

Evaluación experimental de la estabilidad de emulsiones generadas por formulaciones de surfactantes para el recobro mejorado de crudos colombianos

Jan Franco Martínez Hernández y Jackeline Andrea Padilla Niño

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Adán Yovani León Bermúdez

Ph.D. en Ingeniería Química

Codirector

Michell Andrey Jiménez Caballero

M.Sc. en Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

**Dedicatoria**

*A Dios y a mis padres por su apoyo incondicional, por impulsarme a alcanzar mis metas, por brindarme las herramientas necesarias para afrontar la vida y seguir mis sueños.*

**Jackeline Padilla.**

**Dedicatoria**

*A Dios, quien fue mi guía durante este proceso y principal razón de mantenerme en firme para cumplir con este objetivo.*

*A mis padres, por todo su apoyo y paciencia recibida a lo largo de este proceso.*

*A todas aquellas personas que contribuyeron de una forma u otra para poder alcanzar este objetivo.*

**Jan Franco Martínez.**

### **Agradecimientos**

Los autores de esta investigación expresamos nuestros más sinceros agradecimientos:

A nuestro director, el Ph.D. Adan Yovani León Bermúdez, por su apoyo, orientación y su capacidad para motivar que han sido esenciales para el desarrollo de este proyecto.

A nuestro codirector, el M.Sc. Michell Andrey Jiménez Caballero, por ser un excelente guía, por su gran disposición y paciencia, su acompañamiento ha sido clave para la realización de este proyecto.

Al Grupo de Investigaciones en Corrosión (GIC), por acogernos y facilitarnos toda sus instalaciones y equipos para el desarrollo de este proyecto.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	15
1. Fundamentos teóricos .....	17
1.1 Recobro mejorado del petróleo .....	17
1.2 Inyección de surfactantes .....	19
1.3 Surfactantes .....	21
1.3.1 Clasificación de los surfactantes .....	22
1.3.2 Micelización.....	23
1.3.3 Concentración micelar critica .....	25
1.3.4 Reducción de la tensión interfacial por surfactantes.....	27
1.4 Emulsiones.....	27
1.4.1 Macroemulsiones .....	28
1.4.2 Microemulsiones.....	30
2. Objetivos .....	32
2.1 Objetivo General.....	32
2.2 Objetivos Específicos.....	32
3. Materiales y métodos .....	32
3.1 Reactivos.....	32
3.2 Diagrama experimental.....	33
3.3 Métodos.....	34
3.3.1 Revisión bibliográfica.....	34
3.3.2 Determinación de la concentración micelar critica.....	34

3.3.3	Efecto de la salinidad en los surfactantes .....	34
3.3.4	Pruebas de interacción fluido-fluido.....	35
3.3.4.1	Preparación de emulsiones.....	35
3.3.4.2	Pruebas de estabilidad de emulsiones.....	35
3.3.4.3	Viscosidad de las emulsiones.....	36
3.3.4.4	Tamaño de gota.....	36
3.3.5	Caracterización de reactivos .....	36
3.3.5.1	Determinación de la densidad.....	36
3.3.5.2	Análisis SARA.....	37
3.3.5.3	Espectroscopía de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	39
3.3.5.4	Espectroscopía infrarroja de reflectancia total atenuada (FTIR-ATR).....	41
4.	Resultados y análisis .....	42
4.1	Análisis bibliométrico y revisión bibliográfica.....	42
4.2	Caracterización de surfactantes.....	51
4.2.1	Determinación de la concentración micelar crítica.....	51
4.2.2	Efecto de la salinidad en los surfactantes .....	54
4.2.3	Caracterización de los surfactantes por FTIR.....	59
4.3	Caracterización de crudos.....	62
4.3.1	Determinación de propiedades físicas .....	62
4.3.2	Fraccionamiento SARA .....	62
4.3.3	Caracterización de crudos por espectroscopia FTIR .....	63
4.3.4	Caracterización de crudos por espectroscopia RMN .....	65
4.4	Pruebas de interacción fluido-fluido.....	68

4.4.1	Pruebas de estabilidad de emulsiones .....	68
4.4.2	Pruebas de viscosidad de emulsiones .....	72
4.4.3	Tamaño de gota.....	75
5.	Conclusiones.....	80
6.	Recomendaciones .....	82
	Referencias Bibliográficas .....	83
	Apéndices.....	101

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Rangos espectrales de los espectros RMN 1H</i> .....	40
Tabla 2 <i>Rangos espectrales de los espectros RMN 13C</i> .....	40
Tabla 3. <i>Criterios de búsqueda</i> .....	42
Tabla 4 <i>Principales bandas y grupos funcionales de los surfactantes</i> .....	60
Tabla 5 <i>Propiedades físicas de los crudos</i> .....	62
Tabla 6 <i>Fraccionamiento SARA</i> .....	63
Tabla 7 <i>Principales bandas y grupos funcionales de los crudos</i> .....	65

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Clasificación de los métodos EOR</i> .....	18
Figura 2 <i>Proceso de inyección de surfactantes</i> .....	21
Figura 3 <i>Tipos de surfactantes</i> .....	22
Figura 4 <i>Estructura agregada de los surfactantes</i> .....	25
Figura 5 <i>Definición esquemática de la CMC</i> .....	26
Figura 6 <i>Sistema crudo/agua/surfactante</i> .....	28
Figura 7 <i>Clasificación de emulsiones según los tipos de fases</i> .....	29
Figura 8 <i>Clasificación de microemulsiones Winsor</i> .....	31
Figura 9 <i>Esquema de fraccionamiento SARA</i> .....	37
Figura 10 <i>Montaje fraccionamiento SAR</i> .....	39
Figura 11 <i>Tendencia del número de publicaciones a lo largo de los años</i> .....	44
Figura 12 <i>Red de cocitaciones de autores</i> .....	45
Figura 13 <i>Conductividad en función de la concentración de SDS</i> .....	52
Figura 14 <i>Conductividad en función de la concentración de SDBS</i> .....	53
Figura 15 <i>Conductividad en función de la concentración de Redicote E-4868</i> .....	54
Figura 16 <i>Efecto de la concentración de NaCl sobre el SDS</i> .....	55
Figura 17 <i>Efecto de la concentración de NaCl sobre el SDBS</i> .....	56
Figura 18 <i>Efecto de la concentración de NaCl sobre el Redicote E-4868</i> .....	58
Figura 19 <i>Turbidez del Redicote E-4868</i> .....	58
Figura 20 <i>Espectros FTIR de los surfactantes</i> .....	61

Figura 21 <i>Espectros FTIR de los crudos</i> .....	64
Figura 22 <i>Porcentaje de átomos de hidrogeno obtenidos a partir de espectro RMN <sup>1</sup>H de los crudos</i> .....	67
Figura 23 <i>Porcentaje de átomos de hidrogeno obtenidos a partir de espectro RMN <sup>13</sup>C de los crudos</i> .....	68
Figura 24 <i>Efecto de la concentración de surfactante en emulsiones con crudo 16 °API</i> .....	69
Figura 25 <i>Efecto de la concentración de surfactante en emulsiones con crudo 25.9 °API</i> .....	70
Figura 26 <i>Efecto de la concentración de surfactante en emulsiones con crudo 33 °API</i> .....	70
Figura 27 <i>Efecto de la salinidad en las emulsiones</i> .....	72
Figura 28 <i>Efecto de la temperatura en la viscosidad de emulsiones</i> .....	73
Figura 29 <i>Porcentaje de reducción la viscosidad de los crudos emulsionados</i> .....	75
Figura 30 <i>Tratamiento de imágenes para la determinación del tamaño de gota</i> .....	76
Figura 31 <i>Distribución del tamaño de gota de las emulsiones</i> .....	78
Figura 32 <i>Formación de nanoemulsiones</i> .....	79

**Lista de Apéndices**

	<b>pág.</b>
Apéndice A. Pruebas de estabilidad de emulsiones.....	101
Apéndice B. Espectros RMN de $^1\text{H}$ .....	104
Apéndice C. Espectros RMN de $^{13}\text{C}$ .....	105

## Glosario

**Emulsión:** dispersión de un líquido inmisible en otro mediante el uso de una sustancia química que reduce la tensión interfacial entre dos líquidos para lograr estabilidad.

**Estabilidad de emulsiones:** capacidad de una emulsión para mantener sus propiedades a lo largo del tiempo, evitando fenómenos de separación de fases como floculación, coalescencia y ruptura.

**Recobro mejorado del petróleo:** conjunto de técnicas avanzadas utilizadas para incrementar la cantidad de crudo extraído de un yacimiento, a partir de la modificación de las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluido con el fin de movilizar el crudo residual e incrementar el factor de recobro.

**Surfactante:** sustancia química que se compone de una cabeza hidrofílica y una cola hidrofóbica, que tiene la capacidad de adsorberse en la interfase de dos fluidos, disminuyendo la tensión interfacial.

**Tensión interfacial:** propiedad fisicoquímica que cuantifica la energía de Gibbs por unidad de área que se requiere para aumentar la superficie de contacto entre dos fases inmiscibles.

**Viscosidad:** propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo bajo la aplicación de un esfuerzo de corte, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

## Resumen

**Título:** Evaluación experimental de la estabilidad de emulsiones generadas por formulaciones de surfactantes para el recobro mejorado de crudos colombianos\*

**Autor:** Jackeline Andrea Padilla Niño y Jan Franco Martínez Hernández\*\*

**Palabras Clave:** Surfactantes, Recobro Mejorado, Emulsiones, Estabilidad.

**Descripción:** La inyección de surfactantes permite incrementar la producción de hidrocarburos mediante la reducción de la tensión interfacial entre el crudo y el agua, favoreciendo la formación de emulsiones in-situ y facilitando el desplazamiento del crudo remanente en el yacimiento. En este estudio, se evaluó experimentalmente el efecto de formulaciones compuestas por tres surfactantes iónicos en la estabilidad de emulsiones generadas con crudos colombianos con valores de gravedad API en el intervalo de 16 a 33. Particularmente se emplearon los surfactantes aniónicos SDS, SDBS y el surfactante catiónico Redicote E-4868, para los cuales se realizaron pruebas de conductividad con el fin de establecer la concentración micelar crítica de los surfactantes, cuyos valores fueron empleados para la realización de formulaciones. Asimismo, se caracterizaron los surfactantes por espectroscopia FTIR y los diferentes crudos mediante fraccionamiento SARA, espectroscopia FTIR y espectroscopia de RMN, encontrándose que la interacción entre la estructura química de los surfactantes y los crudos afecta la formación de emulsiones. Lo anterior se expone debido a que, en las pruebas de emulsificación se observó que las formulaciones con los surfactantes aniónicos (SDS y SDBS) generaron emulsiones más estables en comparación con las formulaciones generadas por el surfactante catiónico (Redicote E-4868). Adicionalmente, se evaluaron las emulsiones obtenidas mediante imágenes de microscopia óptica, donde se encontró que el tamaño de las gotas dispersas está estrechamente relacionado con la estabilidad de las emulsiones, puesto que, las gotas de menor tamaño promueven mayor estabilidad. Finalmente, se evidenció una reducción considerable de las viscosidades en las emulsiones, debido a la disminución en la tensión interfacial generada por la formación de micelas, favoreciendo la dispersión del crudo en el agua.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Adan Yovani León Bermúdez, Ph.D. en Ingeniería Química. Codirector: Michell Andrey Jiménez Caballero, M.Sc. en Química.

### Abstract

**Title:** Experimental evaluation of the stability of emulsions generated by surfactant formulations for the enhanced recovery of Colombian crude oils\*

**Author(s):** Jackeline Andrea Padilla Niño y Jan Franco Martinez Hernández\*\*

**Key Words:** Surfactants, Enhanced Oil Recovery, Emulsions, Stability.

**Description:** Surfactant injection allows increasing hydrocarbon production by reducing the interfacial tension between crude oil and water, promoting the formation of in-situ emulsions and facilitating the displacement of the remaining crude oil in the reservoir. In this research, the effect of formulations composed of three ionic surfactants on the stability of emulsions generated with Colombian crude oils with API gravity values ranging from 16 to 33 was experimentally evaluated. Specifically, the anionic surfactants SDS, SDBS and the cationic surfactant Redicote E-4868 were used, for which, conductivity tests were carried out to establish the critical micellar concentration of the surfactants, whose values were used for formulations. Likewise, the surfactants were characterized by FTIR spectroscopy and the different crudes by SARA fractionation, FTIR and NMR spectroscopy, finding that the interaction between the chemical structure of the surfactants and the crude oils affects the formation of emulsions. This is due to the fact that in the emulsification tests it was observed that the formulations with the anionic surfactants (SDS and SDBS) generated more stable emulsions compared to the formulations generated by the cationic surfactant (Redicote E-4868). Furthermore, the emulsions obtained were evaluated using optical microscopy images, where it was found that the size of the dispersed droplets is closely related to the stability of the emulsions, since smaller droplets promote greater stability. Finally, a considerable reduction of viscosities in the emulsions was evidenced, due to the decrease in the interfacial tension generated by the formation of micelles, favoring the dispersion of the crude oil in the water.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Adan Yovani León Bemudez, Ph.D. in Chemical Engineering. Co-director: Michell Andrey Jiménez Caballero, M.Sc. in Chemistry.

## Introducción

La industria de los hidrocarburos afronta diferentes retos en el proceso de producción de hidrocarburos, principalmente en yacimientos maduros o de baja permeabilidad, donde los métodos primarios y secundarios de recuperación de petróleo ya no resultan eficaces. Por tal motivo, en los últimos años un mayor número de países y regiones se han inclinado a realizar esfuerzos para mantener o frenar las caídas de producción mediante la implementación de tecnologías EOR. En un comienzo, el desarrollo de estos proyectos se localizó principalmente en Norteamérica para luego extenderse a países como Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, China, Kuwait, India, Ecuador, y Colombia, donde se iniciaron diferentes proyectos piloto. Para 2017, se encontraban en funcionamiento alrededor de 375 proyectos, que representaban cerca del 2% del suministro mundial de petróleo, con poco más de 2 millones de barriles por día; de esta cifra, el 44,3% correspondía a recobro con CO<sub>2</sub>, 32% a recobro térmico, 12% a recobro por inyección de gases como nitrógeno o gas natural y 9,3% a recobro químico (Han et al., 2018).

Unas de las alternativas son los métodos de recobro químico, como la inyección de surfactantes, en el cual se crean emulsiones crudo/agua con el fin de desplazar los hidrocarburos de los yacimientos. Sin embargo, muchas de estas emulsiones tienden a romperse durante su trayecto hacia la superficie, a causa de su inestabilidad con el tiempo, lo que implica posibles pérdidas en la producción de crudo y a su vez, genera pérdidas económicas (Chen, W. et al., 2023).

Dentro de este marco, conocer los factores que influyen en el comportamiento de las emulsiones a través de la recopilación de información y, los análisis de laboratorio de algunos de los tipos de surfactantes que se encuentran en el mercado, así como de las propiedades fisicoquímicas de los crudos que intervienen en la formación de estas emulsiones antes de

cualquier aplicación, resulta importante para asegurar la eficiencia y estabilidad del sistema crudo/surfactante durante su período de uso.

Con base en lo anterior, el presente proyecto buscó responder con un enfoque experimental a la pregunta de investigación ¿Cuáles son las formulaciones de surfactantes que permiten generar emulsiones más estables para el recobro de crudos colombianos?.

Para ello, se analizó el efecto de diferentes formulaciones de surfactantes y la influencia de la naturaleza fisicoquímica de los crudos en la estabilidad de las emulsiones, con el propósito de prolongar el tiempo de estabilidad de dichas emulsiones y así, mantener una disminución en la viscosidad de los hidrocarburos, lo que conlleva a un incremento de la tasa de producción de crudo.

Esta investigación resulta relevante dentro de la industria petrolera, ya que su importancia radica en la necesidad de mejorar la eficiencia de la producción de hidrocarburos, por lo que estudiar la eficacia de estos aditivos puede ser una solución prometedora para mejorar la interacción fluido/fluido al establecer formulaciones que permiten generar emulsiones más estables, y, en consecuencia, incrementar la eficiencia y rentabilidad de los proyectos de recobro mejorado. Finalmente, esta investigación deja como precedente y punto de partida para futuras investigaciones y proyectos de inyección de surfactantes.

Para llevar a cabo la investigación el trabajo se estructuró en 6 capítulos. En el Capítulo 1 “*Fundamentos teóricos*”, se abordan el estado del arte y conceptos relacionados con la inyección de surfactantes y las emulsiones. En el Capítulo 2 “*Objetivos*”, se definieron los objetivos del proyecto y en el Capítulo 3 “*Materiales y métodos*”, se describe la metodología empleada para el desarrollo de la investigación. En el Capítulo 4 “*Análisis de resultados*”, se realiza el análisis de los resultados obtenidos mediante la revisión bibliográfica y las pruebas experimentales.

Finalmente, en el Capítulo 5 “*Conclusiones*” y Capítulo 6 “*Recomendaciones*”, se presentan las conclusiones y se sugieren algunas recomendaciones para futuros desarrollos en torno a este tema.

## **1. Fundamentos teóricos**

### **1.1 Recobro mejorado del petróleo**

La producción de hidrocarburos en general se divide en tres etapas, la primaria, donde el crudo es desplazado y producido gracias a la energía natural propia del yacimiento. La secundaria, etapa en la cual se busca mantener o aumentar la energía del yacimiento mediante la inyección de agua (*waterflooding*) o gas. Por último, la producción terciaria, también conocida como recobro mejorado del petróleo (EOR, por sus siglas en inglés, *Enhanced Oil Recovery*). Cabe destacar que el desarrollo de cada una de estas etapas no se ejecuta necesariamente de manera secuencial, sino que dependerá de los requerimientos de cada yacimiento (De Ferrer, 2001).

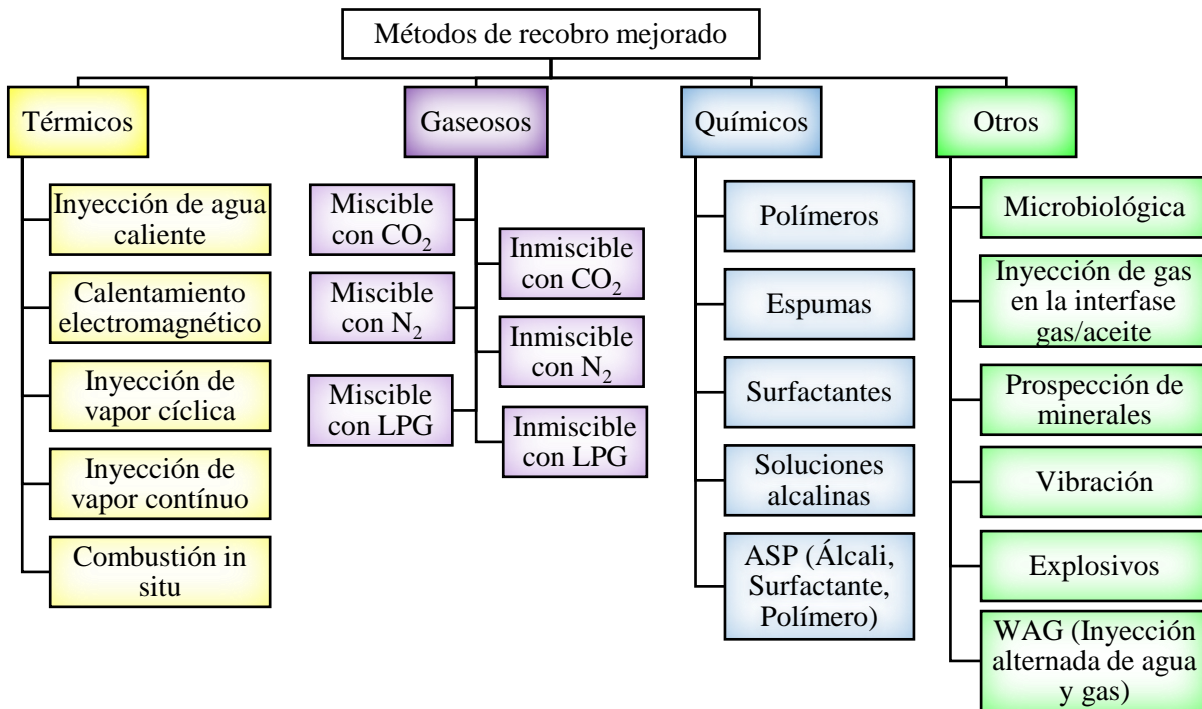
El recobro mejorado es el proceso que permite aumentar la recuperación de hidrocarburos, dado que desplaza el petróleo atrapado en los poros de la roca a causa de las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas, también llamado petróleo remanente. Este proceso permite prolongar la vida productiva del yacimiento mediante el aumento de la eficiencia del barrido, considerando el control de movilidad y la modificación de las fuerzas superficiales en el yacimiento, debido a la reducción de la tensión interfacial entre el crudo y el fluido de desplazamiento, la reducción de las fuerzas capilares y los cambios de mojabilidad de la roca (Vishnyakov et al., 2020).

