTANTES

En este último capítulo, se simula la inyección del polímero, surfactante y biosurfactante en un modelo sectorial del campo Dina Cretaceous por medio del programa computacional tNavigator, en dicha simulación se realiza una serie de análisis de sensibilidad con el objetivo de determinar cuál es el mejor escenario para implementar la inyección del biosurfactante. Al finalizar se compara el volumen de petróleo producido acumulado (N_p) obtenido tras la inyección de un surfactante convencional y el biosurfactante seleccionado.

3.1. Análisis de sensibilidad para la predicción

Según Gilman, el ajuste histórico es el proceso mediante el cual los datos de presión y tasas de inyección o producción de fluidos del modelo de simulación se ajustan a los datos históricos del campo completo [76]. Sin embargo, en este caso al tratarse de un modelo sectorial, el cual es una pequeña porción del campo no se realiza un ajuste histórico, debido a que la condición de presión que tiene el modelo sectorial no representa la del campo completo, en donde se encuentran todos los fluidos y pozos inyectoros aportando energía.

Dado que el objetivo del trabajo de grado es poder evaluar la implementación de un biosurfactante en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, se utiliza un modelo sectorial que permita hacer la predicción del comportamiento de los compuestos químicos inyectados en un modelo con las propiedades petrofísicas del campo Dina Cretaceous al año 2020. Para desarrollar los casos de sensibilidad, se realiza la inyección de agua con los diferentes compuestos químicos en el pozo DK-3, considerando los pozos DK-19 y DK-24 en producción. Sin embargo, se analiza solamente la energía aportada por el pozo inyector DK-3 y la producción del pozo DK-24, se seleccionan estos pozos debido a que presentan mayor información bibliográfica, la cual puede ser comparada con los resultados obtenidos en la simulación.

La predicción del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous se inicia con un caso base en donde los pozos continúan en producción e inyección bajo las condiciones actuales del Campo. La predicción tiene como propósito evaluar el volumen de petróleo producido acumulado (N_p) logrado tras la inyección de un bache de surfactante o biosurfactante seguido por un bache de polímero y agua. Dicho pronóstico se evalúa en un periodo de tiempo de 25 años, iniciando el primero de marzo de 2021 hasta el primero de marzo de 2046.

El caso base se mantiene con una tasa de inyección de agua de 1218 barriles/día, por esa razón el primer escenario de sensibilidad consiste en variar la tasa de inyección de agua de 500 a 4000 barriles/día con un intervalo 500 para encontrar la tasa que representa el mejor volumen de petróleo producido acumulado (N_p). La tasa de inyección de agua seleccionada en este análisis de sensibilidad será utilizada posteriormente para realizar el análisis de la inyección de polímero, surfactante y biosurfactante.

Para evaluar el volumen de producción de petróleo tras la inyección de un bache de surfactante o biosurfactante seguido por un bache de polímero y agua, es necesario primero realizar un análisis de sensibilidad con la inyección de polímero con el propósito de encontrar la concentración y el mejor bache de tiempo, representado por el porcentaje del volumen de poro (%VP), ya que la fecha en la que se debe iniciar y finalizar la inyección se calcula gracias al volumen de poro del modelo sectorial que se desee inyectar, estos cálculos se encuentran en el **Anexo 8**.

Inicialmente se realiza un análisis de sensibilidad con diferentes tasas de inyección de agua y concentraciones de polímero para analizar el comportamiento del petróleo producido acumulado (N_p). Posteriormente una vez identificada la tasa de inyección de agua, se define la concentración del polímero y el tiempo durante el cual se realiza la inyección por medio del porcentaje de volumen de poro. De acuerdo a Paris, la inyección de polímero se debe realizar en un intervalo de 5 a 35 %VP [9]. Sin embargo, Sheng afirma que la recuperación de petróleo incremental depende principalmente de la cantidad de polímero inyectado [12], por esa razón el análisis de sensibilidad para la

inyección de polímero se realiza con una tasa constante de inyección de agua, variando el %VP y la concentración disponible del polímero A, de 500 a 2000 ppm con un intervalo 500. De esta forma se obtendrá la combinación que represente el mejor volumen de petróleo producido acumulado (N_p).

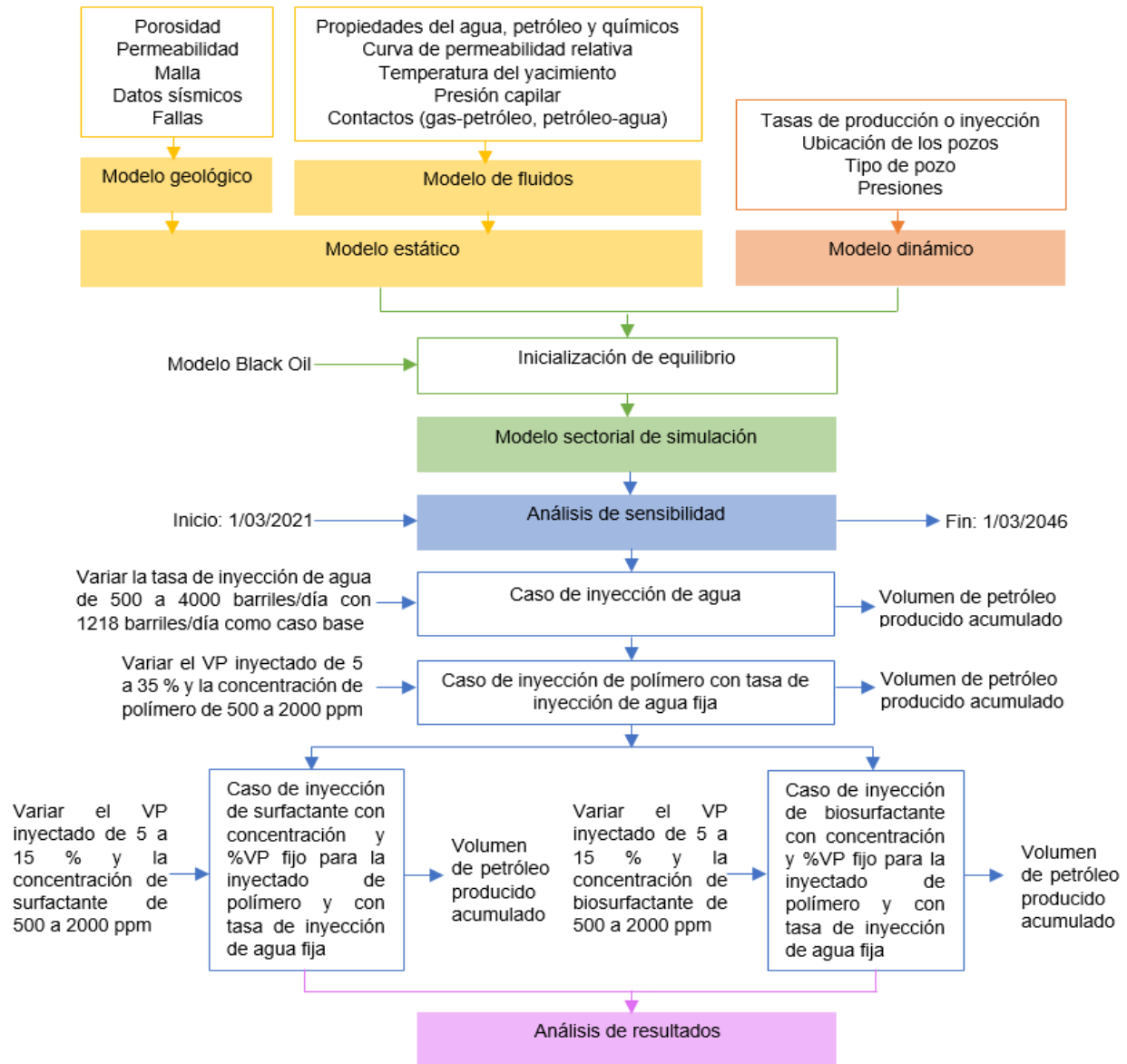
Una vez obtenida la tasa de inyección de agua y la combinación de la concentración y %VP para la inyección de polímero, se inicia la inyección de surfactante y biosurfactante por separado para así poder comparar la cantidad de petróleo producido al implementar cada uno de estos compuestos en los procesos de recobro químico. La fecha en la que se inicia y finaliza la inyección se calcula gracias al volumen de poro que se desee inyectar en el modelo sectorial, estos cálculos se encuentran en el **Anexo 9**.

De acuerdo a Salager la inyección de surfactante se debe realizar en un intervalo de 5 a 15 % del volumen de poro del modelo sectorial [36]. Sin embargo, al igual que en la inyección de polímero, Sheng afirma que la recuperación de petróleo depende de la cantidad de surfactante inyectado [12], por esa razón el análisis de sensibilidad para la inyección de surfactante y biosurfactante se realiza con una tasa constante de inyección de agua, variando el %VP y la concentración de 500 a 2000 ppm con un intervalo 500. De esta forma se obtendrá la combinación que represente el mejor volumen de petróleo producido acumulado (N_p) tanto para el surfactante como para el biosurfactante.

Una vez finalizados los análisis de sensibilidad, se puede comparar el volumen de petróleo recuperado tras el proceso de inyección de surfactante y biosurfactante, seguido por un bache de polímero y agua. De esta manera se evalúa la implementación de los biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, en comparación con un surfactante convencional. En la **Figura 46** se observa el paso a paso para realizar el análisis de sensibilidad en el que se evalúa la implementación de un biosurfactante en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, en un modelo sectorial del campo Dina Cretaceous con el programa computacional tNavigator.

Figura 46.

Diagrama de flujo para realizar los escenarios de sensibilidad



Nota. La figura muestra el paso a paso para realizar los escenarios de sensibilidad.

3.2. Simulación de la inyección de agua

De acuerdo a parís, el petróleo no tiene la capacidad de salir por sí mismo de los poros de la roca, este logra fluir y salir del yacimiento cuando otro fluido lo empuja. El desplazamiento es el proceso en el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, normalmente el fluido desplazante es el agua mientras que el fluido

desplazado es el petróleo. En los procesos de recuperación secundaria, como en la inyección de agua ocurre un desplazamiento inmisible que se divide en dos zonas, una no invadida por el agua inyectada donde se forma un banco de petróleo y otra detrás formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente [9].

Al comienzo de la inyección de agua, la presión en el yacimiento aumenta y se inicia el proceso de desplazamiento para que el petróleo pueda llegar a los pozos productores, eventualmente la tasa de producción de líquido aumenta hasta que se hace igual a la tasa de inyección de agua, posteriormente la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo y el corte de agua aumenta [9]. El proceso finaliza cuando no es económico, se estima que “en un pozo que produce un 80% de corte de agua, el costo de manejo de este fluido puede ascender a \$4 dólares por barril de petróleo producido” [93].

Para definir la tasa de inyección de agua se tiene en cuenta el factor de reemplazamiento de fluidos (VRR), el cual es una relación matemática de la cantidad del fluido inyectado sobre el producido [94]. En este caso se utiliza una condición ideal, con un valor de VRR igual a uno, es decir que en el balance de materia el volumen inyectado de agua es igual al volumen de líquido (agua más petróleo) producido.

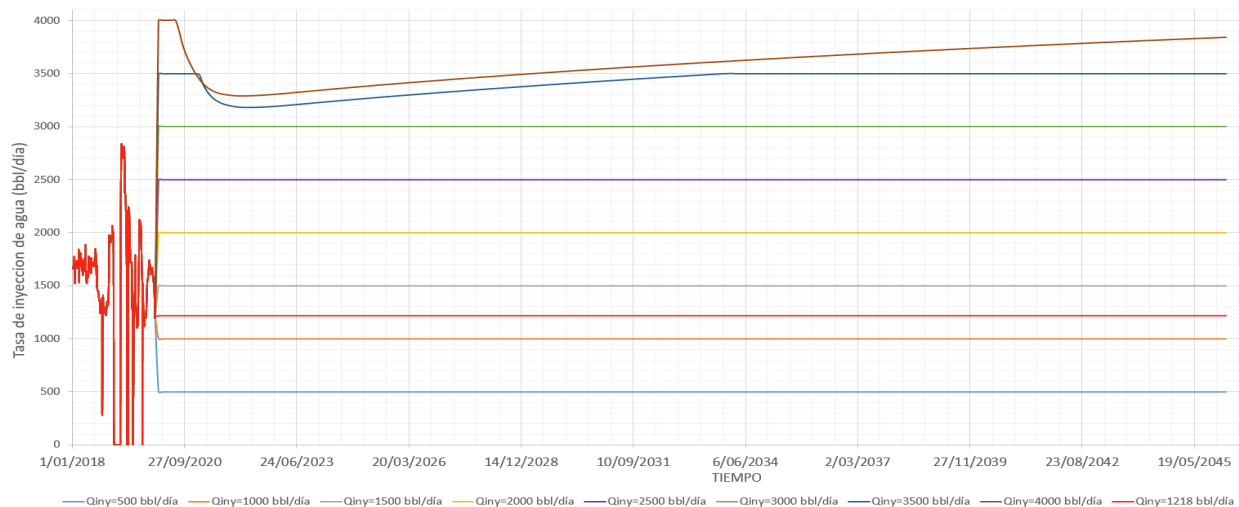
El pronóstico de la inyección de agua inicia el primero de febrero de 2020 y las tasas escogidas para la simulación están en un rango de 500 a 4000 bbl/día con un intervalo de 500, tomando como caso base la inyección de agua de 1218 bbl/día. Se desea realizar este análisis de sensibilidad para escoger la tasa óptima de inyección de agua que logre recuperar la mayor cantidad de petróleo del modelo sectorial, sin exceder la presión de fractura de la formación y logrando mantener el gradiente de presión en el yacimiento para hacer fluir el petróleo hasta la superficie.

La presión de inyección no debe superar a la presión de fractura de la roca, porque se pueden propagar fracturas por donde se escapa la solución inyectada [9]. De acuerdo con el doctor en ingeniería de petróleos Mehdi Izadi, quien es la autoridad técnica en

ingeniería de yacimientos y simulación de la empresa Ecopetrol, el campo Dina Cretaceous tiene una presión de fractura de 4900 psi, por lo tanto, para realizar la simulación de inyección de agua se utiliza un factor de seguridad del 20,4% para obtener una la presión máxima de inyección de 3900 psi. Los cálculos correspondientes se encuentran en el **ANEXO 10**.