A lo largo del tiempo se han desarrollado e implementado nuevas tecnologías y métodos de recobro mejorado adaptados como respuesta a las necesidades y requerimientos de la industria del petróleo y gas. Generalmente, estos métodos se clasifican como: químicos, térmicos, gaseosos y mezclas entre ellos, tal como se muestra en la Figura 1. Cabe resaltar que la implementación de

estas técnicas se realiza bajo condiciones específicas, considerando las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento para seleccionar el método de recobro más eficiente. Adicionalmente, se deben tener en cuenta las experiencias y conocimientos adquiridos en proyectos previos con el propósito de reducir la incertidumbre en la ejecución de los proyectos EOR.

**Figura 1**

*Clasificación de los métodos EOR*



*Nota.* Adaptado de *Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges* (p. 967), por A. A. Olajire., 2014, Energy, 77

Dentro de los métodos de recobro se encuentran los procesos químicos los cuales se basan en la inyección de sustancias químicas que propician las condiciones necesarias para el desplazamiento del crudo tales como, surfactantes, polímeros, soluciones alcalinas, entre otras. La mayoría de los proyectos piloto y a escala comercial de recobro químico se han realizado en china,

un ejemplo de esto es el campo Daqing, donde se ha implementado la inyección ASP durante más de 20 años (Olajire, 2014). En 2014, paso de pruebas de campo a pruebas comerciales, para 2015 se completó la inyección del sistema químico en las áreas B-1-D y B-2-X, donde se observó un factor de recobro incremental hasta del 30% (Sun et al., 2020). Por otra parte, en Colombia los proyectos EOR no han seguido la dinámica mundial. El factor de recobro promedio es de 19% aproximadamente y alrededor del 88% de la producción proviene de la producción primaria, el 11% de la producción secundaria y menos de 1% de producción terciaria (Castro et al., 2014). Sin embargo, algunas iniciativas basadas en el uso de surfactantes han llegado a fase piloto, tales como la inyección ASP en los campos San Francisco, donde se obtuvo un factor de recobro por patrón entre 12% – 16% y el campo Caracara Sur con un factor de recobro de 16,5% (Gutierrez et al., 2024).

## **1.2 Inyección de surfactantes**

La inyección de surfactantes consiste en inundar el yacimiento con una disolución de surfactantes a través de un pozo inyector, con el objetivo de realizar un barrido del petróleo remanente hacia el pozo productor. Los surfactantes mejoran el desplazamiento debido a su efecto en la tensión interfacial crudo/agua y a la disminución de las fuerzas capilares, que favorece la formación de emulsiones, las cuales forman un banco de petróleo que se vuelve móvil delante del frente de surfactante, permitiendo que ocurra un desplazamiento miscible, lo cual aumenta el potencial de recuperación de petróleo en el yacimiento (Sheng, 2013).

La inyección de surfactantes es un método de recobro mejorado que, comúnmente, se realiza en combinación con otros productos químicos como polímeros o álcalis, ya que el surfactante por sí solo tenderá a penetrar el banco de petróleo sin generar un barrido eficiente en

el yacimiento, por lo que estos efectos deben contrarrestarse implementando otros productos (Sheng, 2013).

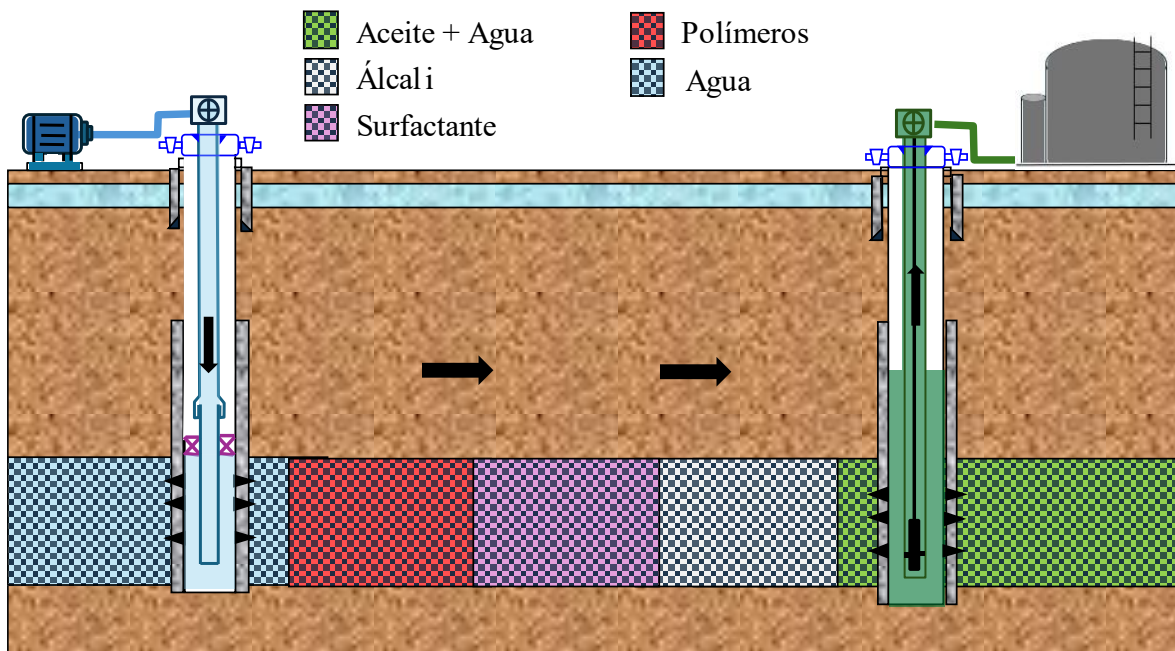
Generalmente, el proceso de inyección de surfactantes se lleva a cabo en varias etapas, como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En la primera etapa se realiza un prelavado, donde se inyecta agua dulce con el propósito de reducir y estabilizar la salinidad de la formación para mitigar su efecto sobre el surfactante, ya que la salinidad tiende a beneficiar la adsorción y precipitación de éste. En la segunda etapa, se inyecta un bache de álcali que forma una surfactante in situ debido a la interacción con los ácidos orgánicos naturales presentes en el petróleo. Además, se usa como agente de sacrificio por sus bajos costos, este actúa como agente inhibidor de adsorción de los surfactantes en la roca (Delgadillo et al., 2020). Luego, se inyecta la formulación de surfactante, cuya función principal es reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua y las fuerzas capilares, de modo que, aumenta la movilidad del crudo a la superficie. Eventualmente, se inyecta una solución polimérica con el fin de aumentar la viscosidad de la solución acuosa y, en consecuencia, la eficiencia de barrido en el yacimiento. Finalmente, se realiza una última inyección de agua para desplazar los baches inyectados anteriormente (Paternina, 2022).

Para la implementación de este método de recobro se debe tener en cuenta aspectos muy importantes para la efectividad y la viabilidad económica. La elección del surfactante es uno de estos aspectos, ya que las condiciones del yacimiento, como la salinidad, la temperatura y la presión pueden afectar o influir en la eficiencia del surfactante. Por tal motivo, el surfactante debe cumplir con ciertas características específicas como una alta estabilidad térmica, baja adsorción en la roca, capacidad de reducir la tensión interfacial, resistencia a la salinidad y afinidad con otros agentes químicos (Kamal et al., 2017). Otro aspecto para considerar es la adsorción del surfactante

en el medio poroso, debido a que si la adsorción es alta se requieren altas cantidades de surfactante, haciendo poco viable económicamente la ejecución de un proyecto de inyección de surfactantes. De ahí la necesidad de hacer un buen análisis previo de las propiedades de los fluidos y condiciones del yacimiento (Róldan, 2019).

**Figura 2**

*Proceso de inyección de surfactantes*



### 1.3 Surfactantes

Un surfactante es un compuesto químico que tiene la capacidad de adsorberse a bajas concentraciones en la superficie o interfase de un sistema y de modificar las energías libres interfaciales, reduciendo la tensión interfacial generada entre dos fases. Los surfactantes tienen una estructura molecular anfipática, es decir, tiene un extremo polar hidrofílico, que es atraído por la fase acuosa y otro no polar lipofílico, con afinidad a la fase oleosa. La cola lipofílica está compuesta por una cadena de hidrocarburo que, al incrementar su longitud, reduce la solubilidad del tensoactivo en el agua y aumenta la solubilidad en disolventes orgánicos, mientras que la

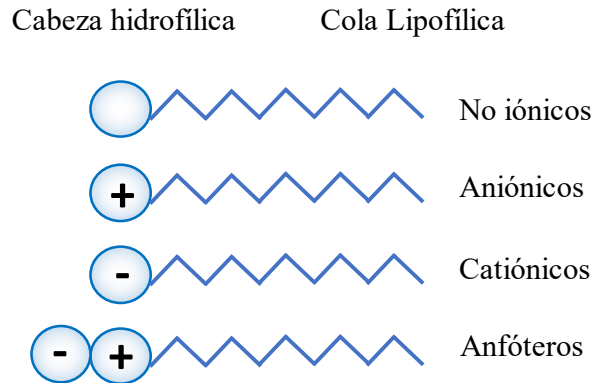
ramificación de la cadena incrementa la solubilidad del tensoactivo en ambas fases. Por otra parte, la cabeza hidrofílica normalmente está compuesta por un grupo iónico o altamente polar (Rosen, 2004).

### 1.3.1 Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes se clasifican en cuatro categorías de acuerdo con la carga de la cabeza hidrofílica de los monómeros, los cuales se presentan en la Figura 3 (Kume et al., 2008).

**Figura 3**

*Tipos de surfactantes*



*Nota.* Adaptado de *The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances* (p. 3153), por O. Massarweh y Ahmad S. Abushaikha, 2020, Energy Reports, 6

Los surfactantes catiónicos poseen cargas positivas particularmente cuando entran en contacto con el agua, por lo que se consideran relevantes en las operaciones de recobro mejorado. Estos exhiben una baja adsorción en las superficies que se encuentran positivamente cargadas, tales como formaciones de carbonato, pero a altas temperaturas estos surfactantes no son químicamente estables (Isaac et al., 2022).

Por otro lado, los surfactantes aniónicos presentan cargas negativas en soluciones acuosas. Actualmente son los más utilizados en procesos EOR, puesto que poseen resistencia a altas

temperaturas, ya que son estables químicamente y tienen una solubilidad adecuada. No obstante, experimentan una fuerte adsorción en superficies cargadas positivamente a pH bajo (Da et al., 2018).

En cambio, los surfactantes no iónicos no poseen cargas, de modo que su solubilidad depende de mecanismos como las interacciones de Van Der Waals y de la creación de puentes de hidrogeno (Róldan, 2019). En proyectos de recobro mejorado se presentan como una alternativa adecuada puesto que son económicos, biodegradables a iones divalentes y no manifiestan interacciones electrostáticas con la superficie de la roca. En su mayoría, los surfactantes no iónicos se utilizan como co-surfactantes para mejorar la compatibilidad de los surfactantes iónicos (Morvan et al., 2008).

Finalmente, los surfactantes anfóteros se destacan por que contienen grupos catiónicos y aniónicos, esta característica, a diferencia de otros tipos de surfactantes, les permite adaptarse a diferentes condiciones, de modo que muestran alta solubilidad en el agua para un rango amplio de pH, baja toxicidad, biodegradabilidad, mayor resistencia a la salinidad y estabilidad térmica. El pH de la solución determina el tipo de carga de la cabeza de este tipo de surfactante (Chen, Z. et al., 2019).

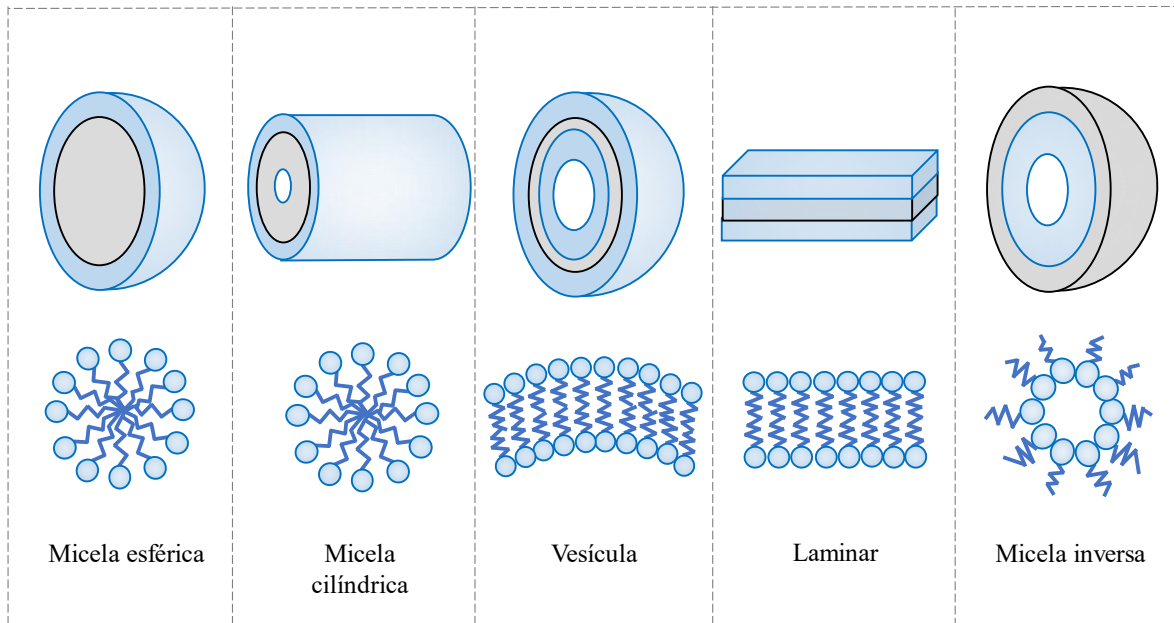
### ***1.3.2 Micelización***

La formación micelar es la capacidad que tienen los surfactantes de establecer asociaciones de tamaño coloidal al disolverse en un medio acuoso. Este fenómeno ocurre cuando los monómeros de tensoactivo entran en contacto con el disolvente, causando el rompimiento de los enlaces de hidrogeno e incrementando la energía libre del sistema, en consecuencia, estas moléculas se orientan en la interfase de la disolución con sus cadenas hidrofóbicas lejos del agua, disminuyendo la energía libre del medio. Por otra parte, a medida que la concentración del

tensoactivo aumenta, los monómeros libres en la solución se agregan, formando lo que se conoce como micelas, estructuras geométricas en las que las colas hidrofóbicas se dirigen hacia el interior, evitando el contacto con el agua y las cabezas con afinidad al disolvente hacia el exterior de la estructura (Rosen, 2004).

Las estructuras de las micelas están determinadas por el parámetro de empaquetamiento molecular, el cual permite predecir el autoensamblaje de los surfactantes en disolución, donde la cabeza hidrofílica y cadena hidrofóbica cumplen un papel determinante al influir directamente en el tamaño y forma de los agregados, tal como se muestra en la Figura 4. De acuerdo con lo anterior, los surfactantes pueden formar micelas esféricas, cilíndricas, vesículas, laminas y micelas inversas (Nagarajan, 2002).

A medida que el número de micelas en disolución aumenta, las micelas individuales se aglomeran en diferentes tipos de estructuras geométricas. A este tipo de estructuras se les denomina cristales líquidos, los cuales presentan una estructura molecular ordenada, tal como los cristales sólidos y a su vez, exhiben la movilidad de los líquidos, dando como resultado el aumento en la viscosidad de las disoluciones. Las micelas esféricas se empaquetan formando cristales líquidos cúbicos, las micelas cilíndricas se agrupan para formar cristales líquidos hexagonales y las micelas laminares producen cristales líquidos laminares (Rosen, 2004).

**Figura 4***Estructura agregada de los surfactantes*

*Nota.* Adaptado de *The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances* (p. 3157), por O. Massarweh y Ahmad S. Abushaikha, 2020, *Energy Reports*, 6

### **1.3.3 Concentración micelar crítica**

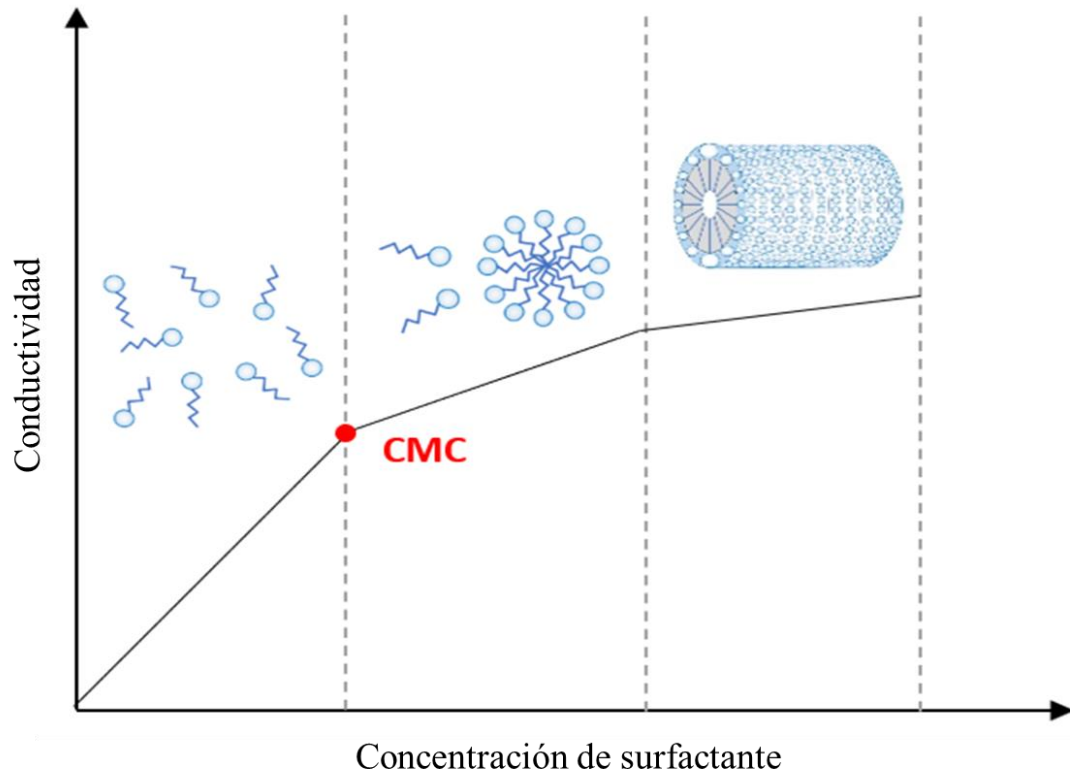
La concentración micelar crítica (CMC) se define como la concentración de surfactante en donde se comienza a formar las micelas y las propiedades fisicoquímicas de la disolución, como la conductividad eléctrica y térmica, la tensión superficial, la viscosidad, entre otras, varían abruptamente (Sabahi et al., 2017).