En la **Figura 47** se observa que las tasas de 3500 y 4000 bbl/día no logran mantener la tasa de inyección de agua, esto debido a que, con estas tasas el pozo inyector DK-3 superan la presión de fractura y el pozo DK-24 no logra mantenerse el gradiente de presión en el yacimiento. Por lo tanto, para los siguientes escenarios de sensibilidad se analizan las tasas de inyección de agua de 500 a 3000 bbl/día. Este rango de inyección es respaldado por la información reportada en la literatura, ya que actualmente el pozo DK-3 tiene tasas de inyección de 700 a 3000 bbl/día [87].

Figura 47.
Tasa de inyección de agua

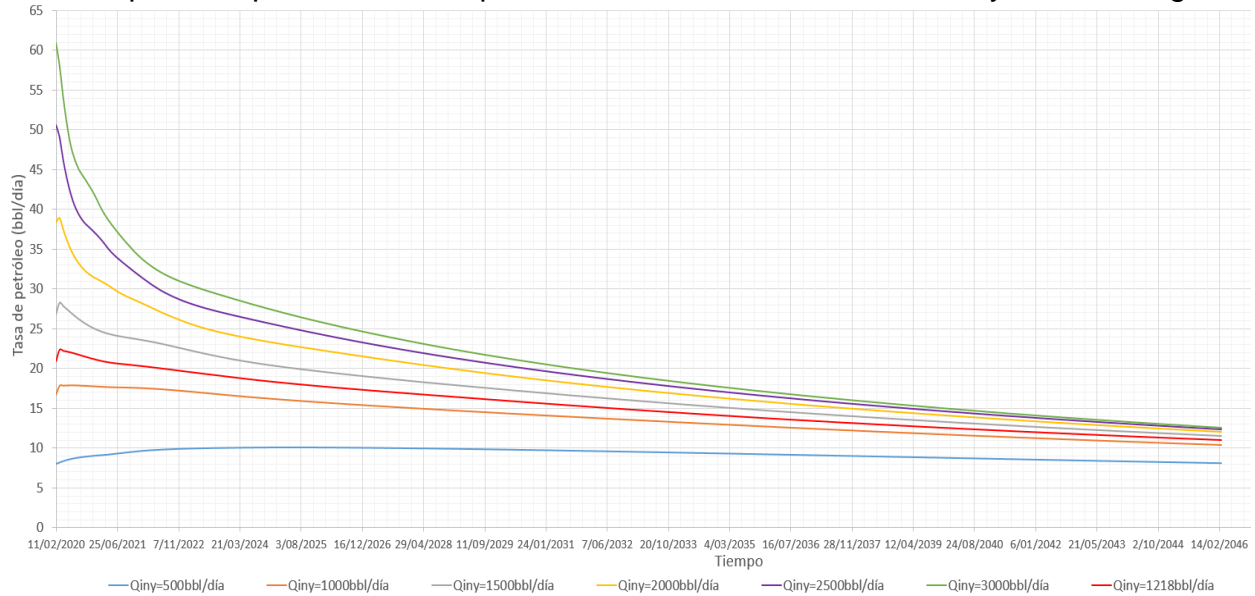


Nota. La figura muestra los escenarios de sensibilidad para la inyección de agua.

Como se mencionó anteriormente y como se observa en la **Figura 48** y **Figura 49**, a medida que aumenta la tasa de inyección de agua, la producción de petróleo aumenta. Sin embargo, para seleccionar la mejor tasa se debe tener en cuenta el corte de agua y la producción acumulada de este fluido, debido a que el proceso debe ser rentable ya que los sistemas de manejo de agua resultan costosos.

Figura 48.

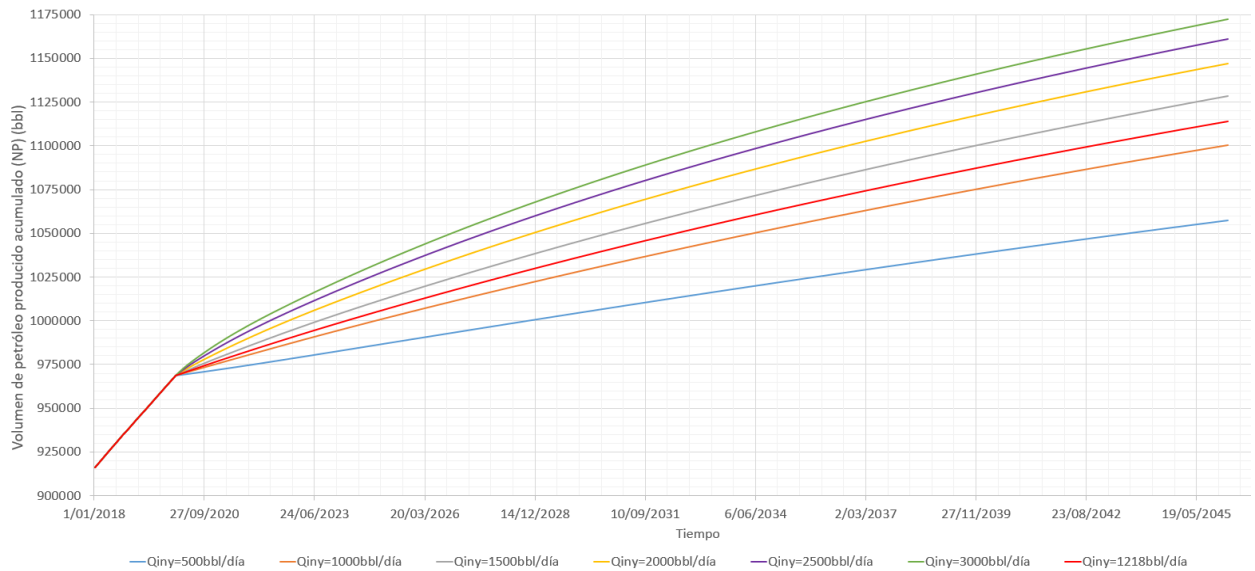
Tasa de petróleo producido en el pozo DK-24 a diferentes tasas de inyección de agua



Nota. La figura muestra las tasas de petróleo producido en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para la inyección de agua.

Figura 49.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes tasas de inyección de agua



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para la inyección de agua.

La **Tabla 31** muestra el resumen de los resultados del volumen de petróleo producido acumulado (N_p), volumen de agua producida acumulada (W_p) y el corte de agua (W_{cut}),

para cada una de las tasas de inyección. De acuerdo a esta información, se selecciona 1500 bbl/día como la mejor tasa de inyección de agua, debido a que con este valor se logra obtener un corte de agua similar al que venía presentado el campo en los últimos años, ya que, para tasas mayores la producción de petróleo no aumenta significativamente y la producción de agua es elevada. Adicionalmente, con una tasa de 1500 bbl/día se logra tener resultados para la inyección de polímero y surfactante dentro del periodo de evaluación del proyecto, ya que para tasas más pequeñas de inyección se requieren un mayor tiempo de evaluación debido al volumen del compuesto químico que se desea inyectar.

Tabla 31.

Resultados del escenario de sensibilidad en el pozo DK-24 para la inyección de agua

Tasa de inyección de agua (bbl/d)	500	1000	1218	1500	2000	2500	3000
NP (millones bbl)	1,0575	1,1003	1,1141	1,1284	1,1469	1,1611	1,1723
WP (millones bbl)	10,2205	11,7686	12,4483	13,3313	14,9036	16,4803	18,0598
Wcut (%)	95,15%	96,88%	97,30%	97,70%	98,20%	98,52%	98,75%

Nota. La tabla muestra los resultados en el pozo DK-24 de los escenarios de sensibilidad para las diferentes tasas de inyección de agua.

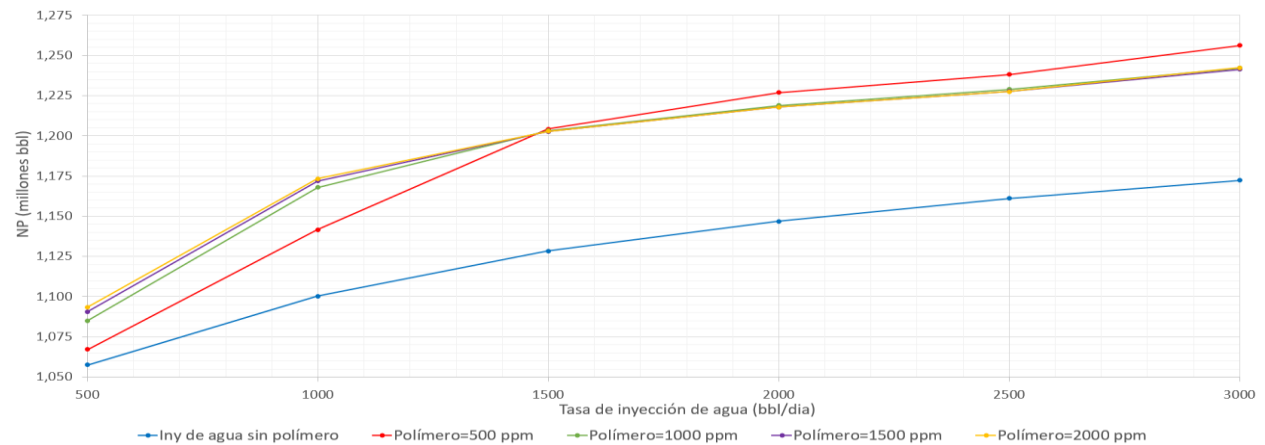
3.3. Simulación de la inyección de polímero

En la simulación para la inyección de polímero, inicialmente se realiza un análisis de sensibilidad a diferentes tasas de inyección de agua y concentraciones de polímero, con el objetivo de analizar el comportamiento del petróleo producido acumulado (Np). El tiempo de inyección de polímero es de 8,6 años y el pronóstico de la producción del pozo DK-24 se evalúa en un periodo de 25 años, iniciando el primero de marzo de 2021 y finalizando el primero de marzo de 2046.

En la **Figura 50** se observa que para cada tasa de inyección hay una mayor producción de petróleo en los casos en donde se inyecta polímero, debido a que este compuesto químico permite un barrido de petróleo más eficiente del que se puede lograr con la inyección de agua, dando como resultado una recuperación de petróleo más alta.

Figura 50.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de polímero



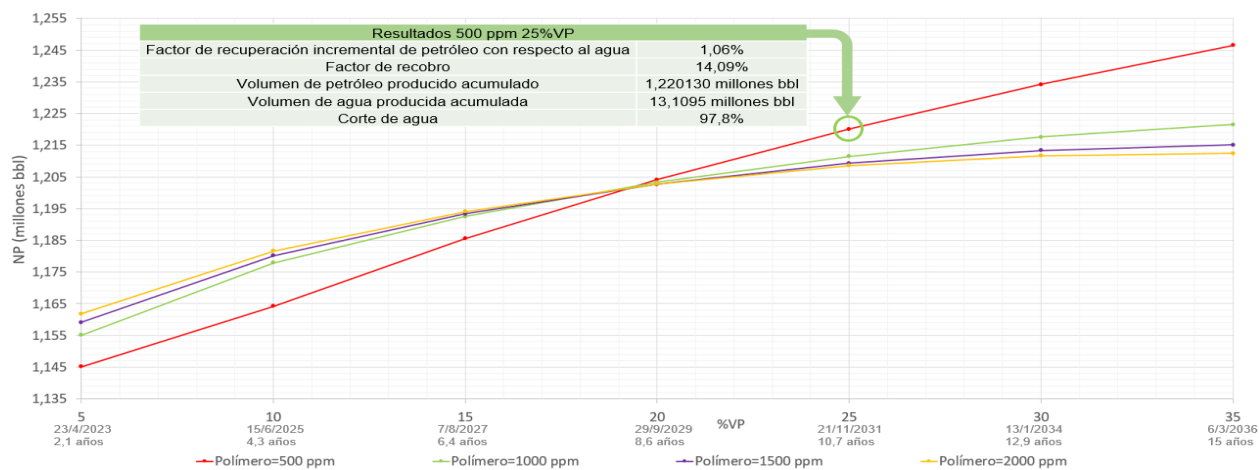
Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para diferentes tasas de inyección de agua y concentraciones de polímero.

El siguiente escenario de sensibilidad tiene el propósito de encontrar la concentración de polímero y bache de tiempo representado por el porcentaje del volumen de poro (%VP), en el que se obtenga el mayor volumen de petróleo producido acumulado (NP). Para realizar este escenario de inyección de polímero se utiliza la tasa de inyección de agua (1500 bbl/día) seleccionada previamente, la cual es coherente con las tasas utilizadas en los diferentes análisis de sensibilidad que se han realizado en el campo Dina Cretaceous para evaluar la inyección de compuestos químicos [86] [19].

En la **Figura 51** se observa el comportamiento de la producción de petróleo en el pozo DK-24 tras realizar una inyección de polímero a diferentes concentraciones y durante diferentes tiempos de inyección. Por otro lado, los resultados obtenidos en la **Tabla 32**, representan el petróleo incremental recuperado tras la inyección de polímero en comparación a la inyección de agua, sobre las reservas de barriles de hidrocarburo del modelo sectorial.

Figura 51.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de polímero y %VP



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para diferentes porcentajes de volumen de poro y concentraciones de polímero.

Tabla 32.

Factor incremental de recuperación de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración de polímero.

Tiempo de inyección de polímero			Concentración (PPM)			
			500	1000	1500	2000
Inicio	1/03/2021	%VP	Factor de recuperación de petróleo incremental			
Fin	23/04/2023	5	0,19%	0,31%	0,36%	0,39%
	15/06/2025	10	0,41%	0,57%	0,60%	0,61%
	7/08/2027	15	0,66%	0,74%	0,75%	0,76%
	29/09/2029	20	0,87%	0,86%	0,86%	0,86%
	21/11/2031	25	1,06%	0,96%	0,93%	0,93%
	13/01/2034	30	1,22%	1,03%	0,98%	0,96%
	6/03/2036	35	1,36%	1,08%	1,00%	0,97%

Nota. La tabla muestra los resultados del factor de recuperación de petróleo incremental en el pozo DK-24 para los diferentes porcentajes de volumen de poro y concentración de polímero.

Tras analizar los resultados obtenidos en la **Figura 51** y **Tabla 32**, se observa que la concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el polímero A en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 25% del VP, el cual representa un tiempo de inyección de 10,7 años; para noviembre de 2031 se inyectaron 410641 lb de polímero en el pozo DK-3. Se seleccionan estos parámetros para posteriormente evaluar la inyección de surfactante y biosurfactante, debido a que con ellos se logra aumentar la

viscosidad y por ende disminuir la movilidad de la solución inyectada, para obtener un barrido de petróleo más eficiente, dando como resultado un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,06% con una producción acumulada de 1,220130 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 14,09%. Adicionalmente, se logra mantener el corte de agua alrededor del 97,8% con un volumen de agua producida acumulada de 13,1095 millones de barriles.

Al analizar la **Figura 51**, los casos con menor tiempo de inyección de polímero (menor %VP) requieren mayor concentración del compuesto para obtener una mayor producción de petróleo, estos casos no son favorables a nivel económico ya que probablemente a mayor concentración de polímero, mayor costo tendrá la operación debido a que se adiciona una mayor cantidad de agente químico. Adicionalmente, de acuerdo con la **Tabla 32**, en estos casos se obtiene el menor factor de recuperación incremental de petróleo.

Se selecciona un tiempo de inyección de polímero de 10,7 años representado por un 25% del VP, debido a que, para porcentajes de volumen de poro superiores al seleccionado; no se evidencia un aumento significativo en el factor de recuperación incremental de petróleo, que respalde la necesidad de inyectar durante más tiempo el polímero A en el modelo sectorial.

Por otro lado, en los casos con mayor tiempo de inyección, se observa que para obtener una mayor producción de petróleo se requiere una menor concentración de polímero, a pesar de que con una mayor concentración se obtiene una mayor viscosidad en la solución inyectada. Es importante resaltar que para una mayor concentración de polímero también se obtiene una mayor pérdida de compuesto químico, debido a que según la isoterma de Langmuir, la adsorción del polímero en un medio poroso es mayor cuanto mayor sea la concentración de dicho compuesto químico [26], esto puede explicar la razón por la cual, con 500 ppm de concentración de polímero, se obtiene una mayor producción de petróleo.

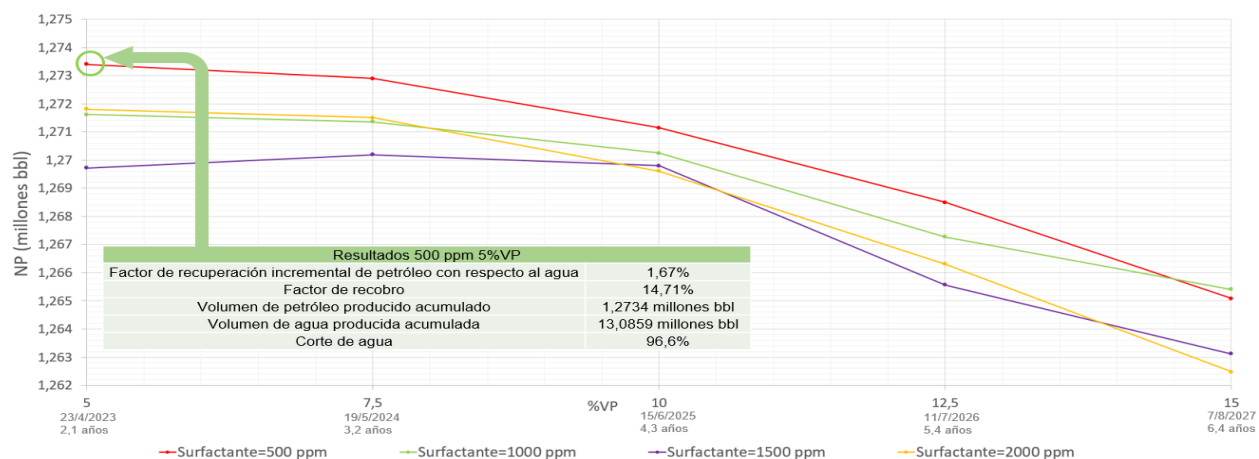
3.4. Simulación de la inyección de surfactante

En la simulación para la inyección de surfactante, se realiza un análisis de sensibilidad con el propósito de encontrar la concentración del surfactante y bache de tiempo representado por el porcentaje del volumen de poro (%VP), en el que se obtenga el mayor volumen de petróleo producido acumulado (NP). Para realizar este escenario se utiliza la tasa de inyección de agua (1500 bbl/día) y la combinación de la concentración y %VP de la inyección del polímero A (500 ppm, 25%VP) seleccionadas previamente, debido a que tras el surfactante se inyecta un bache de polímero y agua. El pronóstico de la producción del pozo DK-24 se evalúa en un periodo de 25 años, iniciando el primero de marzo de 2021 y finalizando el primero de marzo de 2046.

En la **Figura 52** se observa el comportamiento de la producción de petróleo en el pozo DK-24 tras realizar una inyección de surfactante a diferentes concentraciones y durante diferentes tiempos de inyección. Por otro lado, los resultados obtenidos en la **Tabla 33** representan el petróleo incremental recuperado tras la inyección de surfactante en comparación a la inyección de agua, sobre las reservas de barriles de hidrocarburo del modelo sectorial.

Figura 52.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones de surfactante y %VP



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para diferentes porcentajes de volumen de poro y concentraciones de surfactante seguido por un bache de polímero y agua.

Tabla 33.

Factor de recuperación incremental de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración de surfactante.

Tiempo de inyección de surfactante			Concentración (PPM)			
			500	1000	1500	2000
Inicio	1/03/2021	%VP	Factor de recuperación de petróleo incremental			
Fin	23/04/2023	5	1,67%	1,65%	1,63%	1,66%
	19/05/2024	7,5	1,67%	1,65%	1,64%	1,65%
	15/06/2025	10	1,65%	1,64%	1,63%	1,63%
	11/07/2026	12,5	1,62%	1,60%	1,58%	1,59%
	7/08/2027	15	1,58%	1,58%	1,56%	1,55%

Nota. La tabla muestra los resultados del factor de recuperación de petróleo incremental en el pozo DK-24 para los diferentes porcentajes de volumen de poro y concentración de surfactante seguido por un bache de polímero y agua.

Tras analizar los resultados obtenidos en la **Figura 52** y **Tabla 33**, se observa que la concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 5% del VP, el cual representa un tiempo de inyección de 2,1 años; para abril de 2023 se inyectaron 206125 lb de surfactante en el pozo DK-3. Se seleccionan estos valores debido a que con ellos se obtiene un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,67%, con una producción acumulada de 1,2734 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 14,71%. Adicionalmente, se logra reducir el corte de agua a 96,6% con un volumen de agua producida acumulada de 13,0859 millones de barriles.

Se selecciona un tiempo de inyección de surfactante de 2,1 años representado por un 5% del VP, debido a que, para porcentajes de volumen de poro superiores al seleccionado, se evidencia una disminución en el factor de recuperación incremental de petróleo, lo que significa que no es necesario inyectar durante más tiempo el surfactante en el modelo sectorial.

Por otro lado, se observa que para obtener una mayor producción de petróleo se requiere una menor concentración de surfactante, a pesar de que con una mayor concentración se obtiene una mayor reducción de la tensión interfacial. Esto ocurre debido a que a medida que aumenta la concentración, aumenta la pérdida del compuesto químico,

debido a que según la isoterma de Langmuir, la adsorción del surfactante en un medio poroso es mayor cuanto mayor sea la concentración de dicho compuesto químico [26], esto puede explicar la razón por la cual, con 500 ppm de concentración de surfactante, se obtiene una mayor producción de petróleo.

3.5. Simulación de la inyección de biosurfactante

Al igual que para el surfactante, en la simulación de la inyección del biosurfactante ST, se realiza un análisis de sensibilidad con el propósito de encontrar la concentración del biosurfactante y del bache de tiempo (%VP), en el que se obtenga el mayor volumen de petróleo producido acumulado (NP). Para realizar este escenario se utiliza la tasa de inyección de agua (1500 bbl/día) y la combinación de la concentración y %VP de la inyección del polímero A (500 ppm, 25%VP) seleccionados previamente, debido a que tras el biosurfactante se inyecta un bache de polímero y agua. El pronóstico de la producción del pozo DK-24 se evalúa en un periodo de 25 años, iniciando el primero de marzo de 2021 y finalizando el primero de marzo de 2046.

En la **Figura 53** se observa el comportamiento de la producción de petróleo en el pozo DK-24 tras realizar una inyección del biosurfactante ST a diferentes concentraciones y durante diferentes tiempos de inyección. Por otro lado, los resultados obtenidos en la **Tabla 34**, representan el petróleo incremental recuperado tras la inyección del biosurfactante ST en comparación a la inyección de agua, sobre las reservas de barriles de hidrocarburo del modelo sectorial.

Figura 53.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes concentraciones del biosurfactante ST y %VP



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para diferentes porcentajes de volumen de poro y concentraciones del biosurfactante ST seguido por un bache de polímero y agua.

Tabla 34.

Factor de recuperación incremental de petróleo en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentración del biosurfactante ST.

Tiempo de inyección del biosurfactante ST		Concentración (PPM)				
		500	1000	1500	2000	
Inicio	1/03/2021	%VP				
FIN	23/04/2023	5	Factor de recuperación de petróleo incremental			
	19/05/2024	7,5	1,78%	1,80%	1,82%	1,83%
	15/06/2025	10	1,77%	1,78%	1,80%	1,81%
	11/07/2026	12,5	1,74%	1,75%	1,77%	1,78%
	7/08/2027	15	1,70%	1,72%	1,73%	1,74%

Nota. La tabla muestra los resultados del factor de recuperación de petróleo incremental en el pozo DK-24 para los diferentes porcentajes de volumen de poro y concentración del biosurfactante ST seguido por un bache de polímero y agua.

Tras analizar los resultados obtenidos en la **Figura 53** y **Tabla 34**, se observa que la concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 5% del VP, el cual representa un tiempo de inyección de 2,1 años; para abril de 2023 se inyectaron 206125 lb del biosurfactante ST en el pozo DK-3. Se seleccionan estos valores debido a que con ellos se obtiene un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,78%, con una producción acumulada de 1,28215 millones de barriles de petróleo y

un factor de recobro de 14,81%. Adicionalmente, se logra reducir el corte de agua a 96,8% con un volumen de agua producida acumulada de 13,0899 millones de barriles.

Se selecciona un tiempo de inyección de surfactante de 2,1 años representado por un 5% del VP, debido a que, para porcentajes de volumen de poro superiores al seleccionado, se evidencia una disminución en el factor de recuperación incremental de petróleo lo que significa que no es necesario inyectar durante más tiempo el biosurfactante ST en el modelo sectorial.

Al analizar la **Figura 53**, se observa que los casos con mayor concentración de biosurfactante ST obtienen una mayor producción de petróleo, debido a que con una mayor concentración se obtiene una mayor reducción de la tensión interfacial lo cual permite movilizar al hidrocarburo residual atrapado por fuerzas capilares. Por otro lado, a diferencia del surfactante convencional evaluado en la sección anterior, el biosurfactante presenta una menor adsorción, lo que le permite tener una menor pérdida del compuesto químico en el medio poroso.

Se selecciona una concentración 500 ppm con un tiempo de inyección de 2,1 años, debido a que, para concentraciones mayores a la seleccionada; no se evidencia un aumento significativo en el factor de recuperación incremental de petróleo que respalde la necesidad de inyectar una mayor concentración. Adicionalmente, a nivel económico, inyectar una mayor concentración implica un mayor costo en la operación debido a que se adiciona una mayor cantidad de agente químico.

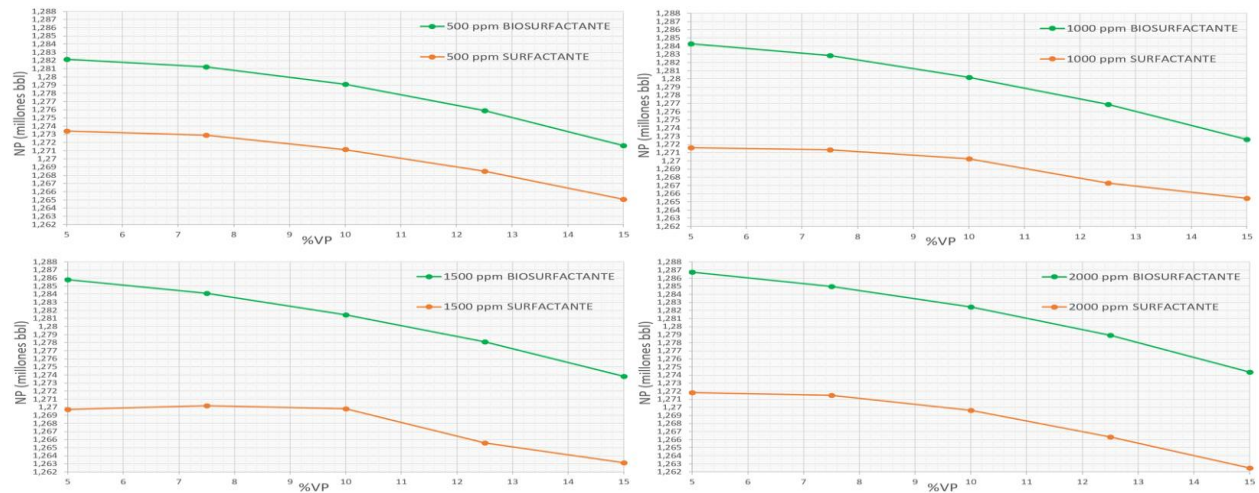
3.6. Biosurfactante ST frente a surfactante sintético

Los resultados obtenidos tras realizar la inyección del biosurfactante ST y el surfactante, seguidos por un bache de polímero y agua, reflejan que para todos los escenarios de concentración y %VP, se obtiene un mayor volumen de petróleo producido acumulado (NP) con la inyección del biosurfactante ST (ver **Figura 54**). Esto debido a que el biosurfactante ST, a diferencia de su contraparte sintética, presenta una menor adsorción

(ver **Figura 55**) y por ende una menor pérdida del compuesto químico, lo que resulta favorable debido a que la adsorción reduce la concentración del tensoactivo y hace menos eficiente la reducción de la tensión interfacial (IFT), lo cual afecta directamente la recuperación del hidrocarburo y la disminución de la saturación del petróleo residual.