Por lo anterior, el valor de la concentración micelar crítica se puede determinar mediante el uso de propiedades físicas como la tensión superficial, la espectroscopia de fluorescencia, la dispersión de la luz o la conductividad eléctrica, siendo este último el método más común para surfactantes iónicos (Rosen, 2004).

Al graficar la conductividad de las disoluciones de tensoactivos iónicos en función de su concentración, se obtiene una recta que aumenta exponencialmente, en la cual a partir del punto de la concentración micelar crítica se evidencia un cambio en la pendiente, dado que la carga de la disolución disminuye con la formación de micelas. Asimismo, se puede observar una segunda variación de la pendiente que indica un cambio en la estructura micelar, como se muestra en la Figura 5.

### Figura 5

*Definición esquemática de la CMC*



*Nota.* Adaptado de *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery* (p. 320), por L. Lake et al., 2014, Society of Petroleum Engineers.

### ***1.3.4 Reducción de la tensión interfacial por surfactantes***

La capacidad para reducir la tensión interfacial es una de las principales propiedades que se evalúa en los surfactantes en disolución. La naturaleza dual del surfactante es fundamental, ya que su acumulación en la interfase permite la reducción de la tensión interfacial entre dos fases (Lake et al., 2014).

En un sistema agua/surfactante, las moléculas de agua son sustituidas por moléculas del surfactante en la superficie del agua, reduciendo la tensión superficial, ya que la fuerza de atracción entre las moléculas del agua y el surfactante son inferiores a las fuerzas de atracción entre las moléculas del agua. Por otro lado, en un sistema crudo/agua/surfactante, las moléculas del surfactante sustituyen moléculas de petróleo y agua en la interfase crudo/agua, por medio de un mecanismo conocido como adsorción del surfactante. Este mecanismo implica la interacción de la fracción hidrofílica del surfactante y el agua en un lado de la interfase y la fracción hidrofóbica del surfactante y el crudo en el otro lado de la interfase. De hecho, las nuevas interacciones entre moléculas del agua y el crudo en presencia del surfactante en la interfase son considerablemente más fuertes que las interacciones originales entre las moléculas de agua y crudo, por lo que se reduce la tensión interfacial (Massarweh y Abushaikha, 2020).

## **1.4 Emulsiones**

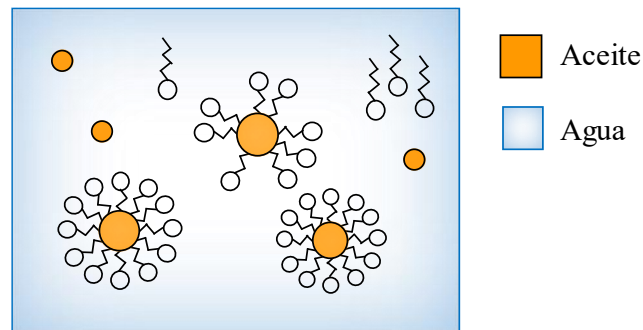
Las emulsiones son suspensiones relativamente estables de partículas de líquido de cierto tamaño dentro de un segundo líquido inmiscible, cuya estabilidad puede variar entre unos pocos minutos a unos cuantos años. De acuerdo con el tamaño de las partículas dispersas, las emulsiones se clasifican en tres tipos diferentes: (1) macroemulsiones, el tipo más conocido, son emulsiones opacas con partículas de tamaño mayores a 400 nm (0,4  $\mu\text{m}$ ), fácilmente visibles bajo un microscopio; (2) microemulsiones, dispersiones transparentes con partículas menores a 100 nm

(0,1  $\mu\text{m}$ ) de tamaño; y (3) nanoemulsiones o miniemulsiones, de color blanco azulado, con tamaños de partículas entre los de los 100 y 400 nm (0,1–0,4  $\mu\text{m}$ ) (Rosen, 2004).

Naturalmente, dos líquidos puros e inmiscibles no pueden formar una emulsión, por lo que generar una emulsión lo suficientemente estable se requiere de un tercer componente, un agente emulsionante (surfactante). La finalidad del agente emulsionante es estabilizar el sistema durante un tiempo suficiente para que pueda realizar alguna función. Esto se logra por la adsorción del surfactante en la interfase liquido/liquido como una película interfacial orientada, como se observa en la Figura 6. Esta película reduce la tensión interfacial, haciendo que la inestabilidad termodinámica del sistema también disminuya. Asimismo, reduce la tasa de coalescencia de las partículas dispersas formando barreras mecánicas, estéricas y/o eléctricas a su alrededor, inhibiendo el acercamiento y unión de las partículas (Rosen, 2004).

### Figura 6

*Sistema crudo/agua/surfactante*



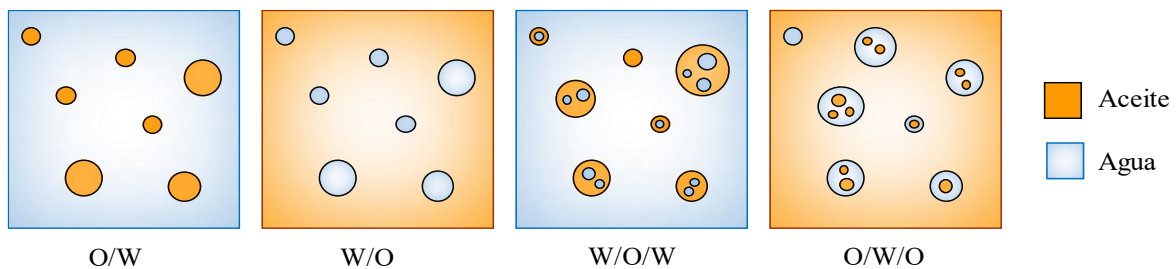
#### 1.4.1 Macroemulsiones

Las macroemulsiones son aquellas emulsiones que presentan un tamaño de gota de 0,4 y 100  $\mu\text{m}$ , aproximadamente. Estas emulsiones se caracterizan porque son termodinámicamente inestables en el tiempo y requieren de un aporte de energía para su formación. Este tipo de emulsiones pueden clasificarse en tres grupos, dependiendo de la naturaleza de la fase continua y dispersa de la emulsión, los cuales se muestran en la Figura 7. El primer grupo son las emulsiones

aceite en agua (O/W) donde la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite. El segundo grupo son las emulsiones agua en aceite (W/O), en el cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua. Por último, están las emulsiones múltiples que pueden ser W/O/W ó O/W/O, siendo las más complejas que los grupos anteriores, ya que estas emulsiones encapsulan una emulsión dentro de otra (Sjöblom, 2006a).

### Figura 7

*Clasificación de emulsiones según los tipos de fases*



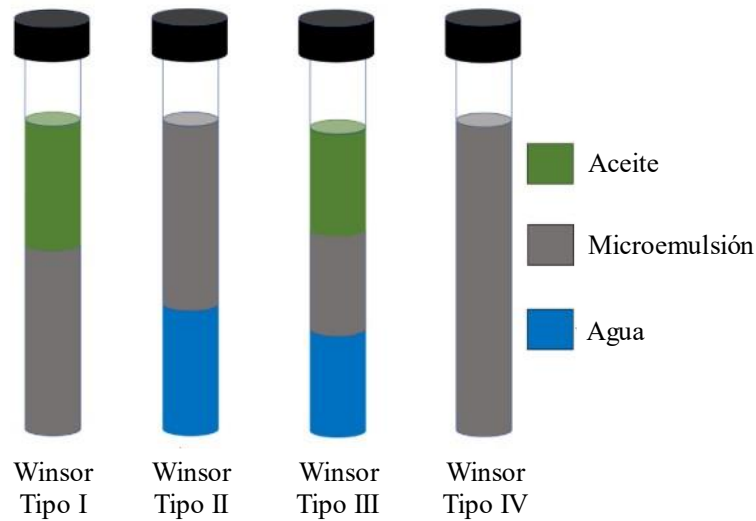
El tipo de emulsión formado por el agua y el aceite depende de la naturaleza del agente emulsionante, del proceso utilizado para preparar la emulsión y de las proporciones relativas de aceite y agua presentes. Según la regla de Bancroft, las emulsiones O/W y W/O pueden ser de un tipo u otro dependiendo de la fase en la que el agente emulsionante es más soluble, es decir, las emulsiones O/W se producen mediante agentes emulsionantes que son más solubles en agua que en la fase oleosa, mientras que las emulsiones W/O se producen mediante agentes emulsionantes que son más solubles en la fase oleosa que en agua. Sin embargo, un tipo puede convertirse en otro cambiando las condiciones del entorno. Esto se conoce como inversión de la emulsión (Rosen, 2004).

### 1.4.2 *Microemulsiones*

Las microemulsiones son dispersiones que contienen dos líquidos inmiscibles con partículas de tamaños entre 10-100 nm (0.01-0.1  $\mu\text{m}$ ) de diámetro que generalmente se obtienen al mezclar suavemente los componentes, a diferencia del macro y miniemulsiones ya que estas requieren una agitación intensa para su formación. Una microemulsión es un sistema de tres fases que puede transitar de estructuras continuas en aceite a estructuras continuas en agua. La relación Winsor R mide la capacidad de solubilización del agua en relación con el aceite de estos sistemas (Rosen, 2004). Está definida por la ecuación (1), donde  $A_{co}$  y  $A_{cw}$  representan las interacciones del surfactante adsorbido en la interfase con las moléculas de crudo y agua, respectivamente (Massarweh y Abushaikha, 2020).

$$R = \frac{A_{co}}{A_{cw}} \quad (1)$$

Los sistemas de microemulsión Winsor pueden equilibrarse en cuatro tipos, tal como se presenta en la Figura 8. El sistema Winsor tipo I son aquellas en las que el surfactante forma microemulsiones de aceite en agua (O/W), dejando el aceite adicional en una fase separada. En cambio, el sistema Winsor tipo II se describe cuando el surfactante forma microemulsiones agua en aceite (W/O), dejando el exceso de agua en una fase separada. Por otro lado, en el sistema Winsor tipo III, el surfactante crea microemulsiones con agua y aceite en una fase, dejando dos fases separadas con el excedente de agua y aceite. Por último, en el sistema Winsor tipo IV se establece una microemulsión homogénea monofásica (Nordiyana et al., 2016).

**Figura 8***Clasificación de microemulsiones Winsor*

*Nota.* Adaptado de *The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances* (p. 3155), por O. Massarweh y Ahmad S. Abushaikha, 2020, *Energy Reports*, 6

En los procesos de EOR químico, se busca generar emulsiones de este tipo debido a las tensiones interfaciales ultra bajas presentes en la interfase microemulsión/petróleo, el cual favorece el desplazamiento del crudo en los poros y capilares de la roca yacimiento. Generalmente, se requiere una tensión interfacial cercana a  $10^{-3}$  mN/m (dyn/cm). Para alcanzar valores tan bajos, la naturaleza del material a ambos lados de la interfase debe ser similar, pero el agua y el aceite tienen naturalezas muy diferentes. Para ello, los caracteres hidrofílicos y lipofílicos del surfactante se deben equilibrar entre sí, requiriendo que la fase del tensoactivo solubilice volúmenes iguales de agua y crudo (Rosen, 2004).

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

Evaluar experimentalmente la estabilidad de emulsiones generadas por formulaciones de surfactantes para el recobro mejorado de crudos colombianos.

### **2.2 Objetivos Específicos**

Determinar la influencia de la naturaleza de los crudos en la estabilidad de las emulsiones haciendo uso de revisión bibliográfica.

Determinar las propiedades fisicoquímicas de crudos colombianos estudiados para su caracterización empleando técnicas analíticas contempladas como análisis composicional SARA, RMN y FTIR.

Establecer formulaciones de surfactantes que permitan la formación de emulsiones crudo/agua mediante pruebas de estabilidad a escala laboratorio.

Analizar el efecto de las formulaciones de surfactantes sobre los cambios en la viscosidad en emulsiones crudo/agua bajo condiciones estáticas.

## **3. Materiales y métodos**

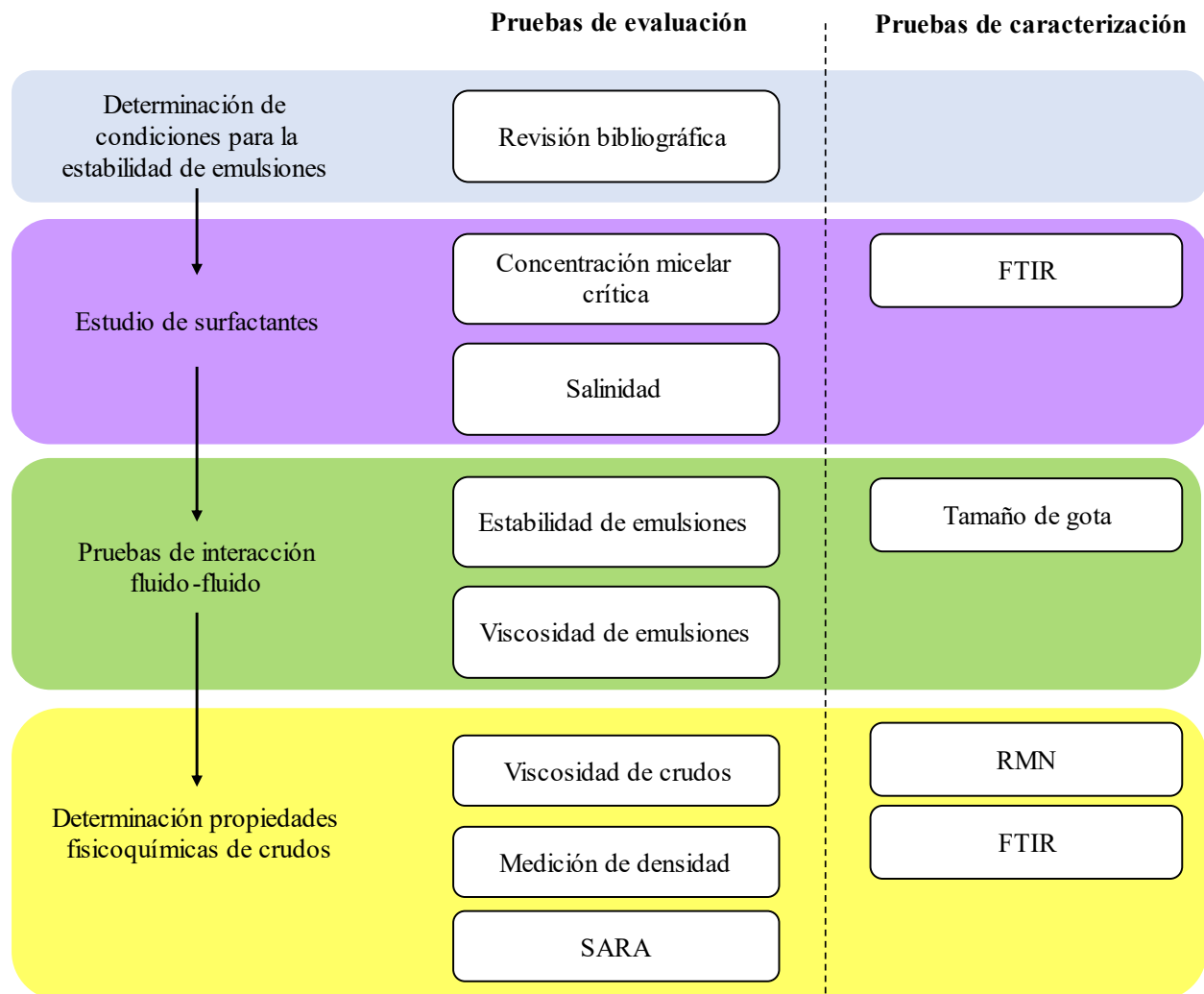
### **3.1 Reactivos**

Inicialmente, para establecer las formulaciones de surfactantes se emplearon tres surfactantes, dodecilsulfato de sodio (SDS, Sigma-Aldrich, EE. UU), dodecilbencensulfonato de sodio (SDBS, Sigma-Aldrich, EE. UU) y redicote E-4868 (AkzoNobel, Países Bajos).

Adicionalmente, se utilizó cloruro de sodio (NaCl, 99,9%, Merck KGaA, Alemania) y agua desionizada con una conductividad promedio de 2,2  $\mu\text{S}/\text{cm}$ .

Para el desarrollo del proyecto se emplearon tres crudos colombianos con distintas características. Durante las pruebas de caracterización SARA se hizo uso de diferentes disolventes como *n*-heptano, diclorometano, metanol y tolueno. Así como de los reactivos sólidos florisil y alúmina. Además de aceite vegetal en el proceso de rotovaporación de las muestras.

### 3.2 Diagrama experimental



### **3.3 Métodos**

#### **3.3.1 *Revisión bibliográfica***

La revisión bibliográfica se realizó a través del uso de diferentes bases de datos proporcionadas por la Universidad Industrial de Santander tales como SCOPUS, Science Direct, Publicaciones ACS (*American Chemical Society*), entre otras, con el fin de recopilar información asociada a los parámetros y condiciones que favorecen la estabilidad de las emulsiones y, asimismo, contrastar los aportes previos de diferentes autores con los resultados obtenidos en la investigación.

#### **3.3.2 *Determinación de la concentración micelar crítica***

La concentración micelar crítica (CMC) se determinó bajo el método de la conductividad eléctrica. La conductividad de las disoluciones de surfactante se midió a distintas concentraciones dentro de un rango de 0 a 10.000 mg/L con el conductímetro Hach SensIon 5® (Hach©, EE.UU.). Luego, se graficó la conductividad ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) en función de la concentración (mg/L), donde la CMC se identifica como el punto en la gráfica donde la pendiente experimenta cambio alguno. El proceso se realizó para los tres surfactantes de estudio, SDS, SDBS y Redicote E-4868, cuyos resultados se presentan en la sección 4.2.1.

#### **3.3.3 *Efecto de la salinidad en los surfactantes***

El efecto de la salinidad sobre los surfactantes se determinó preparando disoluciones de surfactante con una concentración por encima del valor máximo de la CMC obtenida en la sección 4.2.1. A partir de las disoluciones base definidas anteriormente para cada surfactante, se realizaron disoluciones variando las concentraciones de sal entre 0 y 100.000 mg/L hasta observar el punto en el cual el surfactante se precipitaba. Los resultados se muestran en la sección 4.2.2.

### 3.3.4 Pruebas de interacción fluido-fluido

**3.3.4.1 Preparación de emulsiones.** Las pruebas de emulsificación se desarrollaron bajo los estándares de la Norma API RP-42:1990, Sección 1, Numeral 1 al 16 (American Petroleum Institute, 1990). Se buscó preparar emulsiones crudo-agua con una proporción de 25:75 (% v/v) de petróleo crudo y disolución acuosa de surfactante, respectivamente. Para ello, se agregó el crudo a la disolución acuosa bajo agitación constante con el Ultraturrax digital IKA T25® (IKA-Works, Inc.©, EE.UU.) a bajas revoluciones para conseguir una mezcla homogénea. Luego, se aumentaron las revoluciones del equipo hasta 16.000 rpm, punto en el cual la mezcla se dejó emulsionar durante 30 segundos. Con las emulsiones elaboradas se realizaron pruebas de estabilidad con respecto al tiempo en la sección 4.4.1 y medición de viscosidades en la sección 4.4.2.