Figura 54.

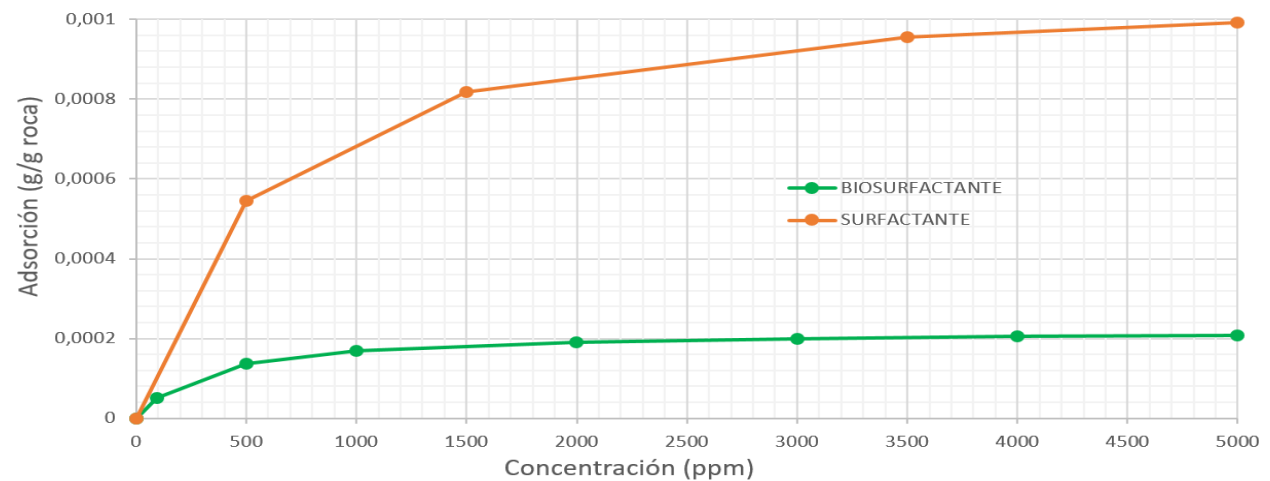
Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 a diferentes %VP y concentraciones de surfactante y biosurfactante ST



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 en los escenarios de sensibilidad para diferentes porcentajes de volumen de poro y concentraciones del surfactante sintético y el biosurfactante ST seguido por un bache de polímero y agua.

Figura 55.

Adsorción del biosurfactante ST frente al surfactante sintético

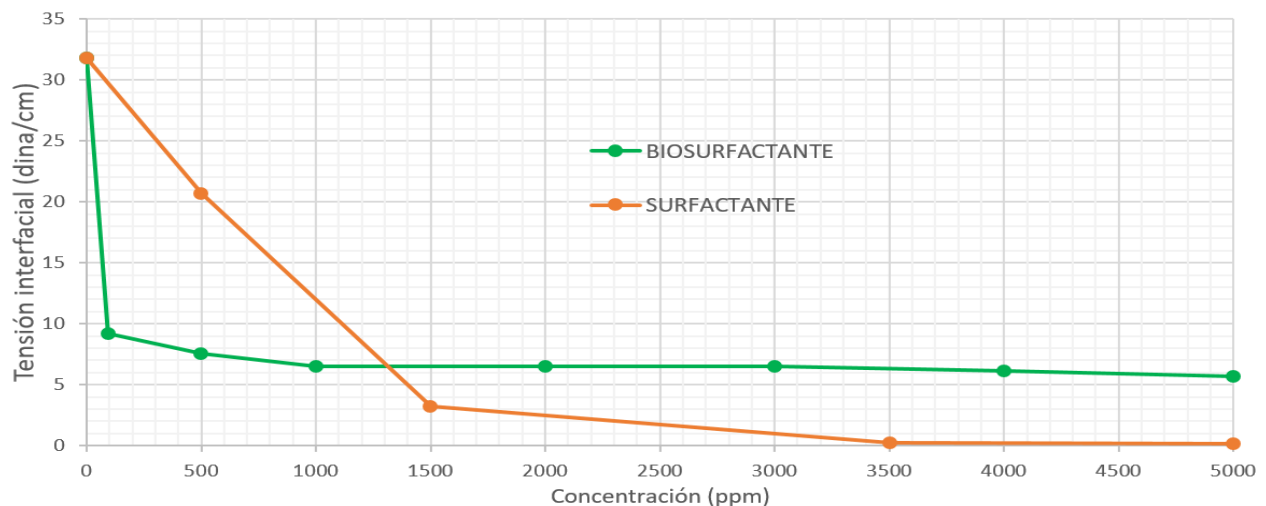


Nota. La figura muestra la adsorción del biosurfactante ST y el surfactante sintético ajustadas al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

Por otro lado, con respecto a la concentración micelar crítica (CMC), el biosurfactante ST, a diferencia del surfactante sintético, presenta un menor valor (400 y 3000 ppm respectivamente), lo cual indica que el biosurfactante ST requiere una menor cantidad del agente químico para llegar a la tensión interfacial (IFT) mínima que alcanza dicho compuesto, como se observa en la **Figura 56**. Esto resulta favorable debido a que el biosurfactante requiere una menor concentración para lograr disminuir en mayor proporción la tensión interfacial, de igual forma al requerir una menor concentración, menor cantidad del agente químico es adsorbido por la roca y menor costo tendrá la operación.

Figura 56.

Tensión interfacial del biosurfactante ST frente al surfactante sintético

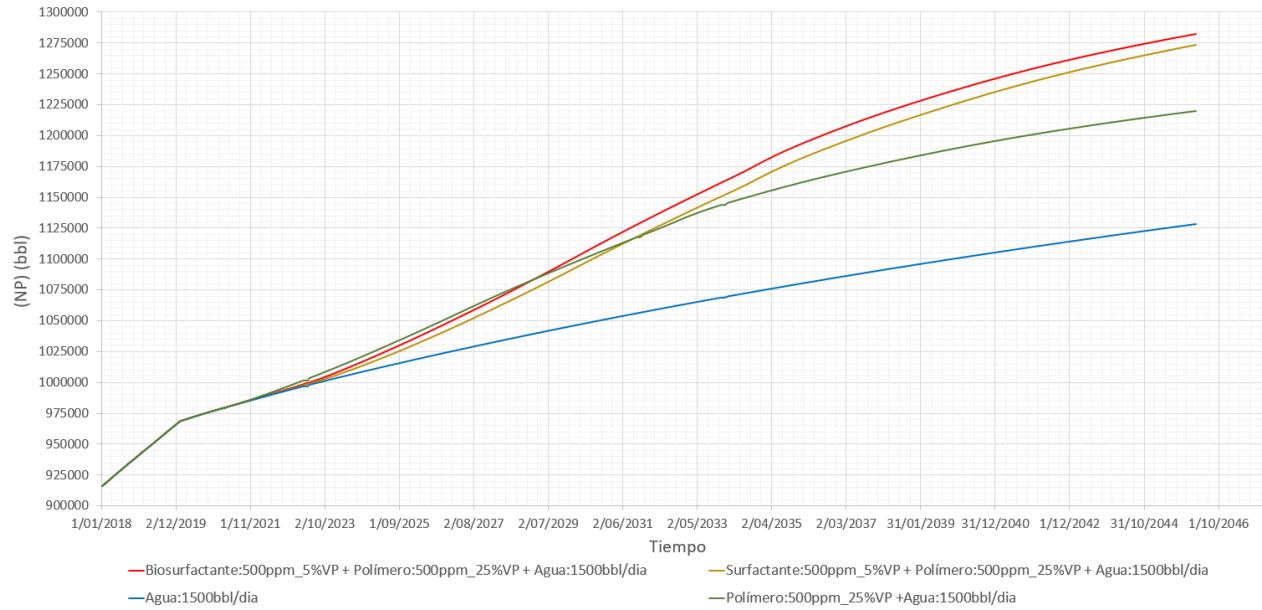


Nota. La figura muestra la tensión interfacial del biosurfactante ST y el surfactante sintético ajustada al modelo sectorial del campo Dina Cretaceous.

A continuación, en la **Figura 57** se muestra los escenarios de cada método de inyección (agua, polímero, surfactante y biosurfactante) en los que se logra recuperar el mayor volumen de petróleo producido acumulado (NP), dando como mejor resultado la inyección de biosurfactante ST. El pronóstico de la producción del pozo DK-24 en cada uno de estos escenarios, se evalúa en un periodo de 25 años, iniciando el primero de marzo de 2021 y finalizando el primero de marzo de 2046.

Figura 57.

Volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 para cada método de inyección seleccionado



Nota. La figura muestra el volumen de petróleo producido acumulado en el pozo DK-24 para los escenarios de inyección de agua, polímero, surfactante y biosurfactante seleccionados.

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en el presente proyecto de grado brindan información sobre la implementación de biosurfactantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo. De acuerdo a esto se concluye que:

A través de la revisión bibliográfica, los biosurfactantes logran reducir la tensión interfacial (IFT) en el sistema agua-petróleo, aproximadamente un 82 % a bajas concentraciones de tensoactivo. Por otro lado, a diferencia de sus contrapartes sintéticas, presentan menor toxicidad, mayor biodegradabilidad, buena actividad a condiciones elevadas de temperatura y salinidad. Adicionalmente, pueden ser producidos a partir de diferentes materias primas vegetales con la presencia de saponinas o pueden ser obtenidos mediante procesos de fermentación con diferentes tipos de microorganismos, especialmente bacterias.

En términos generales, la inyección de surfactante seguida por un bache de polímero y agua (SP) mejora la recuperación de petróleo en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous debido a que combina dos métodos de recobro químico. El polímero permite controlar la canalización viscosa al reducir la movilidad del agua un 19 % cuando aumenta su viscosidad a 0,56 cP con 500 ppm. Por otro lado, el surfactante permite reducir la saturación de petróleo residual un 35 %, mientras que el biosurfactante ST un 76 % con 500 ppm del compuesto químico, esto ocurre debido a la disminución de la tensión interfacial, aumento del número capilar y alteración de la permeabilidad relativa al modificar la mojabilidad de la roca humectada por petróleo a humectada por agua.

La tasa de inyección de agua que representa las condiciones óptimas de operación en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 1500 bbl/día en el pozo inyector DK-3. Con dicha tasa se logra un volumen de petróleo producido acumulado de 1,1284 millones de barriles en el pozo productor DK-24, con 97,7 % de corte de agua y un volumen de agua producida acumulada de 13,3313 millones de barriles.

La concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el polímero A en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 25 % del volumen de poro, el cual representa un tiempo de inyección de 10,7 años. Con estos parámetros se logra un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,06 %, con una producción acumulada de 1,220130 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 14,09 % en el pozo productor DK-24. Adicionalmente, se logra mantener el corte de agua alrededor del 97,8 % con un volumen de agua producida acumulada de 13,1095 millones de barriles.

La concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 5 % del volumen de poro, el cual representa un tiempo de inyección de 2,1 años. Con estos parámetros se logra un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,67 %, con una producción acumulada de 1,2734 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 14,71 % en el pozo productor DK-24. Adicionalmente, se logra reducir el corte de agua a 96,6 % con un volumen de agua producida acumulada de 13,0859 millones de barriles.

La concentración y el tiempo de inyección adecuado para utilizar el biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous es de 500 ppm y 5 % del volumen poroso, el cual representa un tiempo de inyección de 2,1 años. Con estos parámetros se logra un factor de recuperación incremental de petróleo con respecto al agua de 1,78 %, con una producción acumulada de 1,28215 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 14,81 % en el pozo productor DK-24. Adicionalmente, se logra reducir el corte de agua a 96,8 % con un volumen de agua producida acumulada de 13,0899 millones de barriles.

La inyección del biosurfactante ST puede ser una alternativa viable de recuperación mejorada de petróleo para el campo Dina Cretaceous, debido a que con este compuesto químico se logra producir un mayor volumen de petróleo, con una diferencia de 8750 bbl en comparación con el surfactante sintético.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio De Minas Y Energía, *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*, Colombia, 2015.
- [2] A. Labastie, "Increasing Recovery Factors: A Necessity", *SPE*, pp.12-13, 2011.
- [3] Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Presidente de la ANH instaló II Foro mundial de recobro mejorado organizado por Ecopetrol" Gobierno de Colombia, 28 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=191>.
- [4] S. Geetha, M. Ibrahim y J. Sanket, "Biosurfactants: Production and potential applications in microbial enhanced oil recovery (MEOR)", *Elsevier*, pp. 23-32, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.bcab.2018.01.010>
- [5] B. L. Bursten, *Química la ciencia central*, 9ª. ed., Mexico:Person, 2004.
- [6] F. H. Escobar, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Colombia , 2007.
- [7] J. F. Nueñez, *Implementación del método de ensayo para la determinación de densidad y API para combustibles derivados del petróleo mediante el uso del densímetro digital en el laboratorio del Terminal El Beaterio bajo la norma ISO/IEC 17025*, tesis pre. Facultad del programa de ingeniería química, Universidad Central de Ecuador, Quito, 2019.
- [8] M. Paris de Ferrer, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Venezuela: Astro Data, 2010.
- [9] M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A., 2001.
- [10] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006.
- [11] J. C. Duque y D. A. Garzon., *Metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en tres campos de la cuenca del valle medio del magdalena*, tesis pre. Facultad de ingeniería, Fundación Universidad de América, Colombia, 2019.
- [12] J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, United States: Elsevier, 2011.
- [13] R. AL-Mjeni et al. "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?". *Oilfield Review*. Vol 22 (4) pp.16-35. 2011.