**3.3.4.2 Pruebas de estabilidad de emulsiones.** La estabilidad de las emulsiones se halló utilizando la Ecuación (2) donde se evaluó el porcentaje de agua separada en función del tiempo, considerando que se analizó en dos fases, primero con respecto a la concentración de surfactante y, por último, estudiando el efecto de la salinidad.

$$\text{Estabilidad de emulsión (\%)} = 100 \times \left( 1 - \frac{\text{cantidad de agua separada}}{\text{contenido inicial de agua}} \right) \quad (2)$$

En la fase inicial del proceso se consideró para cada crudo de estudio, tres surfactantes a tres concentraciones diferentes con el objetivo de determinar la formulación que generaba emulsiones más estables. Teniendo en cuenta lo anterior, una vez preparadas las emulsiones crudo-agua se transfirieron a pipetas graduadas de 10 mL, donde se monitoreo el porcentaje de agua separada durante 24 horas en lapsos de tiempo de 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 120, 180, 240, 300, 360, 480, 600 y 1.440 minutos a temperatura ambiente.

En la segunda fase se estudió el comportamiento de la salinidad sobre las formulaciones más estables de la fase inicial del proceso, para ello, se prepararon emulsiones a diferentes

concentraciones de NaCl (5.000, 10.000 y 15.000 mg/L) para cada uno de crudos estudiados. Finalmente, se realizó la toma de datos a las mismas condiciones de la fase anterior. Los resultados se presentan en la sección 4.4.1 y la evidencia fotográfica en el Apéndice A.

**3.3.4.3 Viscosidad de las emulsiones.** La viscosidad de las emulsiones se midió bajo el método rotacional con el viscosímetro Lamy First Pro-Plus® (Lamy Rheology©, Francia) usando el husillo R-5, el cual se ajustaba al rango de viscosidades de las emulsiones para una mayor precisión en la toma de datos. Asimismo, el equipo disponía de un baño de circulación con una solución de propilenglicol y un regulador de temperatura VWR AD07R-20-V12E® (VWR International, EE.UU.). Para cada medición se utilizaron 40 mL de emulsión que se calentaba previamente en el baño de circulación hasta alcanzar la temperatura requerida. En la sección 4.4.2 se presentan los resultados.

**3.3.4.4 Tamaño de gota.** El tamaño de gota de las diferentes emulsiones se midió tomando una muestra representativa de cada emulsión, la cual se ubicó entre dos laminas portaobjetos con el fin de observarlas bajo el microscopio óptico Olympus BX4® (Olympus Corporation©, EE.UU.) con un objetivo de 4x y 10x. Para posteriormente, fotografiar la muestra con la cámara digital Olympus E-330® (Olympus Corporation©, EE.UU.) que se encuentra adaptada al microscopio y finalmente, determinar el tamaño de gota de las emulsiones por medio del programa ImageJ®. Los resultados se encuentran en la sección 4.4.3.

### **3.3.5 Caracterización de reactivos**

**3.3.5.1 Determinación de la densidad.** La densidad de los fluidos se calculó por el método del picnómetro, para ello, se utilizó un picnómetro de volumen conocido, se pesó vacío ( $m_{vacío}$ ) y, luego con el fluido de interés ( $m_{líquido}$ ). De modo que, la densidad del fluido se determinó por la Ecuación (3). Las densidades de los crudos se encuentran en la sección 4.3.1.

$$\rho = \frac{m_{\text{líquido}} - m_{\text{vacío}}}{v_{\text{picnómetro}}} \quad (3)$$

**3.3.5.2 Análisis SARA.** El análisis SARA permitió determinar las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de cada uno de los crudos objeto de estudio. En la Inicialmente, para la separación de la facción de asfaltenos se disolvió una muestra de crudo y de disolvente *n*-heptano en una proporción 1:40, respectivamente. Esta mezcla se calentó a reflujo alrededor de una hora donde los asfaltenos precipitados se filtraron en un papel filtro Whatman No. 42, todo esto de acuerdo con la norma ASTM D6560.

La mezcla filtrada se rotovaporó a 110 °C para remover el *n*-heptano y de este modo, obtener los máltenos para la separación en las fracciones SAR de acuerdo con la norma ASTM 2007. Por tal motivo, se realizó un montaje con dos columnas cromatográficas sobrepuestas, tal como se muestra en la Figura 10. La columna superior contenía florisil, mientras que la columna inferior estaba compuesta por sílice y alúmina en proporciones iguales.

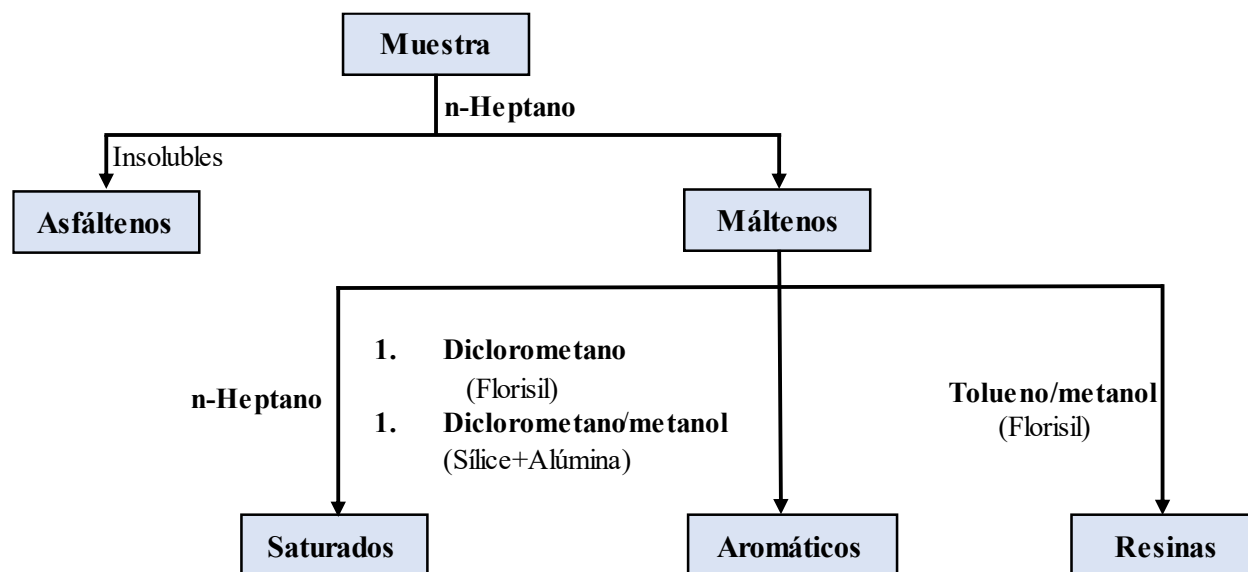
Figura 9 se muestra el esquema bajo el cual se desarrolló el fraccionamiento.

Inicialmente, para la separación de la facción de asfaltenos se disolvió una muestra de crudo y de disolvente *n*-heptano en una proporción 1:40, respectivamente. Esta mezcla se calentó a reflujo alrededor de una hora donde los asfaltenos precipitados se filtraron en un papel filtro Whatman No. 42, todo esto de acuerdo con la norma ASTM D6560.

La mezcla filtrada se rotovaporó a 110 °C para remover el *n*-heptano y de este modo, obtener los máltenos para la separación en las fracciones SAR de acuerdo con la norma ASTM 2007. Por tal motivo, se realizó un montaje con dos columnas cromatográficas sobrepuestas, tal como se muestra en la Figura 10. La columna superior contenía florisil, mientras que la columna inferior estaba compuesta por sílice y alúmina en proporciones iguales.

**Figura 9**

*Esquema de fraccionamiento SARA*



*Nota.* Adaptado de *Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asphaltenes Fractions in Toluene* (p. 3870), por A. León et al., 2017, *Energy Fuels*, 31 (4).

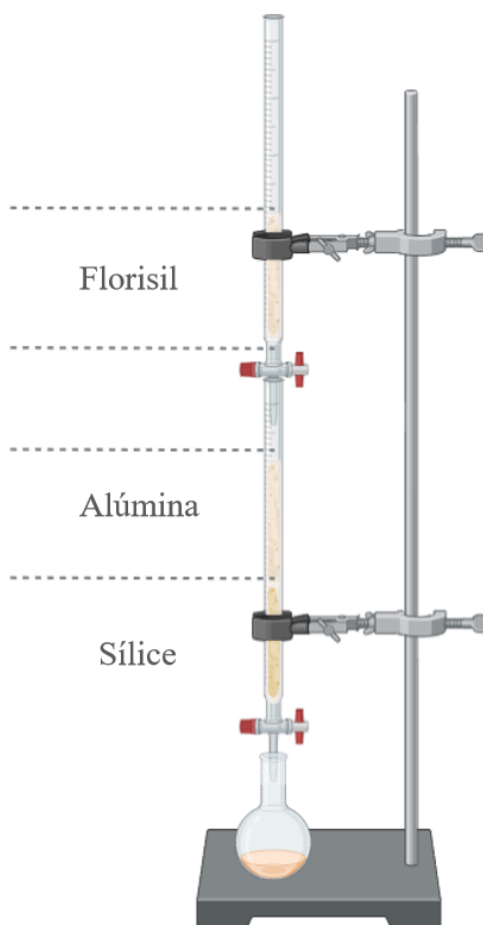
Para la obtención de los saturados, se eluyeron los máltenos con 150 mL de *n*-heptano a través de las dos columnas. Posteriormente, se separaron las columnas cromatográficas con la finalidad de recuperar la fracción de aromáticos. Para ello, en la columna superior se utilizaron 10 mL de diclorometano para extraer la primera fracción de los aromáticos absorbidos en el florisil. Por otra parte, para recuperar la segunda fracción de aromáticos de la columna compuesta por sílice y alúmina se utilizaron 100 mL de la mezcla 70:30 (%v/v) diclorometano-metanol.

Por último, las resinas se obtuvieron por elución con 100 mL de la mezcla tolueno-metanol de la columna con florisil. Los volúmenes de líquido recuperados en la parte inferior de cada columna se rotovaporaron para remover los disolventes y pesar las fracciones separadas SAR (saturados, aromáticos y resinas) (León et al., 2017). Para el caso del disolvente diclorometano-

metanol se rotovaporó a 80 °C y los aromáticos y resinas se agruparon como aromáticos totales. Los resultados del fraccionamiento SARA se muestran la sección 4.3.2.

### Figura 10

*Montaje fraccionamiento SAR*



**3.3.5.3 Espectroscopía de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).** La espectroscopía de resonancia magnética nuclear se empleó para analizar los crudos mediante los núcleos ( $^1\text{H}$ ) y el carbono-13 ( $^{13}\text{C}$ ), utilizando el equipo el equipo Bruker Avance IITM HD 400 MHz (9.4 T) (Bruker Corporation©, EE.UU.). Para realizar la medición las muestras se disolvieron en cloroformo deuterado ( $\text{CDCl}_3$ ), adicionalmente, se utilizó el TMS como factor de referencia para

los desplazamientos químicos y la respectiva calibración de los espectros en el software MestReNova V. 14.3.1. © (Mestrelab Reseach©, España), considerando los rangos y las estructuras designadas para cada tipo de señal analizada. Estos rangos se reportan en las Tabla 1 y Tabla 2. Los resultados se presentan en la sección 4.3.4.

**Tabla 1**

*Rangos espectrales de los espectros RMN 1H*

	$\delta$ H (mg/L)	Tipo de Hidrógeno
H12	0,5 - 1,0	Hidrogeno parafínico CH <sub>3</sub> y algunos CH y CH <sub>2</sub> nafténicos en posición $\gamma$
H11	1,0 - 1,7	Hidrógeno parafino y nafténico CH <sub>2</sub> y algunos CH unidos en posición $\beta$ a sistemas aromáticos
H10	1,7 - 1,9	La mayoría de CH y CH <sub>2</sub> unidos en posición $\beta$ a sistemas aromáticos
H9	1,9 - 2,1	Hidrógeno CH <sub>3</sub> en posición $\alpha$ unido a olefinas
H8	2,1 - 2,4	Hidrógeno CH <sub>3</sub> en posición $\alpha$ unido a sistemas aromáticos
H7	2,4 - 3,5	Hidrógenos CH y CH <sub>2</sub> en posición $\alpha$ unido a sistemas aromáticos
H6	3,5 - 4,5	Hidrogeno CH <sub>2</sub> enlazantes
H5	4,5 - 6,0	Hidrogeno olefínico
H4	6,0 - 7,2	Hidrógenos monocromáticos
H3	7,2 - 8,3	Hidrógenos en anillos di- aromáticos, algunos tri y tetra- aromáticos
H2	8,3 - 8,9	Hidrógenos en algunos anillos tri y tetra- aromáticos
H1	8,9 - 9,3	Hidrógenos en algunos anillos tetra- aromáticos

*Nota.* Adaptado de *Correlations between SARA fractions and physicochemical properties with (1)H NMR spectra of vacuum residues from Colombian crude oils* (p. 186), por D. Molina et al., 2010, Fuel (Guildford), 89 (1).

**Tabla 2**

*Rangos espectrales de los espectros RMN 13C*

	Regiones (mg/L)	Asignación estructural
C <sub>11</sub>	3,0 - 18,5	Tipo de átomos de carbono CH <sub>3</sub>
C <sub>10</sub>	18,5 - 21,5	Carbonos de metilo en posición alfa de anillos aromáticos

C <sup>1</sup> <sub>9</sub>	23	Alfa metileno (CH <sub>2</sub> ) a metilo terminal en cadenas alquílicas
C <sup>2</sup> <sub>9</sub>	30	Carbonos metílicos (CH <sub>2</sub> ) en cadenas largas, tres y más carbonos hasta el final de la cadena
C <sup>3</sup> <sub>9</sub>	32	Carbono metilénico, tercer átomo de carbono desde el final de la cadena o beta hasta los anillos aromáticos
C <sup>0</sup> <sub>9</sub>	32,9	Carbonos de metino (CH-CH <sub>3</sub> )
C <sup>4</sup> <sub>9</sub>	37	Carbonos de metino a sistemas aromáticos (CH <sub>2</sub> bencílico)
C <sup>5</sup> <sub>9</sub>	39,0 - 43,0	Carbonos de metileno en posición alfa de dos anillos aromáticos (puentes biaromáticos)
C <sub>9</sub>	21,5 - 50,0	Carbonos nafténicos y parafínicos, tipo CH <sub>2</sub> y CH
C <sub>8</sub>	50,0 - 60,0	Carbonos parafínicos terciarios (CH) y cuaternarios (C).
C <sub>7</sub>	60,0 - 78,0	Carbono alfa parafínico y nafténico a OH
C <sub>6</sub>	85,0 - 129,2	Carbonos aromáticos protonados olefínicos y carbonos en sistemas benzonafténicos y alquílicos y carbonos aromáticos puente de tres anillos aromáticos
C <sup>1</sup> <sub>5</sub>	129,7 - 131,7	Sólo puente de cabeza de carbonos aromáticos entre anillos aromáticos
C <sub>5</sub>	129,2 - 137,0	Carbonos aromáticos unidos a grupos metilo y puente de cabeza entre anillos aromáticos
C <sup>SN</sup> <sub>4</sub>	137,0 - 140,5	Carbono alfa a átomo de azufre o nitrógeno en benzo, dibenzotiofeno y estructuras benzopiridina
C <sup>0</sup> <sub>4</sub>	154,0 - 157,0	Carbonos de aromáticos benzo y dibenzo, alfa al átomo de oxígeno
C <sub>4</sub>	137,0 - 160,0	Carbonos aromáticos no protonados
C <sub>3</sub>	160,0 - 178,0	Carbonos carboxílicos
C <sub>2</sub>	178,0 - 190,0	Carbonos quinolínicos
C <sub>1</sub>	190,0 - 220,0	Carbonos aldehídicos y cetónicos

*Nota.* Adaptado de *Average molecular parameters of heavy crude oils and their fractions using NMR spectroscopy* (p. 4), por J. C. Poveda y Daniel R. Molina, 2012, J Pet Sci Eng, 84-85

**3.3.5.4 Espectroscopía infrarroja de reflectancia total atenuada (FTIR-ATR).** Con el propósito de caracterizar los surfactantes y los crudos estudiados a temperatura ambiente (25°C) se realizó la espectroscopía FTIR de reflexión total atenuada (FTIR-ATR) utilizando el equipo Nicolet™ iS50 FTIR Thermo Scientific® (Thermo Fisher Scientific®, EE.UU.) con el accesorio de muestra para ATR, donde se registraron los espectros desde 4.000 a 400 cm<sup>-1</sup> y 16 barridos

espectrales. El procesamiento de datos se realizó con el software Thermo Scientific™ OMNIC™ Series® (Thermo Fisher Scientific©, EE.UU.). Los resultados se muestran en las secciones 4.2.3 para los surfactantes y 4.3.3 para los crudos.

## **4. Resultados y análisis**

### **4.1 Análisis bibliométrico y revisión bibliográfica**

Los análisis bibliométricos son técnicas cuantitativas que permiten el análisis de grandes volúmenes de datos, para evaluar la producción científica, impacto y colaboración en un campo de estudio, considerando componentes como el número de publicaciones, autores con mayores publicaciones y citas por año, donde la publicación es un indicador de la productividad, mientras que la citación es una medida de impacto e influencia. El análisis, a pesar de ser descriptivo, reconoce la importancia de diferentes constituyentes en un campo de investigación. En el caso de las revisiones bibliográficas o revisiones sistemáticas de la literatura, por el contrario, tienden a depender de técnicas cualitativas, este método requiere un alcance de estudio limitado y, por lo tanto, tienden a incluir un menor número de artículos para la revisión, normalmente se llevan a cabo de forma manual (Donthu et al., 2021).

Al tener en cuenta la cantidad de información disponible en el campo de estudio seleccionado se procedió a realizar un análisis bibliométrico a través de la base de datos Scopus, escogida por su alcance y confiabilidad en los resultados de búsqueda. En cuanto a los criterios de búsqueda para el análisis bibliométrico se definieron los relacionados en la Tabla 3.

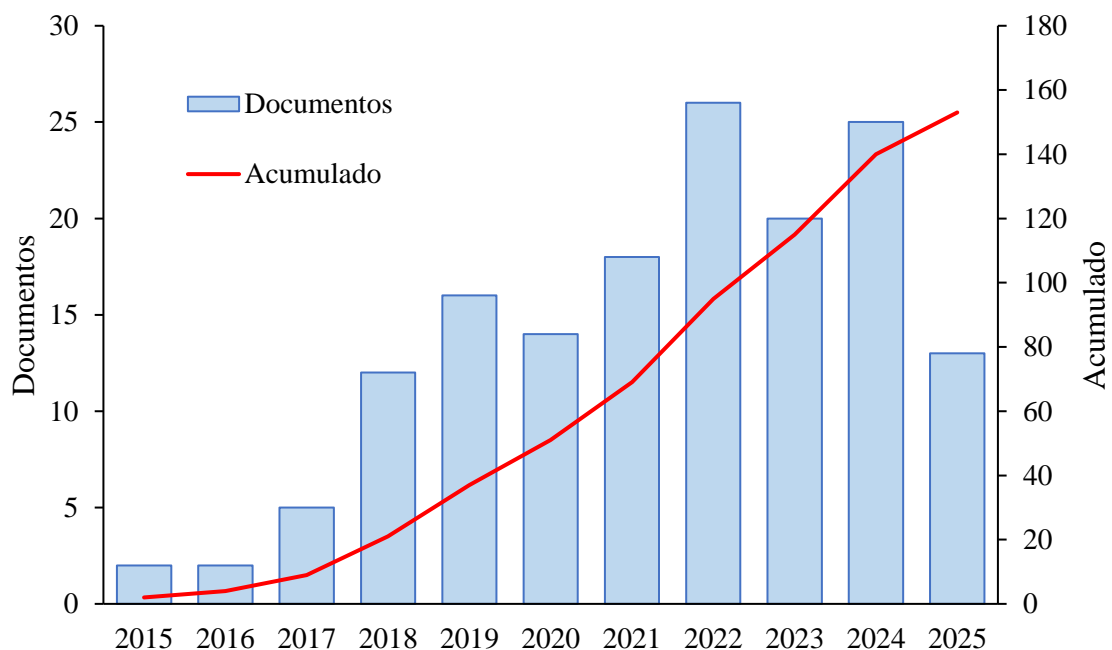
**Tabla 3.***Criterios de búsqueda*

<b>Parámetro</b>	<b>Contextualización</b>
Base de datos	Scopus
Espacio de tiempo	2015 – 2025
Fecha de consulta	24 de marzo de 2025
Tipos de documentos	Article
Área temática	Chemistry, Chemical Engineering, Energy, Materials Science, Engineering, Multidisciplinary
Campos de búsqueda	Article title, abstract, Keywords
Términos de búsqueda	(“emulsion stability”) AND (“enhanced oil recovery”)
Registros	153

Los resultados obtenidos arrojaron un total de 153 referencias que forman parte del comportamiento de la producción científica registrada en Scopus acerca de la estabilidad de las emulsiones en el periodo de tiempo establecido inicialmente. La Figura 11 muestra un aumento considerable en la producción científica relacionada con el tema, presentando una tasa de incremento del 20,6% desde 2015 hasta 2025 en el número de publicaciones, lo que evidencia el interés y la importancia de esta área de estudio y a su vez, se proporciona una visión de la evolución del tema de investigación en los últimos 10 años.