- [14] Schlumberger Oilfield Glossary, "Eficiencia de barrido". Schlumberger, [En línea]. Disponible: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sweep_efficiency.aspx. [Acceso: Dic. 16, 2020].
- [15] R. Anton de Salager, *Tension Interfacial*. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería Química, Venezuela, 2005.
- [16] J. P. Carvajal, "Petrofísica Fundamental". Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017. [Dispositivos de PowerPoint].
- [17] SNF Floerger, "Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos" 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf> . [Acceso: Dic 17, 2020].
- [18] J. Salager, *Recuperación Mejorada del Petróleo*. Facultad de Ingeniería Química, Universidad de los Andes , Venezuela , 2005.
- [19] R. Castro., *Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica*, tesis mag. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Bucaramanga, 2011.
- [20] E. Hermida, *Polímeros*, Argentina: Ministerio de Educación. Instituto Nacional de Educación Tecnológica, 2011.
- [21] K. S. Sorbie, *Polymer-improved oil recovery*, Edinburgh: Blackie and Son Ltd, 1991.
- [22] J. L. Ramos, R. Castro, C. Barreneche y E. Diazgranados. "Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímero y su impacto en las propiedades mecánicas de rocas". *Grupo de Investigación: Simulación de Yacimientos y Recobro mejorado de petróleo.*, pp. 70-105, 2014.
- [23] J. L. Ramos Ramos, C. Duarte Prada, I. Astro Fonseca y A. Trujillo Montes, "Estudio de la viabilidad técnica para la implementación de la inyección alternada agua-gas combinada con la inyección de químicos en un campo de crudo mediano en Colombia". *Recobro mejorado*, pp. 137-161, 2013.
- [24] E. C. Donaldson, *Enhanced oil recovery, II Processes and Operations*, Amsterdam: The Netherlands: Elsevier, 1989.
- [25] F. Lopez, *Fundamentos de polímeros*, Venezuela: Universidad de los andes, Facultad de ciencias, Departamento de Química, 2004..
- [26] H. S. Fogler, *Elementos de ingeniería de las reacciones químicas*, Mexico: Pearson , 2008.

- [27] J. Mier, R. Artiaga y L. García, *Síntesis de polímeros. Pesos moleculares. Conformación y configuración*, España: Universidad de Coruña.
- [28] D. Wang et al, *Key aspects of project design for polymer flooding at the Daqing oil field*, California: Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [29] F. Hernandez y R. Moreno, "ASSESSMENT OF A SURFACTANT- POLYMER FORMULATION APPLIED TO THE CONDITIONS OF ONE COLOMBIAN FIELD". *CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro*, vol. 9, nº 1, pp. 47-63, 2019. DOI: <https://doi.org/10.29047/01225383.152>
- [30] J. Taber, F. Martin y R. Seright, "EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". *Society of Petroleum Engineers*, p. 191, 1997. DOI: <https://doi.org/10.2118/35385-PA>
- [31] A. Mohammad et al., "Evaluation of IOR potencial within Kuwait". *Society of Petroleum Engineers*, p. 2, 2004. DOI: <https://doi.org/10.2118/88716-MS>
- [32] M. Ortiz Pacheco, *Surfactantes producidos a partir de derivados de la biomasa*, Venezuela: Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, 2016.
- [33] J. Salager, *El mundo de los surfactantes*. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Venezuela, 1992.
- [34] A. Gil, *Análisis Y Caracterización De Agentes Tensioactivos, Polímeros Y Química Fina En Un Laboratorio De Control*. tesis mag. Universidad de Coruña, España, 2014.
- [35] J. Salager y A. Fernandez, *Surfactantes I. Generalidades II. Materias primas*. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Venezuela, 2004.
- [36] J. Salager , A. Forgiarini, L. Marquez, L. Tolosa y F. Vejar, "Microemulsiones para la recuperación mejorada de crudo y la limpieza de pozos". *Ciencia e Ingeniería*, vol. 30, nº 1, pp. 79-92, 2009.
- [37] D. Jimenez, S. Medina y J. Gracida, "Propiedades, Aplicaciones Y Producción De Biotensoactivos" Departamento de Biotecnología, Universidad Politécnica de Pachuca, México, vol.26,pp 65-84, 2010..
- [38] Rock Flow Dynamic, tNavigator, *Simulation, User Manual*, 2019.
- [39] oil production, "Terminación y Mantenimiento de pozos", [En línea]. Disponible: http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf. [Acceso: enero 14 2021].

- [40] H. Gonzalez, *Diseño teórico del sistema surfactante polímero para la mejora en la recuperación del petróleo*. tesis pre. Universidad Politécnica de Madrid, Facultad de Ingeniería Química, España, 2017.
- [41] J. L. Salager, *Surfactantes Tipos y Usos*. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería Química, Venezuela, 2002.
- [42] M. Smith, S. Gandolfi, P. Coshall y P. Rahman, "Biosurfactants: A covid-19 Perspective". *Frontiers in Microbiology*, pp. 1-14, 2020. DOI: 10.3389/fmicb.2020.01341
- [43] C. Burgos, *Biotensoactivos producidos por Sphingobacterium detergens sp. nov.: Producción, caracterización y propiedades*. tesis pre. Universidad de Barcelona, España, 2012.
- [44] N. De la rosa, E. Sanchez y L. Ortiz, "Biosurfactantes y su papel en la biorremediación de suelos contaminados con plaguicidas". *Revista Latinoamericana de Biotecnología Ambiental y Algal*, vol. 5, nº 1, pp. 47-67, 2014. DOI: 10.7603/s40682-014-0004-8
- [45] O. Santos, *Detección e Identificación de Biosurfactantes y/o Bioemulsificantes producidos por Aislados Bacterianos asociados a una Fosa Petrolera de la Faja Petrolífera del Orinoco*. tesis pre. Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 2017.
- [46] C. Yoong, H. Karim y R. Sulaiman, "Extraction and quantification of saponins: A Review". *Food Research International*, 2014. DOI: 10.1016/j.foodres.2014.01.057
- [47] J. Sanchez y L. Silva, "Estudio Silvicultural De La Especie Sapindus Saponaria L. (Jaboncillo) Como Base Para Su Aprovechamiento Silvoindustrial", *Revista Colombia Forestal*, vol. 11, pp. 71-81, 2008.
- [48] M. Amirpour, S. Shadizadeh, H. Esfandyari y S. Ahmadi, "Experimental investigation of wettability alteration on residual oil saturation using nonionic surfactants: Capillary pressure measurement". *Elsevier*, pp. 289-299, 2015.
- [49] A. Barati, A. Najafi, A. Daryasafar, P. Nadali y H. Moslehi, "Adsorption of a New Nonionic Surfactant on Carbonate Minerals in Enhanced Oil Recovery: Experimental and Modeling Study". *Chemical Engineering Research and Design*, pp. 1-29, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.cherd.2015.10.047>
- [50] A. Moslemizadeh, A. Farajzadeh, J. Milad, M. Naseri, S. Gholamreza y E. Kargar, "Novel bio-based surfactant for chemical enhanced oil recovery in montmorillonite rich reservoirs: Adsorption behavior, interaction impact, and oil recovery studies". *chemical*

- engineering research and design*, pp. 18-31, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116067>
- [51] S. Banerjee, R. Kumar y T. Naiya, "Use of a Novel Natural Surfactant for Improving Flowability of Indian Heavy Crude Oil" *Petroleum Science and Technology*, pp. 819-826, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2015.1014961>.
- [52] C. Lamilla, *Biosurfactantes Producidos Por Cepas Bacterianas Aisladas Desde La Antártica Con Potencial Uso Biotecnológico*. tesis pos Universidad de la Frontera, Chile, 2018.
- [53] J. Dasai y I. Banat, "Microbial Production of Surfactants and Their Commercial Potential", *Microbiology And Molecular Biology Reviews*, vol. 61, nº 1, pp. 47-64, 1997.
- [54] R. Reis, G. Pacheco, A. Pereira y D. Freire, "Biosurfactants: Production and Applications", *Biodegradation-lie of science*, pp. 31-61, 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/56144>
- [55] M. Martinez, *Obtención de un biosurfactante para el recobro mejorado de petróleo*, tesis mag, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2014.
- [56] Lipofabrik, "Lipofabrik", [En línea]. Disponible: <http://www.lipofabrik.com/>.
- [57] AGAE Technologies, "Ramnolípidos de alta pureza para sus necesidades de aplicación", [En línea]. Disponible: <http://www.agaetech.com/>.
- [58] Allied Carbon Solutions Co., Ltd., "Potencial Application of Biosurfactant", [En línea]. Disponible: <http://www.allied-c-s.co.jp/english.php>.
- [59] JENEIL BIOTECH, "BIOSURFACTANTES", [En línea]. Disponible: <http://www.jeneilbiotech.com/>.
- [60] Rhamnolipid, "Ramnolípidos, Eliminación De Amenazas Patógenas", [En línea]. Disponible: <http://rhamnolipid.com/>.
- [61] L. Mondragon, *Aislamiento Y Caracterización De Cepas Bacterianas Aerobias Autoctónas De Yacimientos Petroleros Productoras De Biosurfactantes Para Su Aplicación En Técnicas De MEOR*, tesis mag. Instituto Politecnico Nacional, México, 2011.
- [62] J. Perez, "Producción De Biosurfactantes Por Bacterias De Vida Libre Fijadoras De Nitrógeno Crecidas En Hidrocarburos", *Ciencias Químicas*, vol. 41, pp. 1-9, 2010, [En línea]. Disponible: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181620500027>
- [63] S. Adhijit, O. Keka, M. Ajay y S. Ashis, "Extraction and Characterization of an Eco-Friendly Surfactant for Its Use in Enhanced Oil Recovery", *Journal of Petroleum Engineering and Technology*, vol. 3, pp. 20-29, 2013.

- [64] L. Raiger y N. Lopez, "Los biosurfactantes y la industria petrolera", *Quimicaviva*, vol. 8, n° 3, pp. 146-161, 2009. [En línea]. Disponible: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=86320633002>
- [65] X. Martinez, *Producción de biosurfactantes por microorganismos aislados de sitios extremos y contaminación con hidrocarburos*, tesis pre, Universidad Politécnica Nacional, México, 2011.
- [66] P. Luque, A. Alsofi, J. Wang y M. Han, "Toward an Alternative Bio-Based SP Flooding Technology: I. Biosurfactant Evaluation", *Society of Petroleum Engineers*, 2015.
- [67] Y. Rodriguez, *Obtención y evaluación de un ecotensioactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo*, tesis mag, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2019.
- [68] H. Al-sulaimani et al, "Optimization and Partial Characterization of Biosurfactants Produced by Bacillus Species and Their Potencial for Ex-situ Enhanced Oil Recovery", *Society of Petroleum Engineers*, pp. 672-689, 2012.
- [69] S. Johnson et al, " Using Biosurfactants produced from agriculture process waste streams to improve oil recovery in fractured carbonate reservoirs", *Society of Petroleum Engineers*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/106078-MS>
- [70] J. Liang y G. Bala, "Using Biosurfactants Produced from Agriculture Process Waste Streams to Improve Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs", *The University of Kansas*, 2007. DOI: 10.2523 / 106078-MS
- [71] M. Shahri, S. Shadizadeh y M. Jamialahmadi, "Applicability Test of New Surfactant Produced from Zizyphus Spina-Christi Leaves for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs", *Japan Petroleum Institute*, vol. 55, n° 1, pp. 27-32, 2012. DOI: 10.1627 / jpi.55.27
- [72] S. Daghljan, M. Sharifi y A. Hemmati, "Toward mechanistic understanding of natural surfactant flooding in enhanced oil recovery processes: The role of salinity, surfactant concentration and rock type", *Elsevier*, pp. 636-369, 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.molliq.2016.07.086>
- [73] E. Preciado y J. Espinosa, *Simulación Numérica Del Proceso De Inyección De Surfactantes En Yacimientos Delgados De Crudo Pesado*, tesis pre, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2015.

- [74] Ecopetrol, "ASSESSMENT OF A SURFACTANT- POLYMER FORMULATION APPLIED TO THE CONDITIONS OF ONE COLOMBIAN FIELD", *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, vol. 9, nº 1, pp. 47-63, 2018. DOI: <https://doi.org/10.29047/01225383.152>.
- [75] E. Donaldson y G. Chilingarian, *Enhanced Oil Recovery, I Fundamentals and Analyses*, The Netherlands: Elsevier, 1985.
- [76] J. Gilman y C. Ozgen, *Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting*, United States of America: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [77] Y. Cheng, "Reservoir Simulation", *Petroleum Engineering – Upstream*.
- [78] Schlumberger, "Modelo de caracterización de yacimientos" Schlumberger Oilfield Glossary, [En línea]. Disponible: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx. [Último acceso: 30 01 2021].
- [79] A. Dandona, R. Alsrn y R. Braun, "Defining Data Requirements for a Simulation Study", *Society of Petroleum Engineers*, pp. 255-270, 1992.
- [80] Rock Flow Dynamics, "tNavigator", Rock Flow Dynamics, [En línea]. Disponible: <https://rfdyn.com/tnavigator/>. [Último acceso: 30 01 2021].
- [81] J. Welty, C. Wicks y R. Wilson, *Fundamentos de transferencia de momento, calor y masa*, Limusa, 1999.
- [82] H. Juarez, "Modelos y Problemas de Difusión", Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa, 2015. [En línea]. Disponible: http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/hect/Taller_de_Modelado_I/notasTM1.pdf.
- [83] "Modelado Con Ecuaciones Diferenciales En Ingeniería Química: Reacción Química, Transferencia De Materia, Transmisión De Calor", [En línea]. Disponible: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/831/course/section/890/CAPQ-%20TEORIA%20tema%2010.pdf>. [Último acceso: 1 Feb 2021].
- [84] Y. Cengel, *Transferencia de calor y masa un enfoque practico*, Nevada: McGraw-Hill, 2007.
- [85] OpenCourseWare, "Tema 4: Fenomenos de Transporte", 2010. [En línea]. Disponible: https://www.uv.es/tunon/pdf_doc/tema_fen_trans.pdf. [Último acceso: 1 Feb 2021].
- [86] R. Castro et al, "Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretaceos field: from pilot design to field implementation and performance", *SPE International*, pp. 1-12, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165273-MS>

- [87] M. Izadi, J. Jimenez, J. Zapata, A. Castillo, J. Pinto y S. Vicente, "Numerical Simulation of crossed-Linked polymer injection in Dina Cretaceous field: a real field case study", *SPE International*, pp. 1-13, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200378-MS>
- [88] J. Sandoval et al, "Dina Cretaceous field chemical EOR: from screening to pilot design", *SPE International*, pp. 1-11, 2010. DOI: 10.2118 / 139200-MS
- [89] J. Leon et al, "Use of cross-linked polymer systems to improve Volumetric sweep efficiency and alternative full field development strategy for a mature waterflooding optimization processes-Dina Cretaceous field case", *SPE International*, pp. 1-15, 2018. DOI: <https://doi.org/10.2118/190313-MS>
- [90] tNavigator, 19.4, Colombia: Ecopetrol, 2019.
- [91] ECOPETROL, *Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*, Bogotá, Colombia : [EXCEL], 2020.
- [92] A. M. Contreras y M. S. Leon, *Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactantes en el campo Yariguí Cantagallo de Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017.
- [93] B. Bailey et al, "Control del agua", *Oilfield Review*, pp. 32-53, 2000.
- [94] R. Baker, "Reservoir management for waterfloods-Part II", *The journal of canadian petroleum technology*, vol. 37, nº 1, pp. 12-17, 1998.

LISTA DE ABREVIATURÍAS

BBL	Barril
CMC	Concentración micelar crítica
EOR	Recuperación mejorada de petróleo
IFT	Tensión interfacial
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
NC	Número capilar
NP	Volumen de petróleo producido acumulado
OOIP	Petróleo en el lugar original
Pc	Presión capilar
RRF	Factor de resistencia residual
SP	Inyección de surfactantes-polímeros
Sw	Saturación de agua
VP	Volumen de poro
VRR	Factor de reemplazamiento de fluidos
WCUT	Corte de agua
WP	Volumen de agua producida acumulada

GLOSARIO

Bache: volumen de agua o compuesto químico que se inyecta en el yacimiento para actuar como un tapón que empuja y desplaza una parte del petróleo hacia los pozos productores.

Biodegradable: sustancia que puede descomponerse en los elementos químicos que lo conforman, debido a la acción de agentes biológicos.

Canalización viscosa: ocurre cuando el fluido desplazante fluye sobrepasando al fluido desplazado. Es un fenómeno desfavorable que provoca un desplazamiento ineficiente del petróleo en procesos como la inyección de agua.

Cizalla: movimiento de una capa en relación a las capas adyacentes paralelas.

Corte de agua: cantidad de agua que se produce en el pozo, cuando se hace la extracción de gas, petróleo y agua. Se expresa en porcentaje como los barriles de agua producida sobre los barriles de líquido (agua más petróleo) extraído.

Micela: conglomerado de moléculas compuestas por un grupo polar y apolar en cada uno de sus extremos.

Screening: corroboración y validación de las condiciones de las variables para llevar a cabo una prueba en específico.

Zona ladrona: zonas de alta permeabilidad o zonas fracturadas que se encuentran en un yacimiento heterogéneo.

ANEXOS

ANEXO 1.
CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL MODELO SECTORIAL DEL CAMPO
DINA CRETACEOUS

REGIÓN 1			
Sw	Krw	Kro	Pc (Lbf/in ²)
0,102	0	1	35,355
0,132	0,0016	0,8357	16,15
0,162	0,0053	0,6916	7,064
0,192	0,0108	0,5662	4,148
0,222	0,0179	0,4579	2,799
0,252	0,0265	0,3654	2,013
0,282	0,0365	0,287	1,511
0,312	0,0478	0,2214	1,266
0,341	0,0604	0,1673	1,094
0,371	0,0742	0,1234	0,979
0,401	0,0892	0,0884	0,878
0,431	0,1054	0,0611	0,82
0,461	0,1227	0,0405	0,78
0,491	0,1412	0,0254	0,74
0,521	0,1607	0,0148	0,7
0,551	0,1813	0,0078	0,66
0,58	0,203	0,0036	0,63
0,61	0,2257	0,0013	0,616
0,64	0,2495	0,0003	0,601
0,67	0,2742	0	0,586
0,7	0,3	0	0,572
0,73	0,3267	0	0,557
0,76	0,3545	0	0,542
0,79	0,3831	0	0,528
0,82	0,4128	0	0,513
1	0,6114	0	0,424

REGIÓN 2			
Sw	Krw	Kro	Pc (Lbf/in ²)
0,192	0	1	35,334
0,22	0,0016	0,8574	21,162
0,248	0,0053	0,729	12,862
0,276	0,0108	0,6141	8,25
0,304	0,0179	0,512	5,43
0,332	0,0265	0,4219	3,971
0,36	0,0365	0,343	3,131
0,388	0,0478	0,2746	2,534
0,415	0,0604	0,216	2,09
0,443	0,0742	0,1664	1,84
0,471	0,0892	0,125	1,654
0,499	0,1054	0,0911	1,475
0,527	0,1227	0,064	1,39
0,555	0,1412	0,0429	1,305
0,583	0,1607	0,027	1,236
0,611	0,1813	0,0156	1,177
0,638	0,203	0,008	1,118
0,666	0,2257	0,0034	1,06
0,694	0,2495	0,001	1,009
0,722	0,2742	0,0001	0,958
0,75	0,3	0	0,907
0,778	0,3267	0	0,856
0,806	0,3545	0	0,826
0,834	0,3831	0	0,798
0,862	0,4128	0	0,771
1	0,5737	0	0,636

Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

REGIÓN 3			
Sw	Krw	Kro	Pc (Lbf/in ²)
0,238	0	1	35,355
0,264	0,0016	0,8574	27,972
0,29	0,0053	0,729	20,842
0,315	0,0108	0,6141	16,455
0,341	0,0179	0,512	13,079
0,366	0,0265	0,4219	10,83
0,392	0,0365	0,343	8,582
0,417	0,0478	0,2746	6,715
0,443	0,0604	0,216	5,635
0,469	0,0742	0,1664	4,712
0,494	0,0892	0,125	4,106
0,52	0,1054	0,0911	3,829
0,545	0,1227	0,064	3,552
0,571	0,1412	0,0429	3,275
0,597	0,1607	0,027	2,997
0,622	0,1813	0,0156	2,791
0,648	0,203	0,008	2,695
0,673	0,2257	0,0034	2,6
0,699	0,2495	0,001	2,504
0,724	0,2742	0,0001	2,409
0,75	0,3	0	2,313
0,776	0,3267	0	2,217
0,801	0,3545	0	2,122
0,827	0,3831	0	2,034
0,852	0,4128	0	1,946
1	0,6018	0	1,485

REGIÓN 4			
Sw	Krw	Kro	Pc (Lbf/in ²)
0,343	0	1	35,355
0,365	0,0016	0,8574	30,907
0,388	0,0053	0,729	26,46
0,411	0,0108	0,6141	22,012
0,434	0,0179	0,512	19,024
0,457	0,0265	0,4219	16,354
0,48	0,0365	0,343	13,957
0,503	0,0478	0,2746	12,877
0,526	0,0604	0,216	11,797
0,548	0,0742	0,1664	10,717
0,571	0,0892	0,125	9,637
0,594	0,1054	0,0911	8,557
0,617	0,1227	0,064	7,477
0,64	0,1412	0,0429	6,776
0,663	0,1607	0,027	6,302
0,686	0,1813	0,0156	5,829
0,709	0,203	0,008	5,492
0,731	0,2257	0,0034	5,232
0,754	0,2495	0,001	4,972
0,777	0,2742	0,0001	4,712
0,8	0,3	0	4,452
0,823	0,3267	0	4,176
0,846	0,3545	0	3,832
0,869	0,3831	0	3,488
0,891	0,4128	0	3,145
1	0,566	0	2,121

Tomado de: tNavigator, 19.4. Colombia, Ecopetrol, 2019. Modelo realizado por Ecopetrol.

**ANEXO 2.
VISCOSIDAD DEL POLÍMERO A**

		PLYVISC	
Concentración polímero (ppm)	Viscosidad polímero (cP)	Concentración polímero (lb/stb)	Viscosidad polímero (multiplicador 10/sec)
0	0,45	0,0000	1,0000
200	1,69	0,0702	3,7556
400	3,54	0,1404	7,8730
600	5,60	0,2106	12,4444
800	8,80	0,2808	19,5556
1000	12,00	0,3510	26,6667
1200	14,60	0,4212	32,4444
1400	17,20	0,4914	38,2222
1600	19,80	0,5616	44,0000
1800	22,40	0,6318	49,7778
2000	25,00	0,7020	55,5556

Tomado de: ECOPETROL. “*Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

**ANEXO 3.
ADSORCIÓN DEL POLÍMERO A**

Concentración polímero (ppm)	Adsorción polímero (mg/g roca)	PLYADS	
		Concentración polímero (lb/stb)	Adsorción polímero (lb/lb roca)
0	0	0,0000	0,00000000
222	0,0158	0,0780	0,00001579
444	0,0207	0,1560	0,00002069
667	0,0231	0,2340	0,00002308
889	0,0245	0,3120	0,00002449
1111	0,0254	0,3900	0,00002542
1333	0,0261	0,4680	0,00002609
1556	0,0266	0,5460	0,00002658
1778	0,0270	0,6240	0,00002697
2000	0,0273	0,7020	0,00002727

Tomado de: ECOPETROL. “*Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

ANEXO 4. TENSIÓN INTERFACIAL DEL SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE ST

- Tensión interfacial del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

			SURFST	
Concentración surfactante (ppm)	IFT Yarigui Cantagallo (dina/cm)	IFT Dina Cretaceous (dina/cm)	Concentración surfactante (lb/stb)	IFT Dina Cretaceous (lbf/in)
0	29,8000	31,8000	0,0000	0,0001815827
500	19,3700	20,6700	0,1755	0,0001180287
1500	2,9800	3,1800	0,5265	0,0000181583
3500	0,2235	0,2385	1,2285	0,0000013619
5000	0,1490	0,1590	1,7550	0,0000009079

Tomado de: A. M. Contreras y M. S. León, Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactantes en el campo Yarigui Cantagallo de Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica, tesis pre. Facultad de Ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017.

- Tensión interfacial del biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

			SURFST	
Concentración biosurfactante (ppm)	IFT muestras (dina/cm)	IFT Dina Cretaceous (dina/cm)	Concentración biosurfactante (lb/stb)	IFT Dina Cretaceous (lbf/in)
0	14	31,8	0	0,0001815827
92.8	4,03	9,1539	0,0326	0,0000522699
500	3,32	7,5411	0,1755	0,0000430610
1000	2,87	6,5190	0,3510	0,0000372244
2000	2,87	6,5190	0,7020	0,0000372244
3000	2,85	6,4736	1,0530	0,0000369650
4000	2,69	6,1101	1,4040	0,0000348898
5000	2,51	5,7013	1,7550	0,0000325552

Tomado de: Y. Rodríguez, Obtención y evaluación de un ecotensioactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo, tesis mag, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2019.

**ANEXO 5.
CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL SURFACTANTE Y
BIOSURFACTANTE ST EN EL MODELO SECTORIAL DEL CAMPO DINA
CRETACEOUS**

Las curvas de permeabilidad relativa afectadas por la inyección del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous son calculadas se la siguiente manera:

$$\text{Factor de reducción de IFT} = \frac{\text{IFT del surfactante (500ppm)}}{\text{IFT del campo (0ppm)}}$$

$$\text{Ajuste del Sor} = \text{Factor de reducción de IFT} * \text{Sor del campo}$$

$$Sw_{irr\ max} = 1 - Sor$$

$$\Delta Sw = \frac{Sw_{irr\ max} - Sw_{irr}}{n-1}, \text{ donde } n = 40$$

Dado que el campo Dina Cretaceous tiene un sistemas agua-petróleo, con mojabilidad mixta a ligeramente mojada con petróleo (proceso de drenaje), se utilizan las correlaciones de Corey para calculas las datos de permeabilidad relativa [9].

$$K_{rw} = \left(\frac{Sw - Sw_{irr}}{1 - Sw_{irr}} \right)^4$$

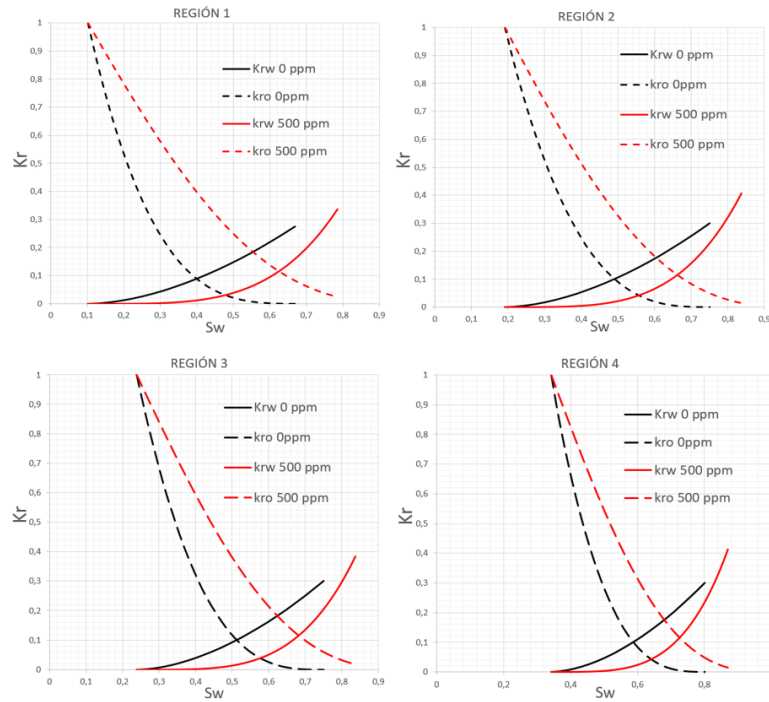
$$K_{ro} = \left(1 - \frac{Sw - Sw_{irr}}{1 - Sw_{irr}} \right)^2 \left(1 - \left(\frac{Sw - Sw_{irr}}{1 - Sw_{irr}} \right)^2 \right)$$

Fuente. M. Paris de Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petroliferos, Venezuela: Astro Data S.A., 2001.