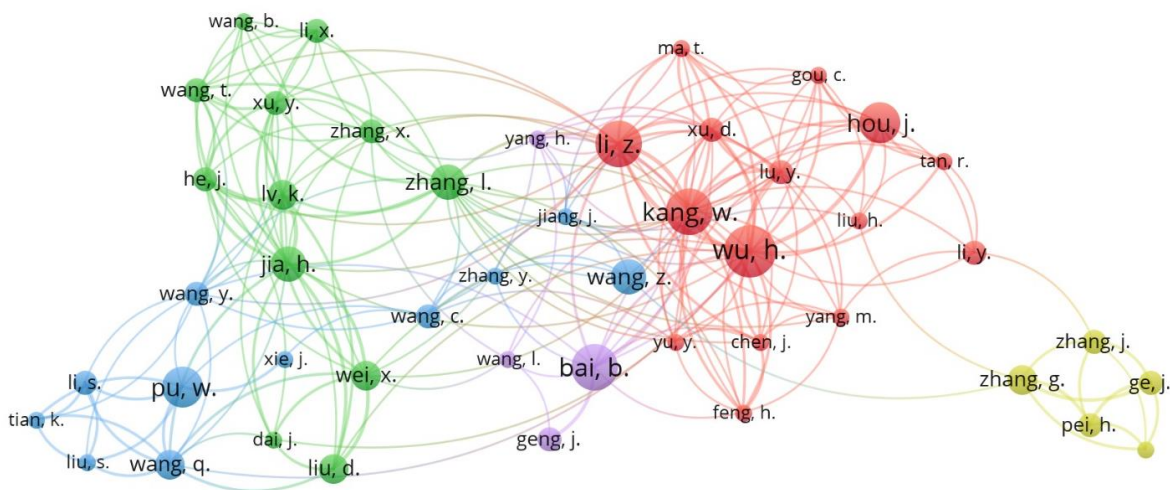
**Figura 11**

*Tendencia del número de publicaciones a lo largo de los años*



*Nota.* Número de documentos publicados por año obtenidos de la base de datos de Scopus. Tomando en cuenta la ecuación (TITLE-ABS-KEY (“emulsion stability”) AND TITLE-ABS-KEY (“enhanced oil recovery”)) AND PUBYEAR > 2013 AND PUBYEAR < 2025 AND (LIMIT-TO (SUBJAREA, “CHEM”) OR LIMIT-TO (SUBJAREA, “CENG”) OR LIMIT-TO (SUBJAREA, “ENER”) OR LIMIT-TO (SUBJAREA, “MATE”) OR LIMIT-TO (SUBJAREA, “ENGI”) OR LIMIT-TO (SUBJAREA, “MULT”)) AND (LIMIT-TO (DOCTYPE, “ar”))

Adicionalmente, se realizó un análisis de cocitaciones de autores a través del software VOSviewer utilizando los metadatos de la base de datos SCOPUS asociados a 153 artículos publicados relacionados al área de estudio. En la Figura 12 se puede visualizar la red de cocitaciones que permite identificar a los investigadores más influyentes en el campo de estudio basado en el número de citas que reciben, donde se destacan autores como Bai B., Kang W. y Wu H.

**Figura 12***Red de cocitaciones de autores*

*Nota.* Cada nodo representa un autor y el tamaño del nodo indica la cantidad de veces que ha sido referenciado. Los colores de la red representan los clústeres que se relacionan con la colaboración científica entre autores. Imagen obtenida del software VOSviewer.

Por otra parte, la estabilidad de las emulsiones crudo-agua siempre han sido una causa importante de investigación, ya que las emulsiones cumplen un papel importante en la producción y procesamientos de los hidrocarburos. Por tal motivo, se realizó una revisión bibliográfica, donde se encontraron múltiples investigaciones con el propósito de determinar los diferentes factores que ayudan a estabilizar las emulsiones. Entre estos factores se encuentran la naturaleza propia del crudo, específicamente sus propiedades físicas, químicas, su composición, además de algunos factores externos tales como la temperatura del yacimiento, la salinidad y el pH del agua.

Con relación a los factores externos que afectan la estabilidad de las emulsiones, un aumento de la temperatura conduce a la desestabilización gradual de las emulsiones, dado que aumenta la energía térmica de las gotas y, por tanto, aumenta la frecuencia de sus colisiones.

También reduce la viscosidad interfacial, lo que provoca una velocidad de drenaje de la película más rápida y una mayor coalescencia de las gotas. La temperatura influye en la tasa de acumulación de las películas interfaciales al cambiar la tasa de adsorción y las características de la interfase, de manera que, un aumento de la temperatura del sistema genera un aumento en la solubilidad y a su vez un cambio de la densidad del tensoactivo en la película interfacial (Kokal, 2005).

La salinidad es uno de los parámetros que influyen en la resistencia de la película interfacial, ya que el agua de formación que está presente de forma natural en la roca yacimiento, puede contener iones de  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  a altas concentraciones que van desde 100 hasta 300.000 mg/L dependiendo de las características del yacimiento (Yonguep et al., 2022). Se ha demostrado que la película interfacial entre salmueras de baja salinidad y los crudos es más elástica que la formada por salmueras de alta salinidad en presencia de los mismos tipos de iones (Alvarado et al., 2014). Algunos autores han reportado que, a medida que aumenta la concentración de sal, se forman gotas de emulsión W/O más grandes, de modo que la estabilidad de las emulsiones disminuye por una mayor tasa de agregación y coalescencia (Maaref y Ayatollahi, 2018).

Los componentes del petróleo responsables de la formación y estabilización de las emulsiones no se conocen de forma explícita porque la naturaleza y composición del crudo varía dependiendo de la ubicación del yacimiento y la composición de las rocas (Yonguep et al., 2022). Sin embargo, la complejidad de la estabilidad de las emulsiones crudo-agua en términos de su composición química depende de una variedad de componentes presentes en el petróleo que actúan como tensoactivos, que incluyen asfaltenos, resinas, ácidos orgánicos carboxílicos de varios tipos y combinaciones de estos materiales, además de otros compuestos con los que el crudo entra en contacto (Kilpatrick, 2012).

Los asfaltenos se definen como la fracción de petróleo crudo insoluble en *n*-alcanos ligeros altamente apolares, como *n*-pentano o *n*-heptano, y soluble en disolventes de baja polaridad, como benceno y tolueno (Ramalho et al., 2010). Sin embargo, se sabe que algunas especies moleculares de los asfaltenos son insolubles en tolueno y solubles en *n*-heptano. El comportamiento de estas especies moleculares individuales debido al estado físico de los asfaltenos de agregado coloidal liofílico, no es evidente a menos que se diluya en una dilución muy alta o se separen las otras especies asfaltenicas (Kilpatrick, 2012).

La forma en que las películas de asfaltenos pueden estabilizar las emulsiones, se atribuye a su capacidad para ensamblarse en redes 3D, haciendo referencia a que las moléculas de asfaltenos pueden formar una capa de adsorción más gruesa, que tienen la capacidad de auto ensamblarse y formar una red tridimensional en la película de la emulsión, cuya función principal es detener o retardar el drenaje de la película, ya que, a medida que la película se adelgaza, alcanza un grosor crítico, donde es más susceptible a romperse debido a la acción de la presión interfacial, lo que resultaría en la coalescencia de las gotas y la posterior separación de las fases de la emulsión. Cabe resaltar que la formación de una película de este tipo es similar a un gel que se comporta como un fluido plástico que modificaría las propiedades reológicas del fluido de la película (Tchoukov et al., 2014).

Como se mencionó anteriormente, existe evidencia de densificación y reordenamiento molecular de las moléculas asfaltenicas cuando se adsorben en la interfase crudo-agua. Esta evidencia proviene del estudio de las propiedades en la interfase una vez los asfaltenos se han adsorbido para alcanzar un estado estacionario, incluyendo propiedades como IFT, módulo elástico de dilatación, módulo de corte interfacial, entre otras. Estas propiedades continúan cambiando con el tiempo, lo que indica que el cambio es atribuible a la consolidación o

reordenamiento molecular de los asfaltenos adsorbidos. A través de los mismos experimentos, se ha observado que las películas de los asfaltenos se encuentran fuertemente adsorbidas, es decir, los asfaltenos están firmemente anclados a la película interfacial y entre sí, probablemente a través de múltiples interacciones intermoleculares por molécula de asfaltenos. Esto sugiere que, teniendo en cuenta la composición química de los asfaltenos, las interacciones intermoleculares probablemente sean enlaces  $\pi$  entre grupos aromáticos, enlaces de hidrógeno, interacciones de transferencia de carga, fuerzas multipolares e interacciones de van der Waals. En consecuencia, estas interacciones proporcionan a las películas asfálticas elasticidad, rigidez y una mayor estabilidad a la emulsión (Kilpatrick, 2012).

Otro factor que influye en la estabilización de las emulsiones son las resinas, que son compuestos complejos de alto peso molecular y que no se disuelven en acetato de etilo, pero sí en *n*-heptano. Estos componentes del petróleo contienen heteroátomos como nitrógeno, oxígeno o azufre y a diferencia de los asfaltenos, tienen un menor volumen molecular y sus moléculas no se agregan. Las resinas por sí solas forman una película interfacial débil, la cual tiende a romperse fácilmente bajo pequeñas fuerzas de corte (Fingas y Fieldhouse, 2009). Las resinas, tanto como los asfaltenos, contienen grupos funcionales polares, tales como componentes aromáticos y aceptores/donantes de hidrógenos en sus moléculas. En consecuencia, las interacciones intermoleculares de enlaces  $\pi$ - $\pi$  y enlaces de hidrógeno que conducen a la fuerte unión de los asfaltenos con las resinas, lo cual, genera una fuerte solvatación de las resinas en los asfaltenos. De hecho, se ha demostrado que la presencia de pequeñas cantidades de resinas en el crudo no sólo aumenta la solubilidad de los asfaltenos, sino que también permite que los asfaltenos se distribuyan de manera más uniformemente en la interfase y, por ende, mejora la estabilidad de las emulsiones. No obstante, si la concentración de resina aumenta significativamente, la concentración de

asfaltenos disueltos tendía a saturarse y las resinas se convertirían en el adsorbente primario en la interfase al penetrar en las redes de asfaltenos y, por lo tanto, reducirían la estabilidad de las emulsiones (Fajun et al., 2020).

Además de los asfaltenos, algunos ácidos asociados cumplen funciones clave en la estabilización de las emulsiones. Los ácidos del petróleo crudo tales como los ácidos carboxílicos, nafténicos y sus aniones, se adsorben en la interfase crudo-agua reduciendo la tensión interfacial, dependiendo de las condiciones de pH. En algunos estudios se ha observado que al poner en contacto el crudo con una fase acuosa de pH variable, inicialmente se observa una reducción de la tensión interfacial que llega a valores entre  $10^{-2}$  y  $10^{-3}$  mN/m, para finalmente volver a aumentar. Esto se ha interpretado como una transferencia del material interfacial, presuntamente, del anión o el ácido de los ácidos carboxílicos en el crudo que se encuentran adsorbidos en la interfase hacia la fase acuosa (Kilpatrick, 2012).

La presencia de ácidos carboxílicos en el crudo puede influir en la estabilidad de las emulsiones, dado a su propiedad de adsorberse en la interfase y su capacidad de formar enlaces de hidrógeno e interactuar con otros componentes, tal como los surfactantes naturales del crudo y las moléculas de agua. Esto se debe a la doble compatibilidad de este tipo de compuestos que les otorga ciertas propiedades útiles como la ubicación preferencial en la interfase de compuestos incompatibles, por lo que actúan como puentes entre ellos y facilitan su dispersión. Además, los ácidos carboxílicos tienen la capacidad de disociarse para formar iones carboxilatos, dependiendo si las condiciones de pH son propicias para aumentar la carga superficial de las gotas e incrementar la repulsión electrostática entre ellas y, por ende, evitar la coalescencia (Bravo et al., 2012).

Los ácidos carboxílicos lineales están presentes en diversos crudos, sin embargo, es más común encontrar ácidos nafténicos, estos se encuentran en casi todos los yacimientos de crudo

debido a la conversión incompleta de kerógenos en hidrocarburos a través de catagénesis o biodegradación bacteriana y se definen como la mezcla de ácidos carboxílicos alifáticos con al menos un grupo funcional alcano cíclico. Por su naturaleza y su estructura molecular es más similar a la de un surfactante tradicional que a la de los asfaltenos, estos se componen de una cadena alifática hidrófoba y un grupo de cabeza de ácido carboxílico hidrófilo. Se ha establecido que los ácidos nafténicos estabilizan las emulsiones a través de dos mecanismos, la formación de fases cristalinas líquidas laminares o mediante la formación de jabones alcalinotérreos. Se ha identificado que los nafténicos de sodio forman un cristal líquido laminar (LLC) que consiste en películas alternas de bicapas de surfactante y disolvente y da como resultado una disminución significativa en la coalescencia de gotas. Los ácidos ARN y las sales de naftenato de calcio ARN también forman una fase insoluble terciaria en una interfase agua-aceite, que se cree que se mantiene unida a través de la reticulación de ácidos o complejos ácido-metal. Las películas de naftenato de calcio son más rígidas en relación con las formadas solo por ácido, lo que resalta la importancia de la composición de la fase acuosa en el papel de la estabilidad de las emulsiones (Shilliday et al., 2024).

La presencia de partículas sólidas inorgánicas en las emulsiones que se forman durante la producción de petróleo, tales como arcillas, silicas y óxidos metálicos, también desempeñan un rol en la estabilización de emulsiones. Cuando estas partículas son lo suficientemente pequeñas como para volverse activas interfacialmente al adsorber resinas y asfaltenos, tienen la capacidad de estabilizar las películas de asfálteno-resina.

El efecto sobre la estabilidad de la emulsión también lo determinan el tamaño, las propiedades humectantes y la concentración de estas partículas. Las partículas más pequeñas y las concentraciones más altas de partículas dan lugar a gotas de emulsión más pequeñas y a una mayor

estabilidad mecánica, ya que las colisiones entre gotas se vuelven menos frecuentes. El comportamiento distinto entre dos tipos de partículas sólidas se puede atribuir a las diferencias en la distribución del tamaño de partícula resultantes de la disolución y las variaciones en la carga superficial (Hattori et al., 2024).

## **4.2 Caracterización de surfactantes**

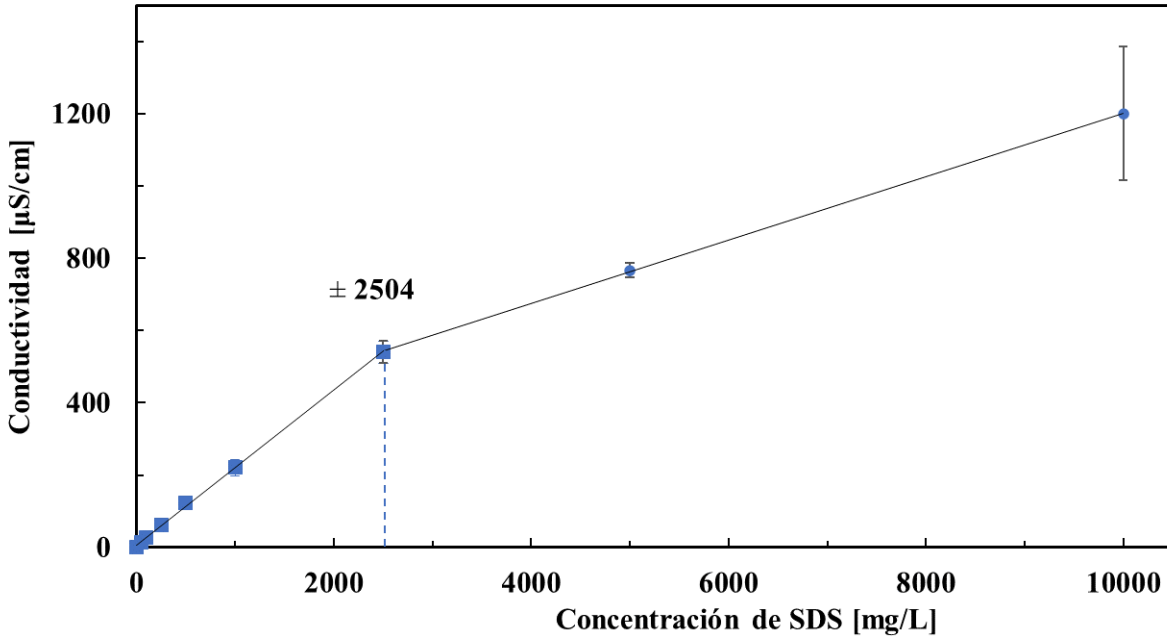
### **4.2.1 Determinación de la concentración micelar crítica**

La concentración micelar crítica de los diferentes surfactantes se determinó a través de la conductividad eléctrica, dado que, este método aprovecha la capacidad de la solución de surfactantes de conducir electricidad, para determinar la CMC. Teniendo en cuenta que, en el punto donde se inicia la formación de micelas ocurre un cambio significativo en esta propiedad física, tal y como se detalló en la Sección 1.3.3.

Los resultados de las pruebas muestran un aumento en los valores de la conductividad a medida que la concentración de surfactante SDS se incrementa de 0 a 10.000 mg/L. Además, se observa un cambio en la pendiente tal como se evidencia en la Figura 13, lo que indica que el valor de la CMC para dicho surfactante se encuentra en  $2.504 \pm 12$  mg/L. Según diferentes fuentes, el valor obtenido está dentro del intervalo reportado por otros autores, el cual se encuentra entre 2.150 a 2.500 mg/L (Chauhan et al., 2016; Eshraghi et al., 2017; Pandey et al., 2022; Tandon et al., 2022).

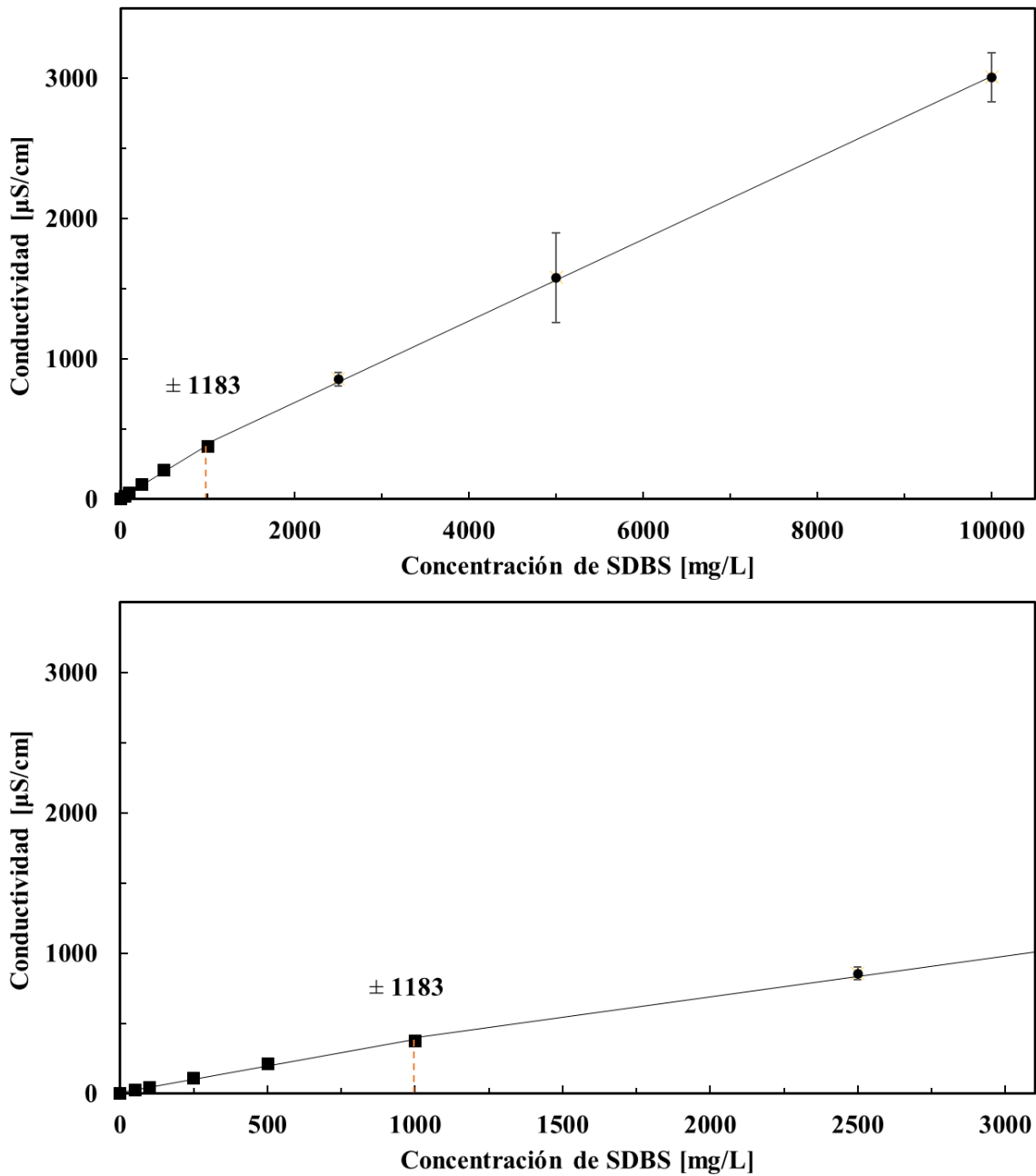
**Figura 13**

*Conductividad en función de la concentración de SDS*



*Nota.* Las barras de error fueron ampliadas x20.

De manera similar, se determinó que la CMC del SDBS es de  $1.183 \pm 18$  mg/L, tal como se muestra en la Figura 14. Este valor que se encuentra dentro del rango reportado en la literatura, el cual varía entre 750 y 1.220 mg/L (Mandal y Ojha, 2008; Monti et al., 2023; Muller et al., 1998; Sood y Aggarwal, 2018).

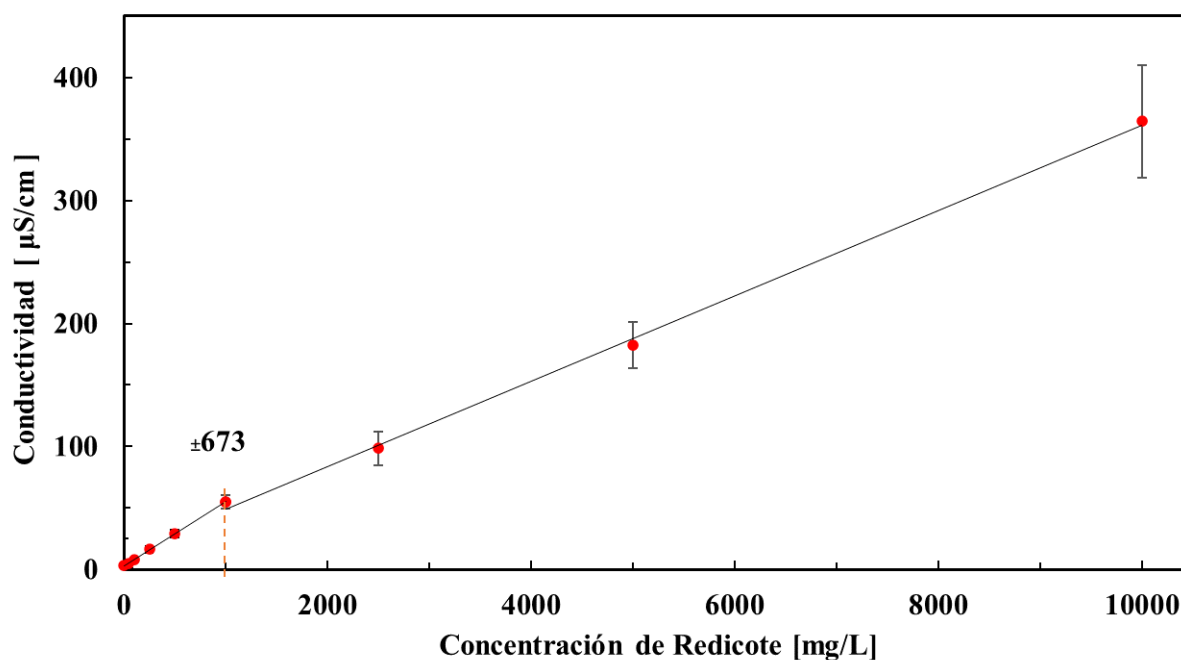
**Figura 14***Conductividad en función de la concentración de SDBS*

*Nota.* Las barras de error fueron ampliadas x30. Para mayor detalle en la parte inferior se encuentra la gráfica aumentada.

Por último, la Figura 15 ilustra el comportamiento de micelización del surfactante Redicote E-4868, cuyo valor de la CMC resultó ser de  $673 \pm 3$  mg/L. Este valor es fundamental para determinar la eficacia del surfactante en distintas aplicaciones, ya que la CMC indica el margen en el que el surfactante comienza a comportarse de manera más eficiente en términos de la reducción de la tensión interfacial y emulsificación (Jimenez Islas et al., 2010).

**Figura 15**

*Conductividad en función de la concentración de Redicote E-4868*



*Nota.* Las barras de error fueron ampliadas x30.

#### **4.2.2 Efecto de la salinidad en los surfactantes**

La variedad de las condiciones de los yacimientos de petróleo en Colombia puede influenciar directamente la efectividad de los surfactantes. Por tal motivo, es importante determinar el rango de aplicabilidad de los surfactantes estudiados, ya que la presencia de sales disueltas puede afectar significativamente la estabilidad del surfactante en disolución, debido a la interacción entre las características de los diferentes tipos surfactantes (iónico, no iónico y

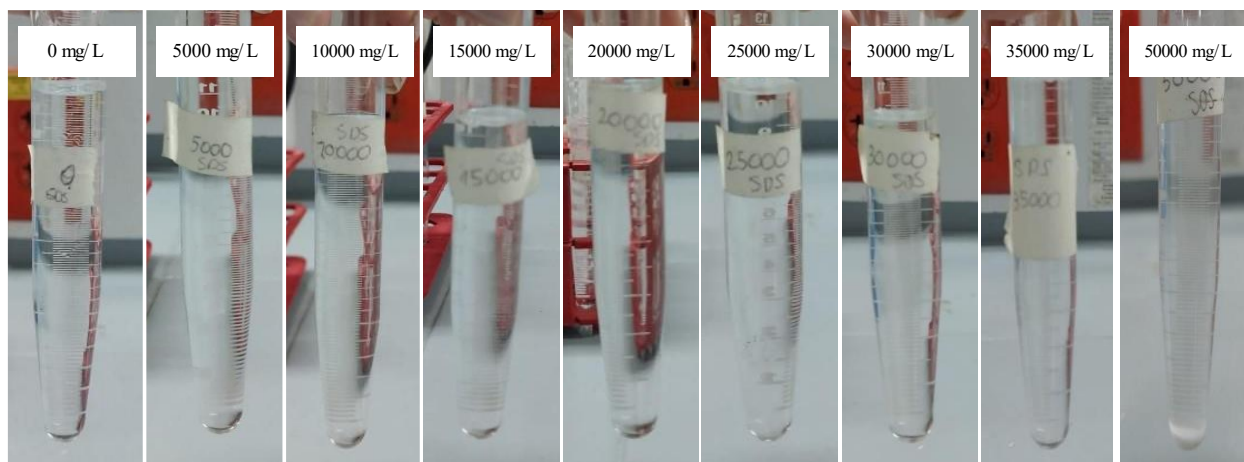
anfótero), la naturaleza de los iones y la concentración de sal. Estas interacciones pueden resultar en la precipitación del surfactante, lo que disminuiría su eficacia en aplicaciones como la formación de micelas y la reducción de la tensión interfacial (Azam et al., 2013).

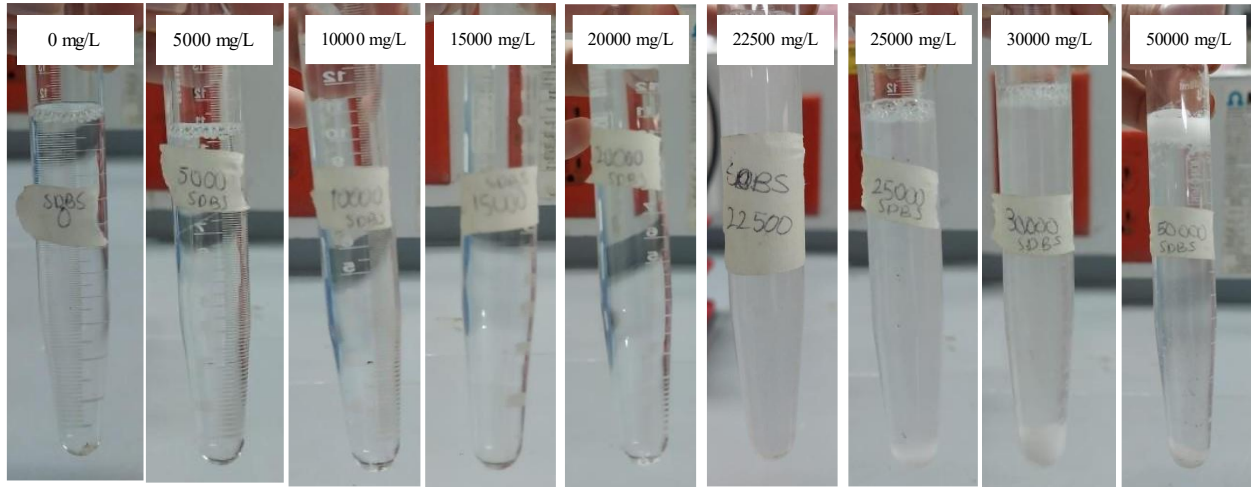
Para evaluar la solubilidad de los surfactantes en la fase acuosa bajo el efecto de diferentes concentraciones de NaCl, los surfactantes en cuestión se prepararon a una concentración de 3.000 mg/L. El estado de las soluciones se determinó visualmente a temperatura ambiente, distinguiendo entre transparente, turbio y separado. Según los resultados obtenidos durante la fase experimental se logró evidenciar que para el caso del surfactante SDS se precipitó a una concentración aproximada de 40.000 mg/L de NaCl. Asimismo, para el SDBS se observó que a 22.500 mg/L de NaCl la solución empieza a tornarse turbia y a 25.000 mg/L de NaCl el surfactante se precipita, siendo este el rango máximo de tolerancia a la sal, tal como se observa en las

Figura 16 y Figura 17, respectivamente.

### Figura 16

*Efecto de la concentración de NaCl sobre el SDS*



**Figura 17***Efecto de la concentración de NaCl sobre el SDBS*

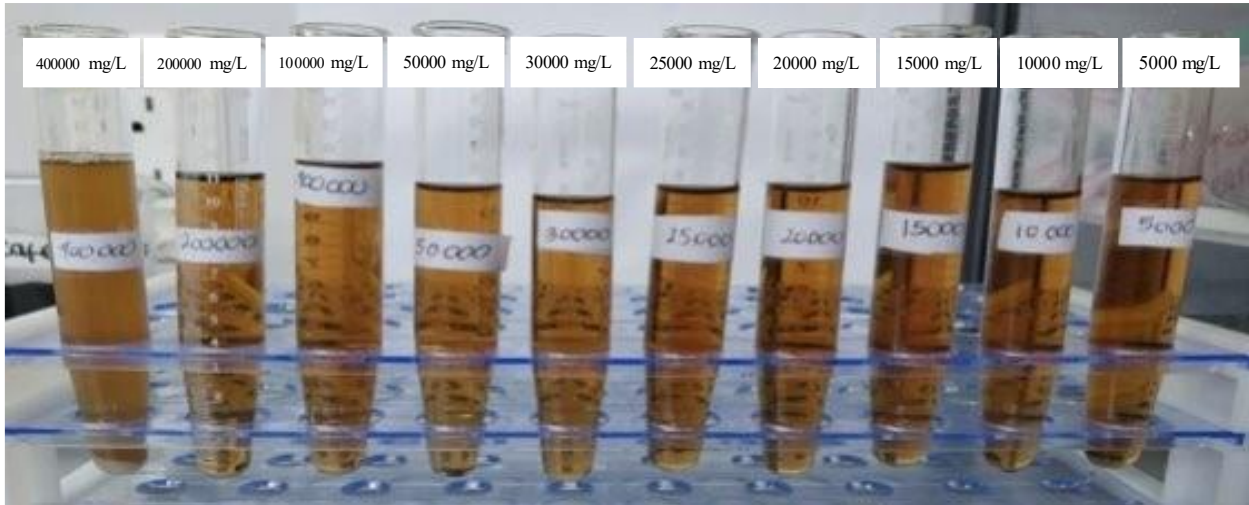
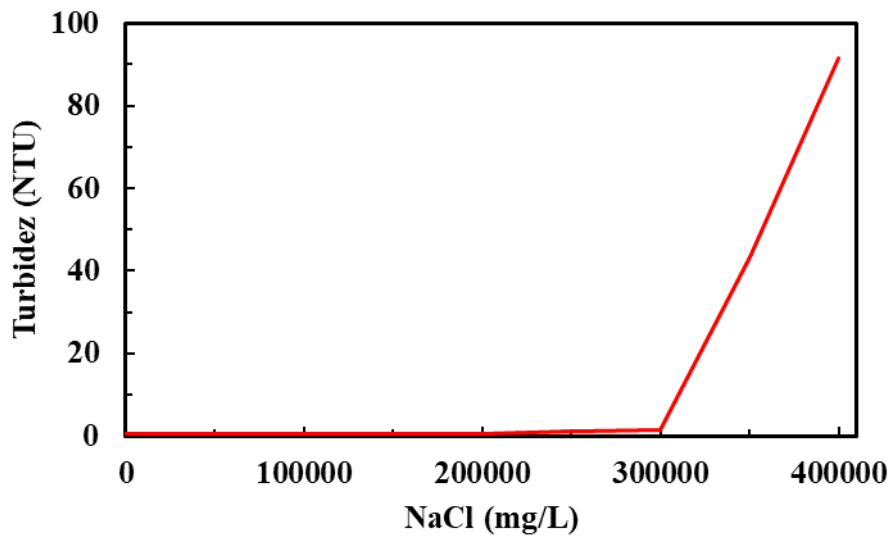
En general, la precipitación de los surfactantes en disolución es causada por la pérdida de solubilidad del surfactante en agua. Este fenómeno se produce por la interacción entre el grupo aniónico de los surfactantes y el catión de la sal, lo cual puede explicarse mediante la ley de Collin, que hace referencia a que dos iones con cargas opuestas se unirán para formar pares de iones de esfera interna si poseen una afinidad similar por el agua, es decir, si tienen el mismo tipo de hidratación (Illous et al., 2020).

El efecto de las sales varía según su carácter cosmotrópico o caotrópico. Los iones pequeños y de alta densidad de carga, como el sulfato y el carboxilato, están fuertemente hidratados y presentan un comportamiento cosmotrópico. Por el contrario, los iones monovalentes más grandes y de baja densidad de carga, como el yoduro y el potasio, exhiben un carácter caotrópico y se encuentran débilmente hidratados. Por tal razón, se espera que cada tipo de sal influya en la formación de vesículas de manera individual, independientemente de que pueda adsorberse en la interfase entre el agua y la micela o permanezca altamente hidratada en el medio acuoso (Vlachy et al., 2008). La relación entre la cabeza polar del surfactante y el tamaño/carga

del catión se ha documentado a través diferentes investigaciones donde se ha determinado que el SDBS precipita en presencia de  $Al^{+3}$  y  $Ca^{+2}$ . El SDS, con un grupo funcional más pequeño, floclula en presencia de  $Al^{+3}$  y precipita en presencia de  $Ca^{+2}$  (Talens-Alesson, 1999).

Por otro lado, de acuerdo con la teoría, los surfactantes líquidos como el Redicote E-4868 tienden a formar fases separadas a diferencia de los surfactantes sólidos que precipitan como partículas sólidas o cristales (Talens-Alesson, 1999). En los resultados obtenidos para el surfactante Redicote E-4868 no se evidenció una separación de fases a simple vista, a pesar de que se expuso hasta una concentración máxima de 400.000 mg/L de NaCl, tal como se muestra en la Figura 18. Sin embargo, a partir de los 300.000 mg/L de NaCl se observó un aumento en la turbidez de las disoluciones. Lo anterior, se corroboró a través de la medición de la turbidez de las soluciones en función de la salinidad, con el turbidímetro Orion™ AQUAfast AQ3010 (Thermo Scientific™, EE. UU.), lo cual se puede apreciar en la

Figura 19. Este cambio en la turbidez se atribuye a la sobresaturación de sal en la disolución y no por la precipitación del surfactante, ya que la solubilidad máxima del NaCl en el agua es de 317.000 mg/L (Merck S.A., 2024). Por ende, se puede inferir que el Redicote E-4868 presenta una alta solubilidad probablemente debido a la presencia de grupos etoxilatos, como se evidencia en la sección 4.2.3.

**Figura 18***Efecto de la concentración de NaCl sobre el Redicote E-4868***Figura 19***Turbidez del Redicote E-4868*

*Nota.* Gráfica de turbidez en unidad nefelométrica de turbidez (NTU, por sus siglas en inglés, *Nephelometric Turbidity Unit*) frente a la concentración de NaCl en mg/L.

### 4.2.3 Caracterización de los surfactantes por FTIR

La espectroscopía infrarroja (FTIR) es una técnica analítica frecuentemente utilizada para la identificación y análisis de compuestos químicos. Esta técnica emplea la capacidad del analito de absorber la radiación infrarroja del espectro electromagnético en diferentes longitudes de onda, generando un espectro de picos y bandas de absorción únicos que permite identificar los grupos funcionales del analito (Khan, M. S. et al., 2022; Rehman y Akash, 2020a). Generalmente estos espectros se absorben en una región infrarroja o rango de onda de  $4.000$  a  $400\text{ cm}^{-1}$ , donde se pueden identificar las vibraciones de los átomos de las moléculas, las cuales se clasifican en vibraciones de flexión o estiramiento. Las vibraciones de estiramiento se subclasifican en simétricas o asimétricas dependiendo si la distancia entre los átomos aumenta o disminuye con respecto al mismo eje de enlace. Por último, las vibraciones de flexión son aquellas donde ocurre un cambio en las posiciones de los átomos con respecto a sus ejes de enlace originales y se subclasifican en balanceo (*rocking*), tijereteo (*scissoring*), aleteo (*wagging*) y torsión (*twisting*) (Jiménez, 2023; Yadav, 2005a).