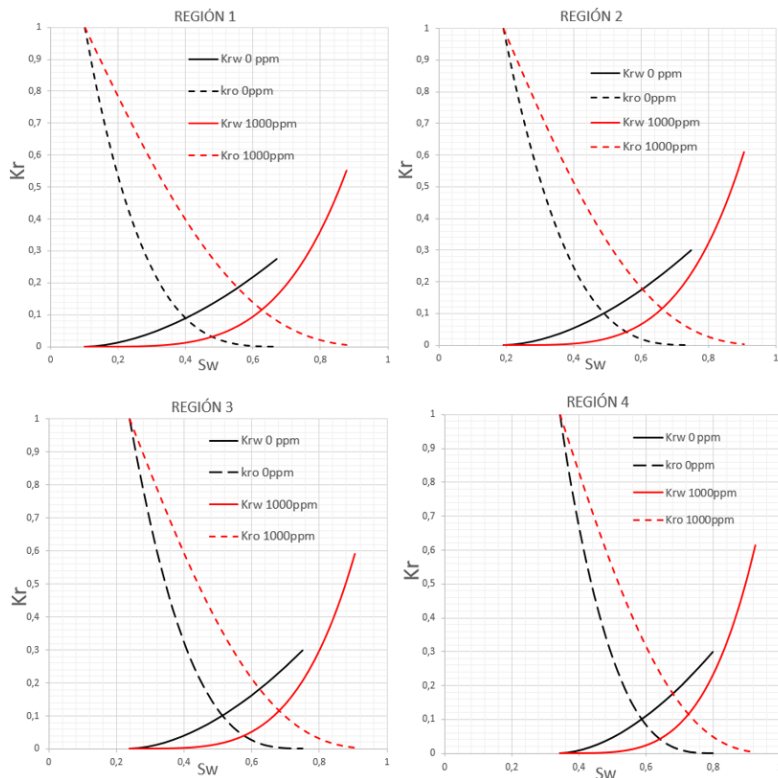
A continuación, se muestra los end-points y las curvas de permeabilidad relativa para cada una de las regiones del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous afectadas por el surfactante.

		Concentración surfactante (ppm)				
		0ppm	500 ppm	1000 ppm	1500 ppm	2000 ppm
Factor reducción IFT			0,6500	0,3750	0,1000	0,0769
Región 1	Swirr	0,1020	0,1020	0,1020	0,1020	0,1020
	Sor	0,3300	0,2145	0,1238	0,0330	0,0254
	Swirr máx.	0,6700	0,7855	0,8763	0,9670	0,9746
	Δ sw		0,0175	0,0199	0,0222	0,0224
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,2742	0,3356	0,5526	0,8609	0,8917
Región 2	Swirr	0,1920	0,1920	0,1920	0,1920	0,1920
	Sor	0,2500	0,1625	0,0938	0,0250	0,0192
	Swirr máx.	0,7500	0,8375	0,9063	0,9750	0,9808
	Δ sw		0,0166	0,0183	0,0201	0,0202
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,4073	0,6106	0,8819	0,9082
Región 3	Swirr	0,2380	0,2380	0,2380	0,2380	0,2380
	Sor	0,2500	0,1625	0,0938	0,0250	0,0192
	Swirr máx.	0,7500	0,8375	0,9063	0,9750	0,9808
	Δ sw		0,0154	0,0171	0,0189	0,0190
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,3831	0,5915	0,8751	0,9029
Región 4	Swirr	0,3430	0,3430	0,3430	0,3430	0,3430
	Sor	0,2000	0,1300	0,0750	0,0200	0,0154
	Swirr máx.	0,8000	0,8700	0,9250	0,9800	0,9846
	Δ sw		0,0135	0,0149	0,0163	0,0165
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,4140	0,6158	0,8837	0,9096

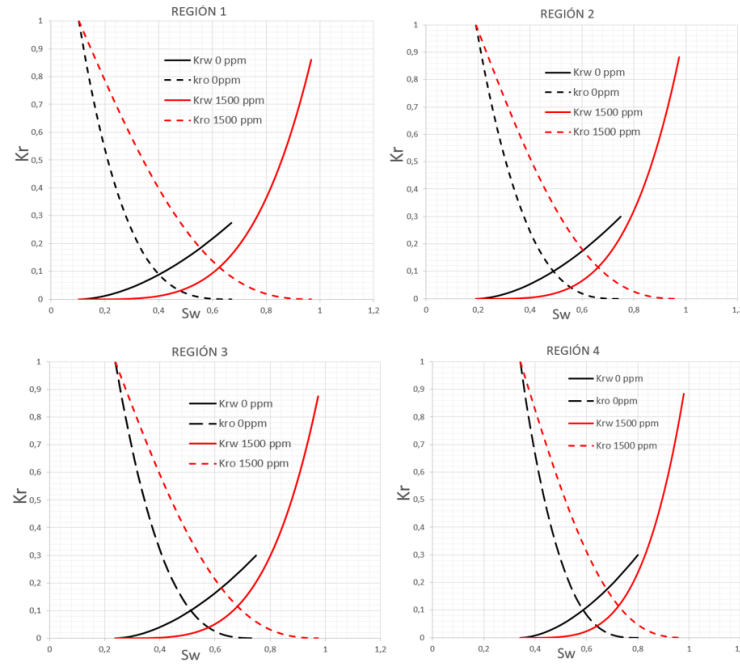
- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 500ppm de surfactante



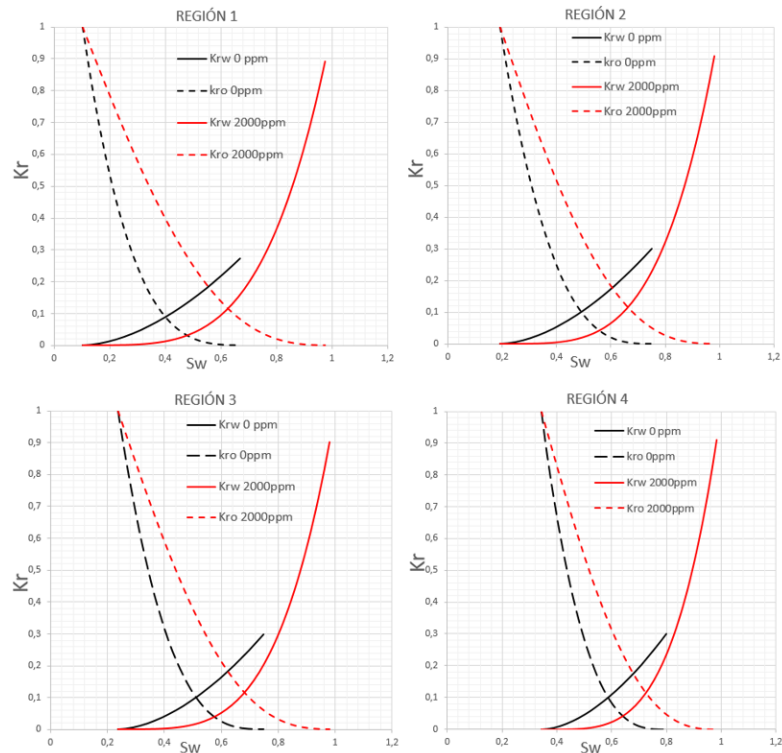
- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 1000ppm de surfactante



- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 1500ppm de surfactante



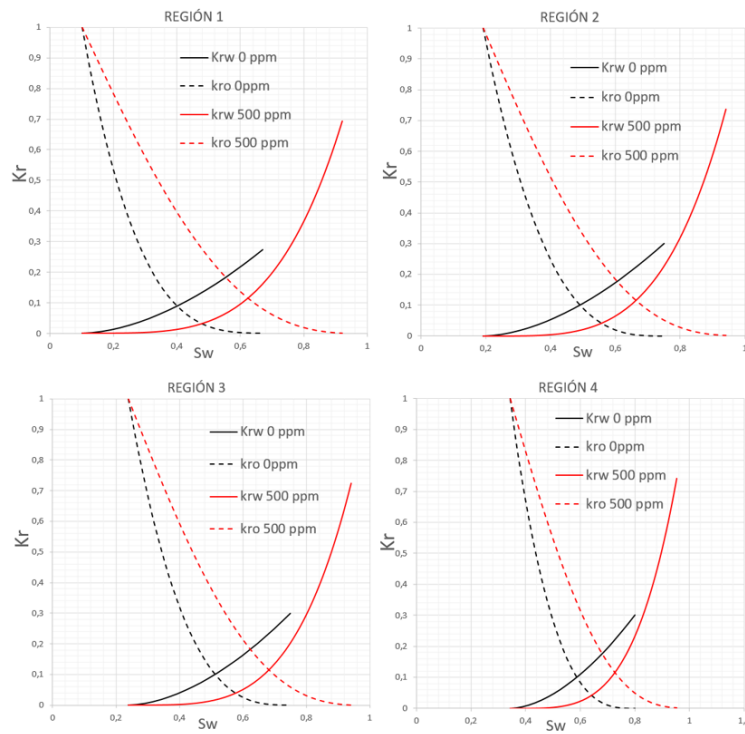
- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 2000ppm de surfactante



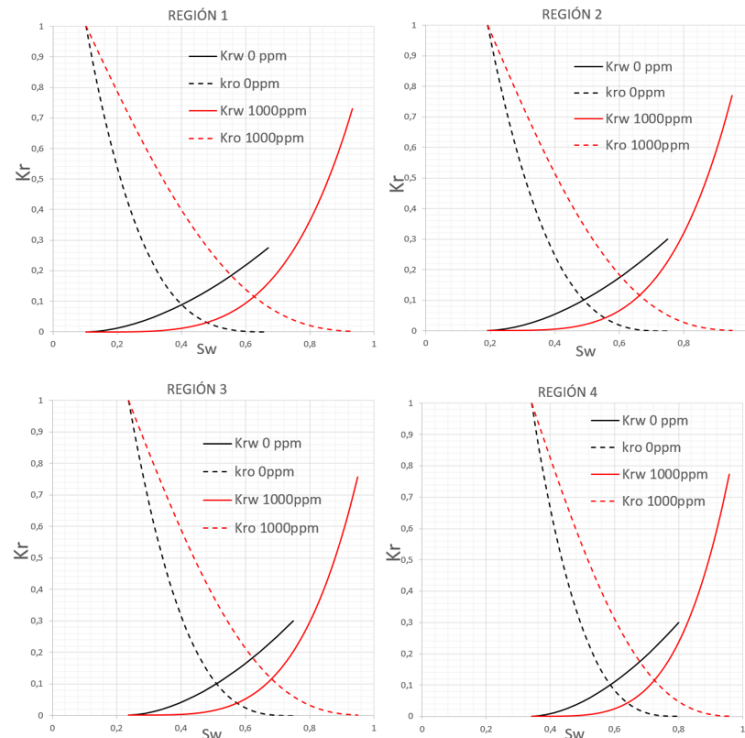
A continuación, se muestra los end-points y las curvas de permeabilidad relativa para cada una de las regiones del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous afectadas por el biosurfactante ST.

		Concentración biosurfactante (ppm)				
		0	500	1000	1500	2000
Factor reducción IFT			0,2371	0,2050	0,2050	0,2050
Región 1	Swirr	0,1020	0,1020	0,1020	0,1020	0,1020
	Sor	0,3300	0,0783	0,0677	0,0677	0,0677
	Swirr máx.	0,6700	0,9217	0,9324	0,9324	0,9324
	Δ sw		0,0210	0,0213	0,0213	0,0213
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,2742	0,6944	0,7310	0,7310	0,7310
Región 2	Swirr	0,1920	0,1920	0,1920	0,1920	0,1920
	Sor	0,2500	0,0593	0,0513	0,0513	0,0513
	Swirr máx.	0,7500	0,9407	0,9488	0,9488	0,9488
	Δ sw		0,0192	0,0194	0,0194	0,0194
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,7373	0,7694	0,7694	0,7694
Región 3	Swirr	0,2380	0,2380	0,2380	0,2380	0,2380
	Sor	0,2500	0,0593	0,0513	0,0513	0,0513
	Swirr máx.	0,7500	0,9407	0,9488	0,9488	0,9488
	Δ sw		0,0180	0,0182	0,0182	0,0182
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,7233	0,7569	0,7569	0,7569
Región 4	Swirr	0,3430	0,3430	0,3430	0,3430	0,3430
	Sor	0,2000	0,0474	0,0410	0,0410	0,0410
	Swirr máx.	0,8000	0,9526	0,9590	0,9590	0,9590
	Δ sw		0,0156	0,0158	0,0158	0,0158
	Kro@Swirr	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Krw@Sor	0,3000	0,7410	0,7728	0,7728	0,7728

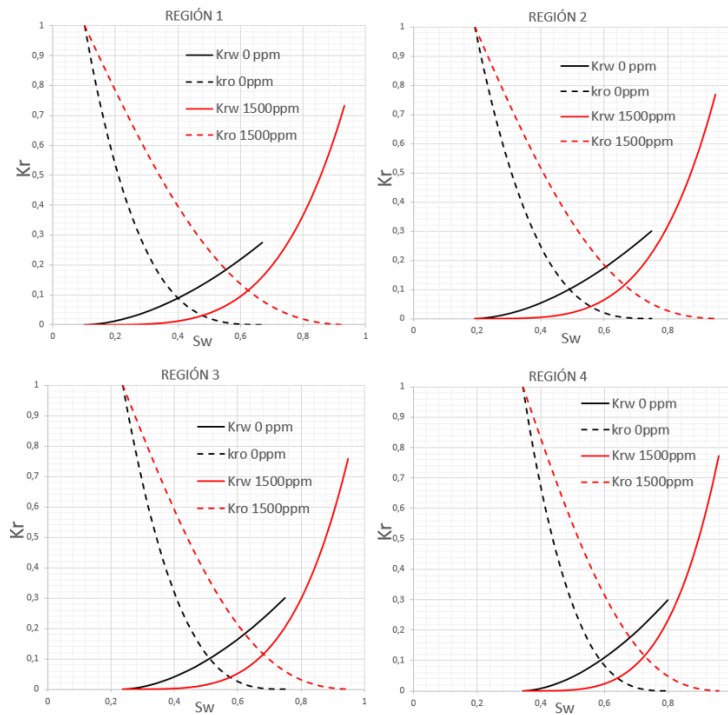
- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 500ppm de biosurfactante ST.