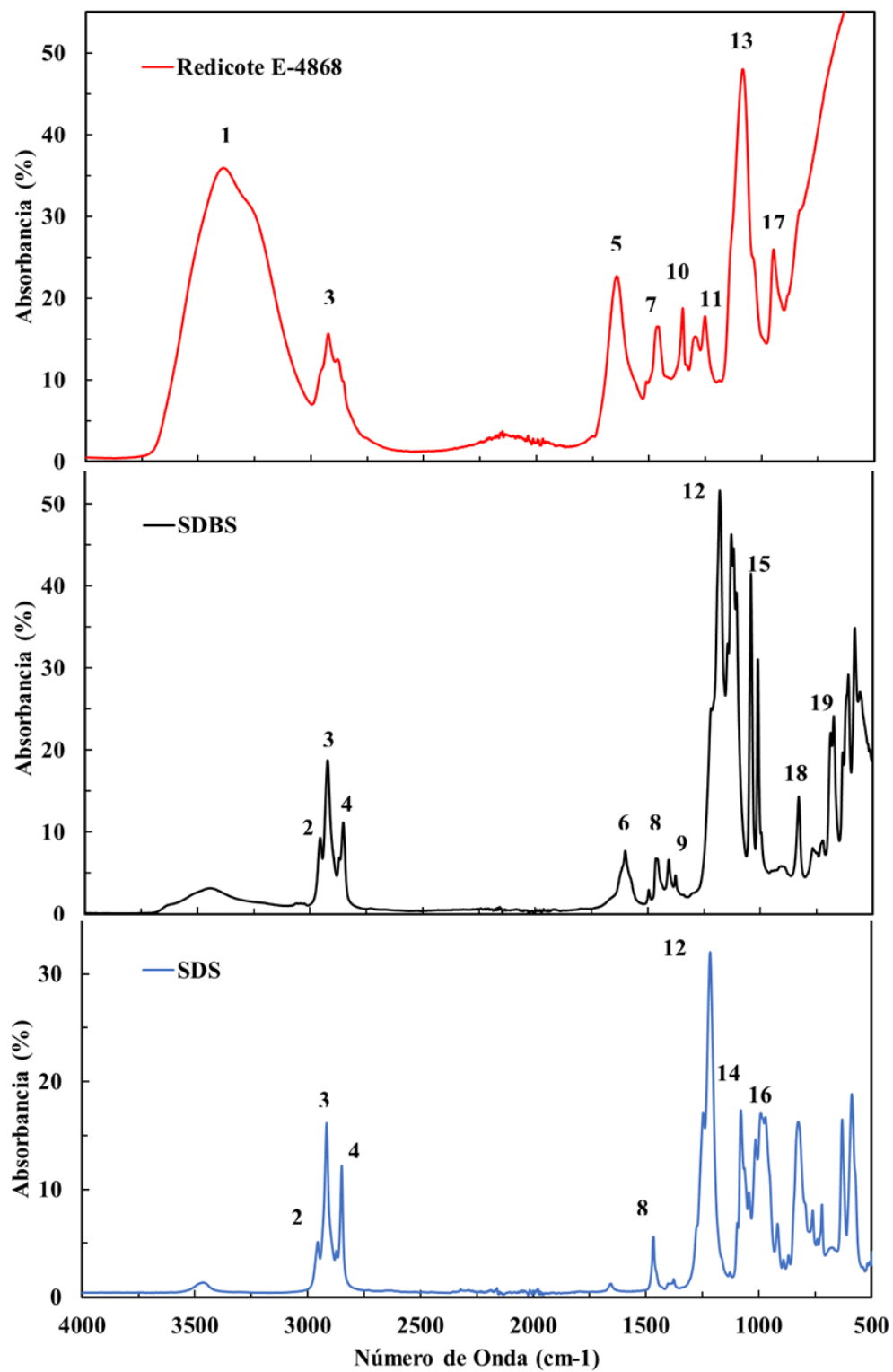
Los resultados obtenidos bajo esta técnica se pueden apreciar en Figura 20, donde se visualizan los espectros FTIR de los surfactantes estudiados. Adicionalmente, en la Tabla 4 se encuentran las asignaciones para las bandas observadas en estos espectros. En cuanto al análisis de los espectros de los surfactantes SDS y SDBS, se identificó una banda a  $3.440\text{ cm}^{-1}$  atribuida a un estiramiento  $\nu(\text{O-H})$  por la presencia de humedad, mientras que, para el Redicote a  $3.400\text{ cm}^{-1}$  se observa una banda ancha que indica un estiramiento  $\nu(\text{N-H})$ . Posteriormente, en el rango de  $2.980$  a  $2.860\text{ cm}^{-1}$  se encuentran los estiramientos simétricos ( $\nu_s$ ) y asimétricos ( $\nu_{as}$ ) de los grupos  $\text{CH}_2$  y  $\text{CH}_3$  de la cadena alquílica de los surfactantes. Por otro lado, en la región de  $1.645$  y  $1.540$  a  $1.420\text{ cm}^{-1}$  se identificaron estiramientos  $\nu(\text{C=O})$  correspondientes a amidas primarias y

secundarias presentes en el surfactante Redicote. Por otro lado, para el SDBS se identificó una banda de absorción en la longitud de onda de  $1.600\text{ cm}^{-1}$  vinculada a estiramientos aromáticos  $\nu(\text{C}=\text{C})$ . En la región de  $1.080\text{ cm}^{-1}$  se presenta un pico intenso que corresponde al grupo funcional éter C-O-C del Redicote, mientras que, para el SDS y SDBS los picos en la región de  $1.218$  a  $990\text{ cm}^{-1}$  se asocian a estiramientos  $\nu(\text{SO}_3)$  y  $\nu(\text{SO}_4)$  en los grupos de la cabeza aniónica. Por último, las bandas en la región de  $940$  a  $680\text{ cm}^{-1}$  indican la presencia de grupos aromáticos en los surfactantes SDBS y Redicote (Chaieb et al., 2022; Hussain et al., 2019; Vigneshwari et al., 2023; Widjaja et al., 2023).

**Tabla 4**

*Principales bandas y grupos funcionales de los surfactantes*

Intensidad	Número de onda ( $\text{cm}^{-1}$ )	Descripción
1	3700 a 3000	Estiramiento N-H
2	2980	Estiramiento asimétrico $\text{CH}_3$
3	2930	Estiramiento asimétrico $\text{CH}_2$
4	2860	Estiramiento simétrico $\text{CH}_2$ y $\text{CH}_3$
5	1645	Estiramiento C=O
6	1600 a 1540	Estiramiento aromático C=C
7	1540 a 1420	Estiramiento C=O
8	1465	Flexión $\text{CH}_2$
9	1420	Estiramiento asimétrico $\text{SO}_3$
10	1400 a 1320	Flexión $\text{CH}_2$
11	1320 a 1200	Flexión $\text{CH}_3$
12	1218	Estiramiento S=O
13	1080	Estiramiento C-O-C
14	1075	Estiramiento simétrico $\text{SO}_4$
15	1040	Estiramiento simétrico $\text{SO}_3$
16	990	Estiramiento asimétrico S-O-C
17	940	Estiramiento asimétrico C-O-C
18	825	Flexión aromática fuera del plano C-H ( <i>p</i> -sustitución)
19	680	Flexión aromática fuera del plano C-H ( <i>m</i> -sustitución)

**Figura 20***Espectros FTIR de los surfactantes*

### 4.3 Caracterización de crudos

#### 4.3.1 Determinación de propiedades físicas

Para el desarrollo del proyecto se emplearon tres crudos colombianos con distintas gravedades API. Inicialmente, se caracterizaron midiendo las densidades con el método del picnómetro y se midieron las viscosidades de los crudos a diferentes temperaturas, tal como se muestra en la Tabla 5.

**Tabla 5**

*Propiedades físicas de los crudos*

Propiedades		Crudo 1	Crudo 2	Crudo 3
	API (°)	16	25,9	33
Viscosidad (cP)	@ 25 °C	3145,3	78,64	28,29
	@ 40 °C	700,37	34,33	13,71
	@ 60 °C	100,73	19,42	9,67
Densidad (g/mL)	@ 25 °C	0,9483	0,8865	0,8300

#### 4.3.2 Fraccionamiento SARA

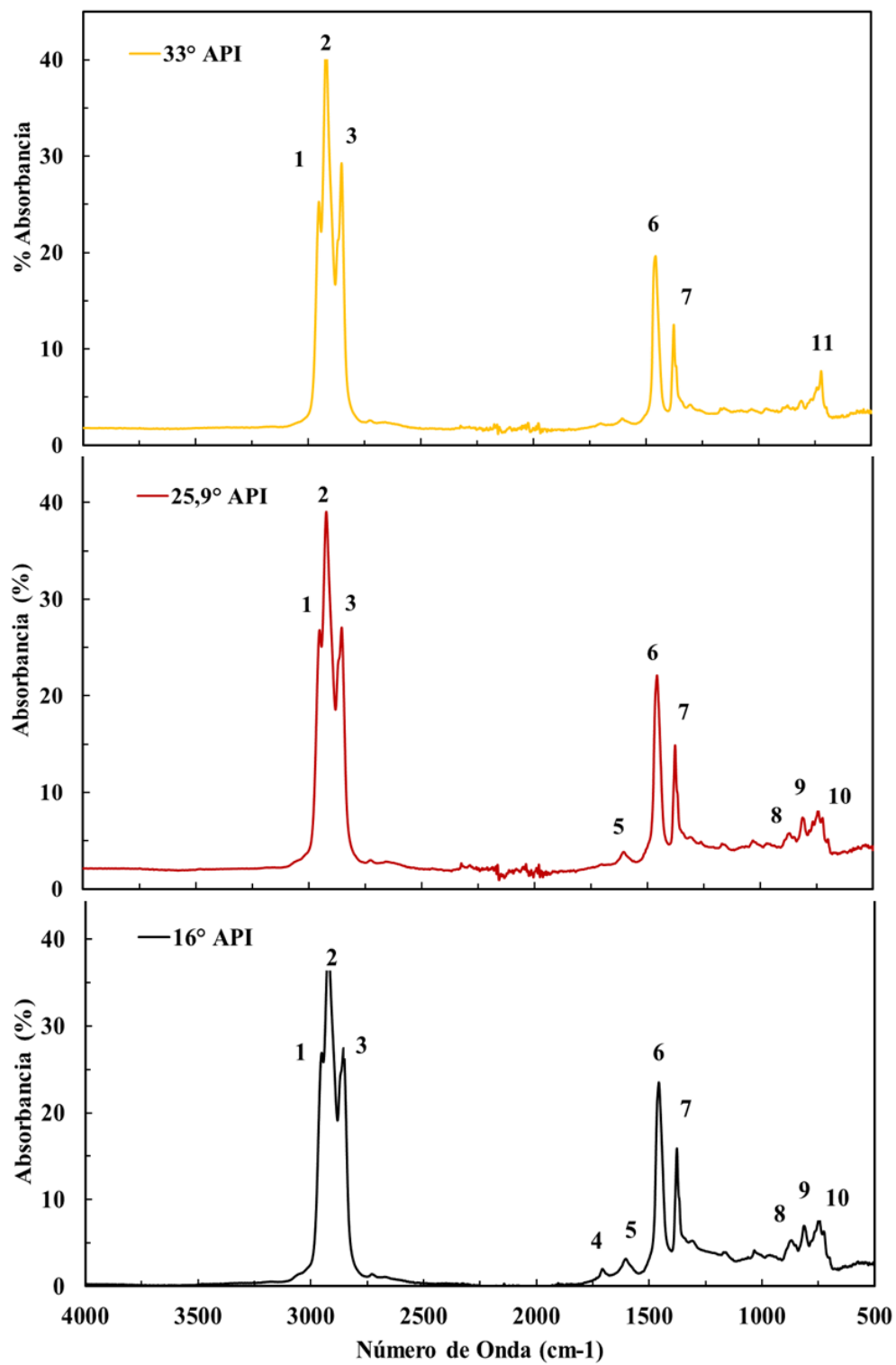
El análisis SARA es una herramienta empleada para la caracterización del crudo y sus derivados, que permite identificar la composición de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en las muestras. El objetivo de este método es separar y cuantificar cada una de estas fracciones, teniendo en cuenta la solubilidad y polaridad de dichas fracciones. En la Tabla 6 se muestran los resultados de la separación de los crudos en sus fracciones: saturados, aromáticos totales (aromáticos y resinas) y asfaltenos.

**Tabla 6***Fraccionamiento SARA*

<b>% Fracciones</b>	<b>Crudo 16 °API</b>	<b>Crudo 25,9 °API</b>	<b>Crudo 33 °API</b>
Saturados	72,96	80,98	83,43
Aromáticos totales	24,94	18,63	16,42
Asfaltenos	2,10	0,39	0,15

#### **4.3.3 Caracterización de crudos por espectroscopia FTIR**

La espectroscopia infrarroja (FTIR) es una técnica que se centra en la absorción de la radiación infrarroja por parte de los enlaces químicos de los compuestos analizados, logrando obtener un espectro de absorción único de cada compuesto (Khan, S. A. et al., 2018). Los hallazgos conseguidos mediante esta técnica se pueden evidenciar en la Figura 21 y la Tabla 7, la cuales, hacen referencia a los espectros FTIR y la asignación de los grupos funcionales y bandas de las muestras de crudo objeto de estudio respectivamente.

**Figura 21***Espectros FTIR de los crudos*

Inicialmente, los espectros FTIR de las tres muestras de crudo presentan tres picos en el rango de 3.000 a 2.800  $\text{cm}^{-1}$ , que indican estiramientos simétricos y asimétricos de los grupos metilo y metileno. Más adelante, se observa una banda a 1.700  $\text{cm}^{-1}$ , que para el caso del crudo de 16 °API es más pronunciada y representa el estiramiento de los grupos carbonilo y carboxilo, mientras que a 1.600  $\text{cm}^{-1}$  se identificaron estiramientos aromáticos C=C. Posteriormente, se observan dos picos a 1.450 y 1.380  $\text{cm}^{-1}$  que corresponden a flexiones de los grupos metileno y metilo. Por último, en el rango de 900 a 700  $\text{cm}^{-1}$  se aprecian tres bandas las cuales se asocian a flexiones aromáticas fuera del plano. Además, se evidenció la vibración esquelética para moléculas grandes de más de cuatro grupos de metileno a 720  $\text{cm}^{-1}$ . Cabe resaltar que a medida que el crudo es más pesado aumenta la intensidad de las bandas de absorción relacionadas con las estructuras aromáticas (Rakhmatullin et al., 2018).

**Tabla 7**

*Principales bandas y grupos funcionales de los crudos*

Intensidad	Número de onda ( $\text{cm}^{-1}$ )	Descripción
1	2950	Estiramiento asimétrico $\text{CH}_2$
2	2930	Estiramiento asimétrico $\text{CH}_2$
3	2850	Estiramiento simétrico $\text{CH}_2$ y $\text{CH}_3$
4	1700	Estiramiento C=O
5	1600	Estiramiento aromático C=C
6	1450	Flexión asimétrica $\text{CH}_2$
7	1380	Flexión simétrica $\text{CH}_3$
8	870	Flexión aromática fuera del plano (1H)
9	810	Flexión aromática fuera del plano (2H) o (3H)
10	750	Flexión aromática fuera del plano (4H)
11	725	Vibración esquelética $\text{CH}_2$

#### 4.3.4 Caracterización de crudos por espectroscopia RMN

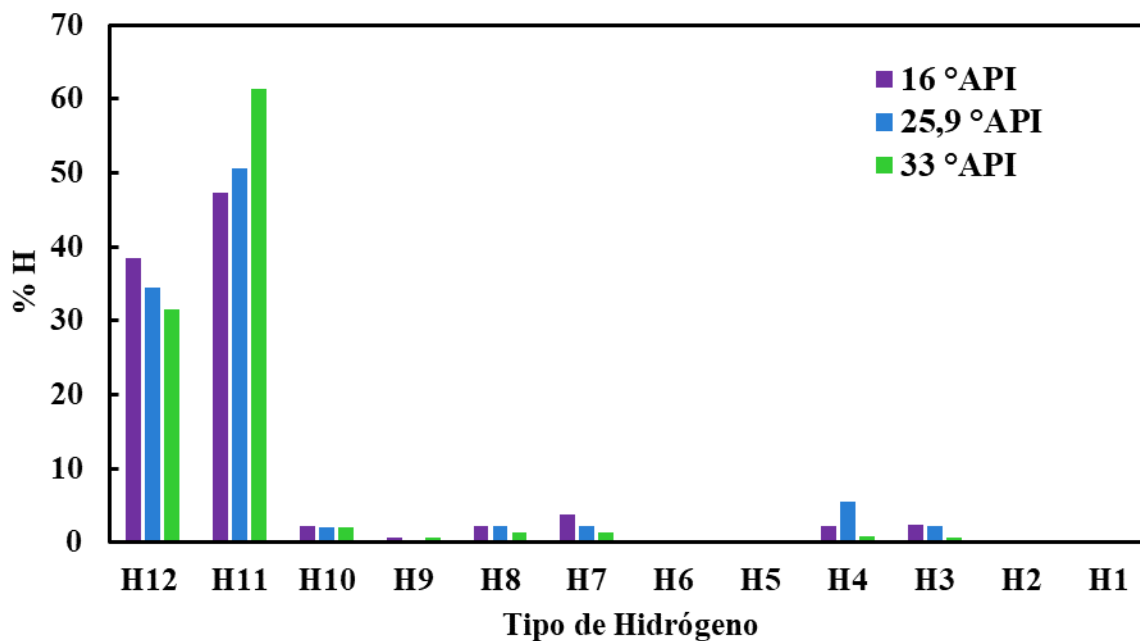
La espectroscopia de resonancia magnética nuclear (RMN) es una técnica analítica no destructiva que estudia la estructura, desplazamiento y entorno químico de las moléculas o átomos

(Claridge, 2016). Esta técnica se centra en la interacción de los átomos de una muestra con un campo magnético y ondas de radio en una región de radiofrecuencia de 3 a 30.000 MHz, permitiendo identificar varios tipos de átomos, principalmente estructuras de carbono-hidrógeno como el  $^{13}\text{C}$  y  $^1\text{H}$  (Rehman y Akash, 2020b; Yadav, 2005b).

La espectroscopia RMN permitió la cuantificación de grupos estructurales presentes en los crudos estudiados, mediante la integración de las señales obtenidas en los espectros RMN de hidrogeno y de carbono, los cuales se observan en los Apéndice B y Apéndice C, respectivamente. En la Figura 22 se muestra el porcentaje de los diferentes tipos de átomos de hidrogeno obtenidos a partir de los espectros RMN de  $^1\text{H}$ . En todos los crudos se encontraron más hidrógenos unidos a carbonos en sustitución  $\gamma$  y  $\beta$  (H10 –H12), que unidos a carbonos en sustitución  $\alpha$  a grupos aromáticos (H6-H9). Cabe resaltar que el crudo de 33 °API presentó un mayor contenido de hidrógenos parafínicos y naftenicos en sustitución  $\beta$ , que representa el 61% del total de hidrógenos de la muestra, en comparación con los demás crudos. El porcentaje más alto de hidrógenos aromáticos (H1-H4) se identificó en la estructura de los crudos más pesados. En el crudo de 25.9 °API predominan los hidrógenos monoaromáticos, mientras que en el crudo de 16 °API destacan los hidrógenos di, tri y tetra-aromáticos.