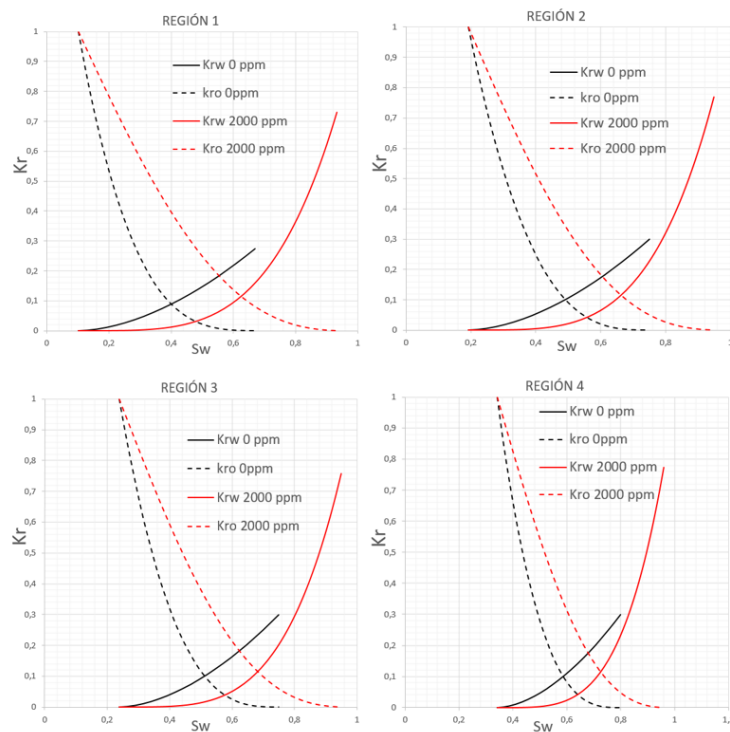
- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 1000ppm de biosurfactante ST.



- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 1500ppm de biosurfactante ST.



- Curvas de permeabilidad relativa para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous a 2000ppm de biosurfactante ST.



ANEXO 6. ADSORCIÓN DEL SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE ST

La isoterma de Langmuir describe la adsorción de los compuestos químicos en un medio poroso, según esta isoterma, cuanto mayor es la concentración, mayor es la adsorción [26]. Por tal razón para realizar una correcta incorporación de los datos de adsorción del surfactante y biosurfactante en el simulador para el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous se utiliza el método de Langmuir para calcular la curva de adsorción de la siguiente manera:

$$ADMAXT = \frac{Max\ Ads \left(\frac{(1-\Phi)}{\Phi} \right) * \rho_r * 0,001}{PM_{surfactante}}$$

$$***\ Tab1 = ADMAXT * \left(\frac{10}{fraccion\ molar_{surfactante}} \right)$$

$$Tab3 = \frac{10}{fraccion\ molar_{surfactante}}$$

$$Adsorción^* = \frac{***\ Tab1 * fraccion\ molar_{surfactante}}{1 + Tab3 * fraccion\ molar_{surfactante}}$$

$$Adsorción = \frac{Adsorción^* * PM_{surfactante}}{\left(\frac{1-\Phi}{\Phi} \right) * \rho_r * 0,001}$$

Fuente: ECOPETROL. “*Visc_poly_Adsorption_Polymer_Eclipse*”, Bogotá, Colombia, 2020. [EXCEL].

Donde:

ADMAXT= máxima adsorción (mol/cm³)

Max ads= máxima adsorción reportada (mg/grock)

ρ_r =densidad de la roca (g/cm³)

Φ =porosidad

PM=peso molecular (g/mol)

***Tab1=(mol/cm³)

Adsorción*=(mol/cm³)

Adsorción= mg/groca

- Adsorción del surfactante en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Densidad roca (g/cm ³)	Porosidad Dina Cretaceous	Max Adsorción (mg/g Roca)	Concentración surfactante (ppm)
2,65	0,12949	1,090906188	5000

ADMAXT	8,4715E-05	gmol/cm ³
****Tad1	Tad2	Tad3
2,1570	0	2,5462E+04

			SURFADS	
Concentración surfactante (ppm)	Adsorción surfactante Yarigui Cantagallo (mg/100g roca)	Adsorción surfactante Dina Cretaceous (mg/100g roca)	Concentración surfactante (lb/stb)	Adsorción surfactante Dina Cretaceous (lb/lb roca)
0	0	0	0	0
500	43,77580036	54,545309400	0,1755	0,0005455
1500	74,97137018	81,817964100	0,5265	0,0008182
3500	98,99593392	95,454291450	1,2285	0,0009545
5000	109,0906188	99,173289818	1,7550	0,0009917

Tomado de: A. M. Contreras y M. S. León, Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactantes en el campo Yarigui Cantagallo de Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica, tesis pre. Facultad de Ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017.

- Adsorción del biosurfactante ST en el modelo sectorial del campo Dina Cretaceous

Densidad roca (g/cm3)	Porosidad Dina Cretaceous	Max Adsorción (mg/g Roca)	Concentración biosurfactante (ppm)
2,65	0,12949	0,22	3000

ADMAXT	1,7084E-05	gmol/cm3
****Tad1	Tad2	Tad3
0,7249867	0	4,2436E+04

			SURFADS	
Concentración biosurfactante (ppm)	Adsorción biosurfactante muestras (mg/100g roca)	Adsorción biosurfactante Dina Cretaceous (mg/100g roca)	Concentración biosurfactante (lb/stb)	Adsorción biosurfactante Dina Cretaceous (lb/lb roca)
0	-	0	0	0
92,8	-	5,1976	0,0326	0,0000520
500	-	13,7500	0,1755	0,0001375
1000	-	16,9231	0,3510	0,0001692
2000	-	19,1304	0,7020	0,0001913
3000	22	20,0000	1,0530	0,0002000
4000	-	20,4651	1,4040	0,0002047
5000	-	20,7547	1,7550	0,0002075

Tomado de: Y. Rodríguez, Obtención y evaluación de un ecotensoactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo, tesis mag, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2019.

ANEXO 7. NÚMERO CAPILAR DEL SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE ST EN EL MODELO SECTORIAL DEL CAMPO DINA CRETACEOUS

La inyección de surfactantes está estrechamente relacionada con el aumento del número capilar, al reducir en varios órdenes de magnitud la tensión interfacial. Dicho número adimensional es calculado de la siguiente forma:

$$N_c = \frac{v\mu}{IFT}$$

Fuente. Rock Flow Dynamic, tNavigator, Simulation, User Manual, 2019. p.92

Donde:

N_c : número capilar

v : velocidad del fluido desplazante en la dirección del flujo (m/s)

μ : viscosidad del fluido desplazante (mPa.s ó cP)

IFT: tensión interfacial agua-petróleo (mN/m ó dina/cm)

En la tesis de maestría realizada por Castro [19], se calcula la velocidad del agua para el campo Dina Cretaceous, bajo la influencia del pozo inyector DK-3, considerando un radio de influencia de 1 ft y una tasa de inyección de agua de 1500 bbl; la velocidad del agua se calcula de la siguiente forma:

$$v = \frac{5,615 \frac{Q}{h}}{2\pi r h \Phi(1 - sor)}$$

Fuente. R. Castro., Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica, tesis mag. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Bucaramanga, 2011.

Donde:

v : velocidad del fluido desplazante en la dirección del flujo (ft/día)

Q : tasa de inyección de agua (bbl/día)

r : radio al cual se realiza la evaluación

h : espesor neto productor (ft)

Φ : porosidad

Sor : saturación residual de aceite

Dado que el modelo sectorial tiene un espesor de 1256,2 ft, una porosidad de 0,12949 y un Sor de 0,33, la velocidad del agua para calcular el número capilar es de 0,0097911 ft/día.

ANEXO 8.
BACHE DE TIEMPO Y VOLUMEN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Con la tasa de inyección de agua seleccionada y el volumen de poro del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, se calcula el tiempo de inyección, de acuerdo al volumen de poro que se desee inyectar (5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 35%), como se observa a continuación.

Volumen de poro del modelo sectorial (VP) (bbl)	23 505 100
Tasa de inyección de agua (Qiny) (bbl/día)	1500
Volumen de poro que se desea inyectar (%VP)	25%
Inicio de inyección	1/03/2021

$$\text{Volumen de inyección} = 23\ 505\ 100\ \text{bbl} * 25\% = 5\ 876\ 275\ \text{bbl}$$

$$\text{Tiempo de inyección} = \frac{5\ 876\ 275\ \text{bbl}}{1500\ \text{bbl/día}} = 3\ 917,5\ \text{días}$$

$$\text{Fin de inyección} = 1/03/2021 + 3\ 917,5\ \text{días} = 21/11/2031$$

Inicio de inyección	1/03/2021	1/03/2021	1/03/2021	1/03/2021
Fin de inyección	23/04/2023	15/06/2025	7/08/2027	29/09/2029
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500	1500	1500
%VP	5%	10%	15%	20%
Volumen de inyección (bbl)	1 175 255	2 350 510	3 525 765	4 701 020
Tiempo de inyección (días)	783,5	1 567	2 350,5	3 134
Tiempo de inyección (años)	2,1	4,3	6,4	8,6

Inicio de inyección	1/03/2021	1/03/2021	1/03/2021
Fin de inyección	21/11/2031	13/01/2034	6/03/2036
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500	1500
%VP	25%	30%	35%
Volumen de inyección (bbl)	5 876 275	7 051 530	8 226 785
Tiempo de inyección (días)	3 917,5	4 701	5 484,5
Tiempo de inyección (años)	10,7	12,9	15

ANEXO 9.
BACHE DE TIEMPO Y VOLUMEN DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE ST

Con la tasa de inyección de agua seleccionada y el volumen de poro del modelo sectorial del campo Dina Cretaceous, se calcula el tiempo de inyección, de acuerdo al volumen de poro que se desee inyectar (5%, 7,5%, 10%, 12,5%, 15%), como se observa a continuación.

Volumen de poro del modelo sectorial (VP) (bbl)	23 505 100
Tasa de inyección de agua (Qiny) (bbl/día)	1500
Volumen de poro que se desea inyectar (%VP)	5%
Inicio de inyección	1/03/2021

$$\text{Volumen de inyección} = 23\ 505\ 100\ \text{bbl} * 5\% = 1\ 175\ 255\ \text{bbl}$$

$$\text{Tiempo de inyección} = \frac{1\ 175\ 255\ \text{bbl}}{1500\ \text{bbl/día}} = 783,5\ \text{días}$$

$$\text{Fin de inyección} = 1/03/2021 + 783,5\ \text{días} = 23/04/2023$$

	Surfactante	Polímero
Inicio de inyección	1/03/2021	24/04/2023
Fin de inyección	23/04/2023	14/01/2034
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500
%VP	5%	25%
Volumen de inyección (bbl)	1 175 255	5 876 275
Tiempo de inyección (días)	783,5	3 917,5
Tiempo de inyección (años)	2,1	10,7

	Surfactante	Polímero
Inicio de inyección	1/03/2021	20/05/2024
Fin de inyección	19/05/2024	9/02/2035
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500
%VP	7,5%	25%
Volumen de inyección (bbl)	1 762 883	5 876 275
Tiempo de inyección (días)	1 175,2	3 917,5
Tiempo de inyección (años)	3,2	10,7

	Surfactante	Polímero
Inicio de inyección	1/03/2021	16/06/2025
Fin de inyección	15/06/2025	7/03/2036
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500
%VP	10%	25%
Volumen de inyección (bbl)	2 350 510	5 876 275
Tiempo de inyección (días)	1 567	3 917,5
Tiempo de inyección (años)	4,3	10,7

	Surfactante	Polímero
Inicio de inyección	1/03/2021	12/07/2026
Fin de inyección	11/07/2026	3/04/2037
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500
%VP	12,5%	25%
Volumen de inyección (bbl)	2 938 138	5 876 275
Tiempo de inyección (días)	1 958,8	3 917,5
Tiempo de inyección (años)	5,4	10,7

	Surfactante	Polímero
Inicio de inyección	1/03/2021	8/08/2027
Fin de inyección	7/08/2027	30/04/2038
VP (bbl)	23 505 100	23 505 100
Qiny (bbl/día)	1500	1500
%VP	15%	25%
Volumen de inyección (bbl)	3 525 765	5 876 275
Tiempo de inyección (días)	2 350,5	3 917,5
Tiempo de inyección (años)	6,4	10,7

ANEXO 10.
CÁLCULOS DE PRESIÓN MÁXIMA DE INYECCIÓN

La presión de inyección no debe ser igual a la presión de fractura de la roca, por esa razón se utiliza un factor de seguridad para establecer que la presión máxima de inyección sea inferior a la presión de fractura. Para la simulación de la inyección de agua se utiliza un factor de seguridad del 20,4%.

$$Presion\ maxima\ de\ inyección(psi) = P_{frac}(psi) * (1 - 0,204)$$

$$Presion\ maxima\ de\ inyección(psi) = 4900psi * (1 - 0,204)$$

$$Presion\ maxima\ de\ inyección(psi) = 3900,4$$

ANEXO 11. RECOMENDACIONES

Se plantean las siguientes recomendaciones para realizar futuras investigaciones en las que se busque fortalecer los resultados obtenidos en el presente proyecto de grado.

Realizar los escenarios de sensibilidad propuestos para la inyección de agua, polímero, surfactante y biosurfactante en el modelo completo del campo Dina Cretaceous con el ajuste histórico, para corroborar los resultados obtenidos.

Desarrollar escenarios de sensibilidad en los que se evalúe la implementación de los biosurfactantes con un método micelar, para inyectar el polímero junto con el surfactante al mismo tiempo y no como baches separados.

Realizar pruebas a escala de laboratorio con núcleos del campo Dina Cretaceous, para corroborar los resultados obtenidos a través de la simulación.

Evaluar la viabilidad financiera de los escenarios de sensibilidad propuestos en la inyección de agua, polímero, surfactante y biosurfactante para el campo Dina Cretaceous

Profundizar en los procesos de manufactura de los biosurfactantes para disminuir el costo de producción y así mejorar su competitividad con relación a sus contrapartes sintéticas.