**Figura 22**

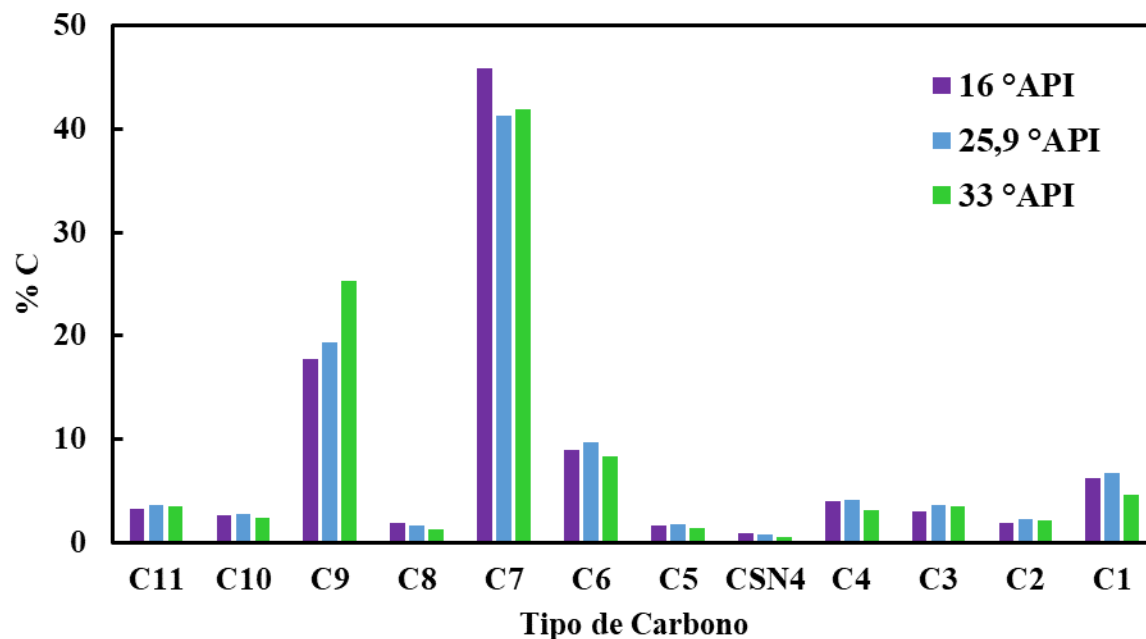
*Porcentaje de átomos de hidrogeno obtenidos a partir de espectro RMN  $^1\text{H}$  de los crudos*



Para un estudio más detallado de las muestras, se aplicó la espectroscopia RMN de  $^{13}\text{C}$ , cuyos espectros se muestran en la Figura 23. Este espectro confirma la presencia de carbonos parafínicos y nafténicos del tipo CH y CH<sub>2</sub> (C9) en mayor porcentaje para el crudo de 33 °API y de carbonos parafínicos terciarios y cuaternarios (C8) para el crudo de 16 °API. Asimismo, el mayor contenido de carbonos aromáticos (C4-C6) se observó en los crudos más pesados, donde se evidencia un predominio de carbonos alfa a átomos de azufre o nitrógeno en estructuras bencénicas en el crudo de 16 °API. Además, se determinó la cantidad de carbonos carboxílicos presentes en las muestras en los intervalos C1-C3.

**Figura 23**

*Porcentaje de átomos de hidrogeno obtenidos a partir de espectro RMN  $^{13}C$  de los crudos*



#### 4.4 Pruebas de interacción fluido-fluido

##### 4.4.1 Pruebas de estabilidad de emulsiones

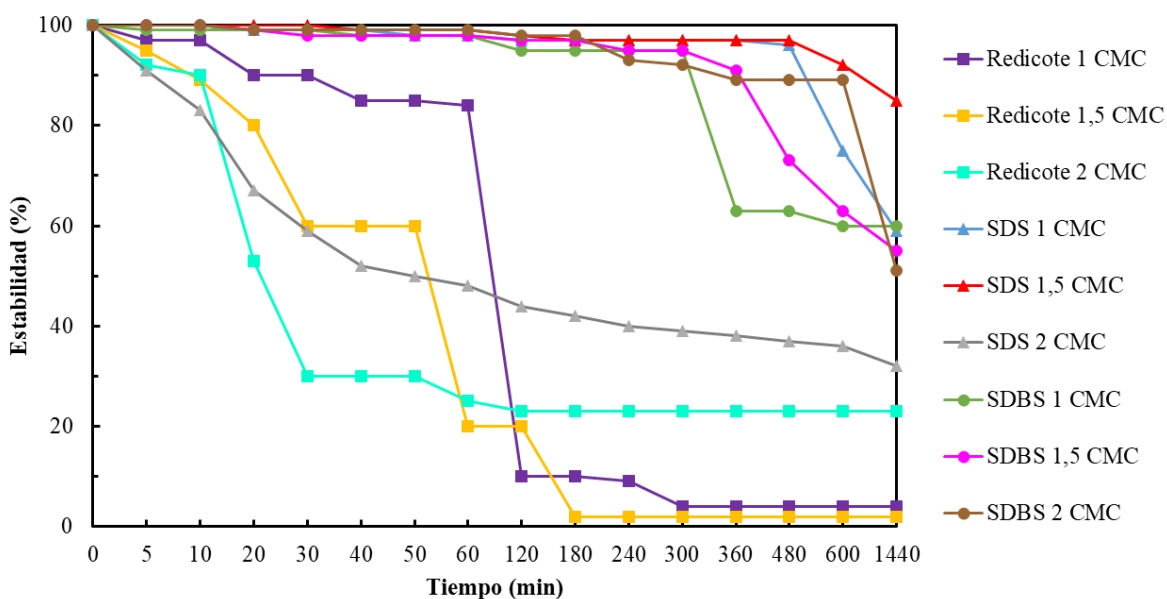
La estabilidad de las emulsiones cumple un papel importante en los métodos de recobro mejorado y particular en el proceso de inyección de surfactantes, dado que la formación y estabilidad de estas emulsiones mejora significativamente la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos. Esto debido a una mayor eficiencia en la movilización o barrido de petróleo residual y la reducción de problemas operacionales (Green y Willhite, 1998; Schramm, 2006). Comprender, estudiar y controlar los factores que afectan la estabilidad de las emulsiones aumenta la probabilidad de éxito en los proyectos de recobro mejorado y la viabilidad económica de estos (Mullins, 2007).

Teniendo en cuenta lo anterior, se evaluó la estabilidad de las emulsiones generadas con diferentes formulaciones y concentraciones de surfactantes por un lapso de tiempo de 24 horas. En

la Figura 24, para el caso del crudo de 16 °API se observó que la concentración de 1,5 CMC del surfactante SDS generó la emulsión más estable, mientras que para los crudos de 25,9 y 33 °API se obtuvieron emulsiones más estables con el surfactante SDBS a todas las concentraciones, como se aprecia en la Figura 25 y la Figura 26, respectivamente. Asimismo, se pudo observar que todas las formulaciones preparadas con el surfactante Redicote E-4868 presentaron mayor inestabilidad, mostrando separación de fases casi al instante. Adicionalmente, se logró evidenciar que una mayor concentración de surfactante no influye en una mayor estabilidad de las emulsiones.

**Figura 24**

*Efecto de la concentración de surfactante en emulsiones con crudo 16 °API*





Los resultados obtenidos pueden atribuirse a diferentes factores como las propiedades químicas del surfactante, las características de los crudos y las interacciones fisicoquímica en el sistema (Lake et al., 2014). Concretamente, uno de estos factores es la carga eléctrica de los surfactantes que afecta considerablemente la estabilidad y formación de las emulsiones. En el caso de los surfactantes aniónicos como el SDS y el SDBS que presentaron un mejor desempeño, resultado que puede asociarse al efecto de la doble capa eléctrica formada por la adsorción de los iones en la superficie de la gota de aceite, creando una capa de cargas negativas y, por lo tanto, un efecto repulsivo hacia otras gotas, evitando la coalescencia (Celis et al., 2016). Esto coincide con los datos obtenidos en la caracterización de los surfactantes por medio del FTIR, la cual puede verse en la Sección 4.2.3, donde se confirma la presencia de los iones sulfato y sulfonato en los surfactantes SDS y SDBS.

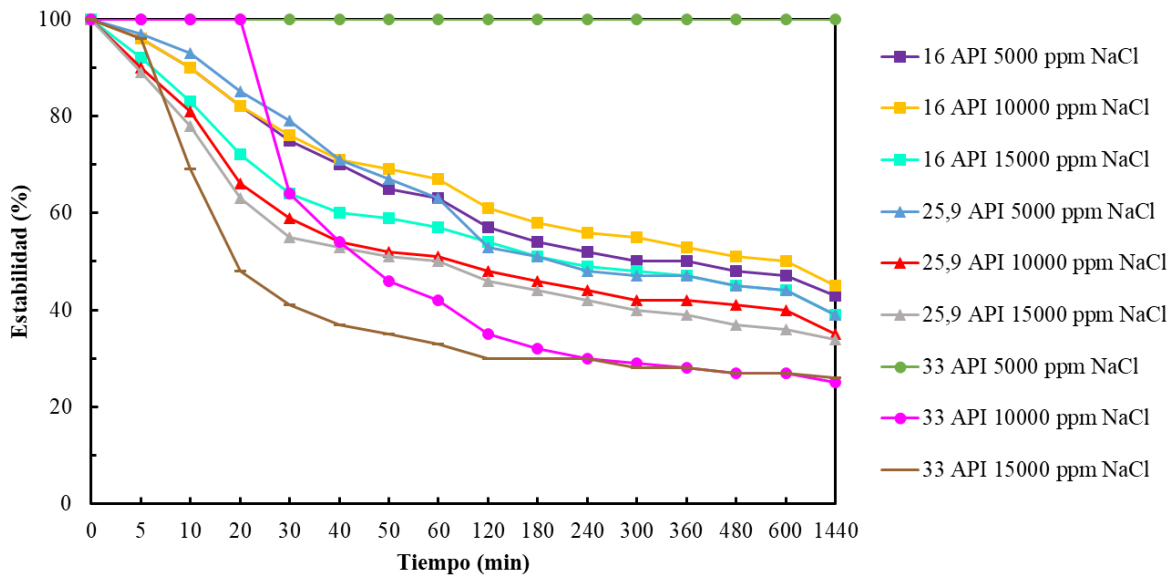
Una vez seleccionadas las formulaciones adecuadas de surfactantes para los diferentes crudos, se consideró el efecto de salinidad en la eficiencia de los surfactantes estudiados para estabilizar las emulsiones, tal como se visualiza en la Figura 27, donde se observó una menor estabilidad con respecto al tiempo a medida que aumentaba la salinidad en todos los crudos. No obstante, este comportamiento fue más evidente en el crudo de 33 °API, ya que, a una concentración de 5.000 ppm NaCl la emulsión permaneció estable y no se evidenció separación durante las 24 horas posteriores a la emulsificación, pero al aumentar la concentración de NaCl se percibió una disminución drástica en la estabilidad.

Este efecto en la disminución de la estabilidad de la emulsión puede ser causado por la presencia de iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  en ambientes con altas concentraciones de sal y que tienen la capacidad de neutralizar las cargas eléctricas de los surfactantes, logrando disminuir su capacidad para estabilizar las gotas de crudo (Rosen y Kunjappu, 2012). Específicamente, se debe a que los

iones comprimen la doble capa eléctrica alrededor de las gotas de aceite, reduciendo la repulsión electrostática que evita la coalescencia (Schramm, 2006).

**Figura 27**

*Efecto de la salinidad en las emulsiones*



Adicionalmente, cabe señalar que, en entornos de alta salinidad, los asfaltenos pueden desempeñar una función clave en la estabilización de las emulsiones, contrarrestando en cierta medida la reducción de la eficacia de los surfactantes sintéticos (Nyah et al., 2024). Esto se relaciona con los resultados obtenidos en la caracterización de los crudos por medio del análisis SARA, mostrado en la Sección 4.3.2, donde se observó que los crudos livianos presentaron mayor contenido de saturados, mientras que los crudos más pesados hubo una mayor presencia de asfaltenos, lo que podría explicar el efecto de la salinidad en el surfactante más liviano.

#### 4.4.2 Pruebas de viscosidad de emulsiones

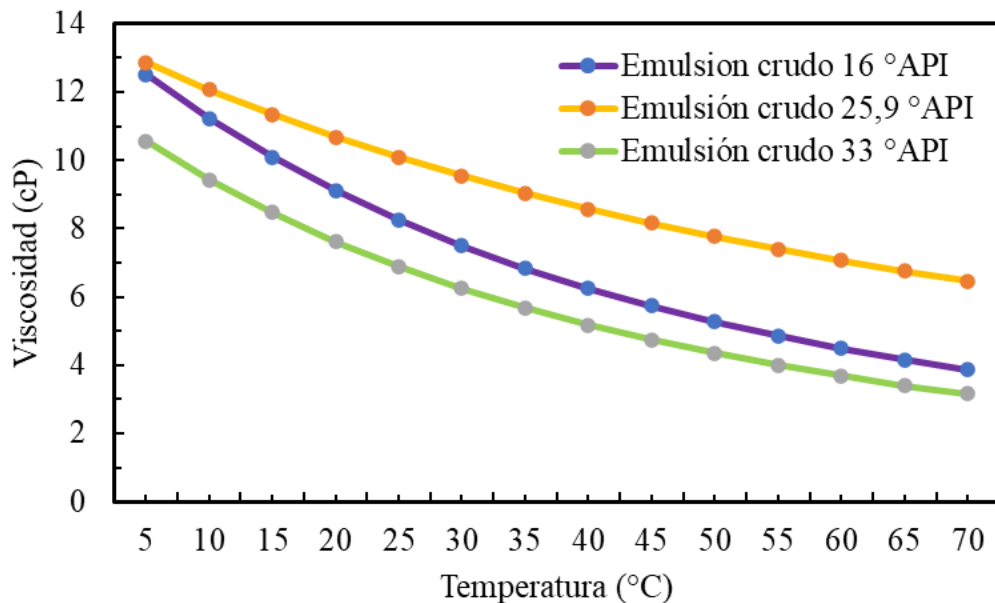
En la formulación de emulsiones, la viscosidad juega un rol importante para mejorar la recuperación de petróleo. En los procesos de inyección convencional, el crudo se emulsiona para

formar emulsiones O/W mediante la inyección de productos químicos para reducir significativamente la viscosidad del petróleo pesado y mejorar su movilidad (Yue et al., 2024).

Inicialmente, se evaluó el comportamiento de la viscosidad de las emulsiones desarrolladas en la sección 4.4.1 con el aumento de la temperatura, como se observa en la Figura 28, donde se constató que al aumentar la temperatura de las emulsiones se generó una disminución de las viscosidades. Este resultado puede atribuirse al hecho de que, al incrementar la temperatura, las moléculas de cada una de las fases individuales de la emulsión adquieren mayor energía cinética, por lo que conlleva a la disminución de las fuerzas intermoleculares que mantienen la atracción entre moléculas. Este efecto es más notable en el petróleo, debido a que contiene fracciones pesadas de hidrocarburos como las resinas y los asfaltenos, cuya viscosidad se reduce con la temperatura (Al-Yaari et al., 2014; Langevin et al., 2004).

**Figura 28**

*Efecto de la temperatura en la viscosidad de emulsiones*



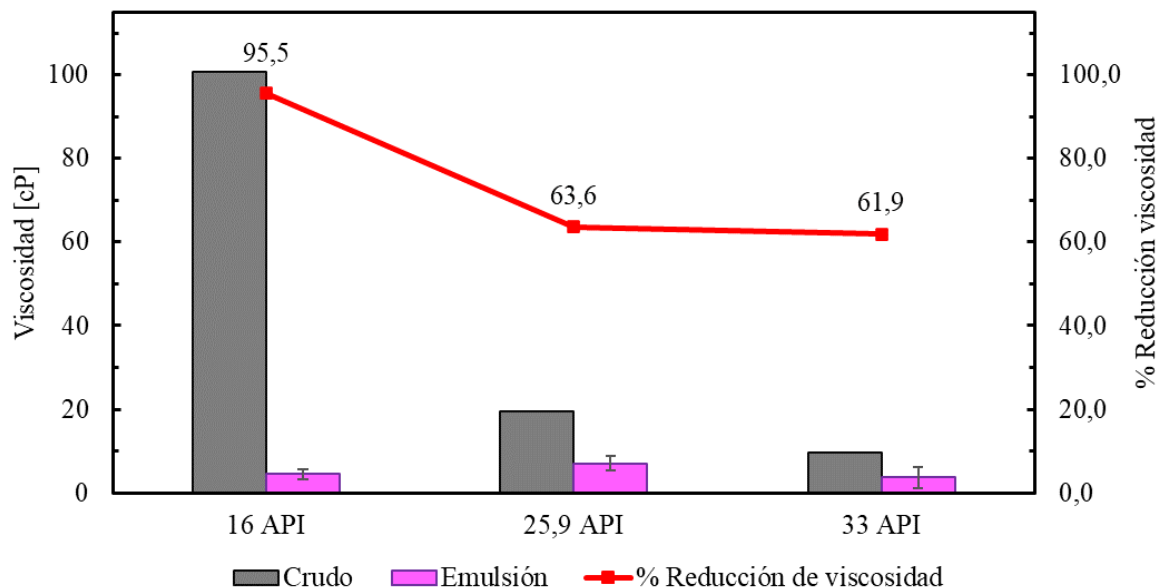
Asimismo, se midió la viscosidad del crudo y las emulsiones a una temperatura de 60 °C. Además, se definió el porcentaje de reducción de la viscosidad (%RV) mediante la Ecuación (4), con el objetivo de comprender el efecto de la emulsificación sobre la viscosidad de los crudos (Jiménez, 2023). En la Figura 29, se observa que las viscosidades de las emulsiones disminuyeron de manera significativa con respecto a la viscosidad inicial del crudo, encontrándose que la emulsión del crudo de 16 API estabilizada con SDS tuvo un mayor porcentaje de reducción de la viscosidad con respecto a las emulsiones estabilizadas con SDBS.

$$\%RV = \frac{\mu_{crudo} - \mu_{crudo\ emulsionado}}{\mu_{crudo}} \quad (4)$$

Estos cambios en la viscosidad de las emulsiones se deben a varios factores que afectan el comportamiento y estructura de la emulsión (Kokal, 2005). En primer lugar, esto puede ser causado por la viscosidad de la fase continua, la fracción volumétrica de la fase dispersa y la relación que existe entre la viscosidad de la fase dispersa y continua (Bains y Pal, 2019). Teniendo en cuenta que la emulsión se elaboró en una proporción crudo-agua de 25:75 (% v/v), la viscosidad de estas dispersiones se asemeja más a la de la fase continua, por lo que las emulsiones O/W podrían presentar una viscosidad más cercana al agua en comparación con la viscosidad del crudo, reduciendo las viscosidades aparentes (Vavra et al., 2020).

**Figura 29**

*Porcentaje de reducción la viscosidad de los crudos emulsionados*



*Nota.* Las formulaciones de cada emulsión son: (a) emulsión de crudo de 16 °API estabilizada con 1,5 CMC SDS, (b) emulsión de crudo 25,9 °API estabilizada con 1 CMC SDBS y (c) emulsión de crudo 33 °API estabilizada con 1 CMC SDBS.

Otro factor es la presencia de surfactante, el cual promueve la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el crudo, facilitando la formación de gotas muy pequeñas de crudo en fase acuosa, tal como se evidencia en la sección 4.4.3, lo que disminuye las fuerzas cohesivas entre las moléculas del crudo, logrando reducir la viscosidad general de la emulsión (Aveyard et al., 2003; Salager, 2002; Sjöblom, 2006b).

#### **4.4.3 Tamaño de gota**

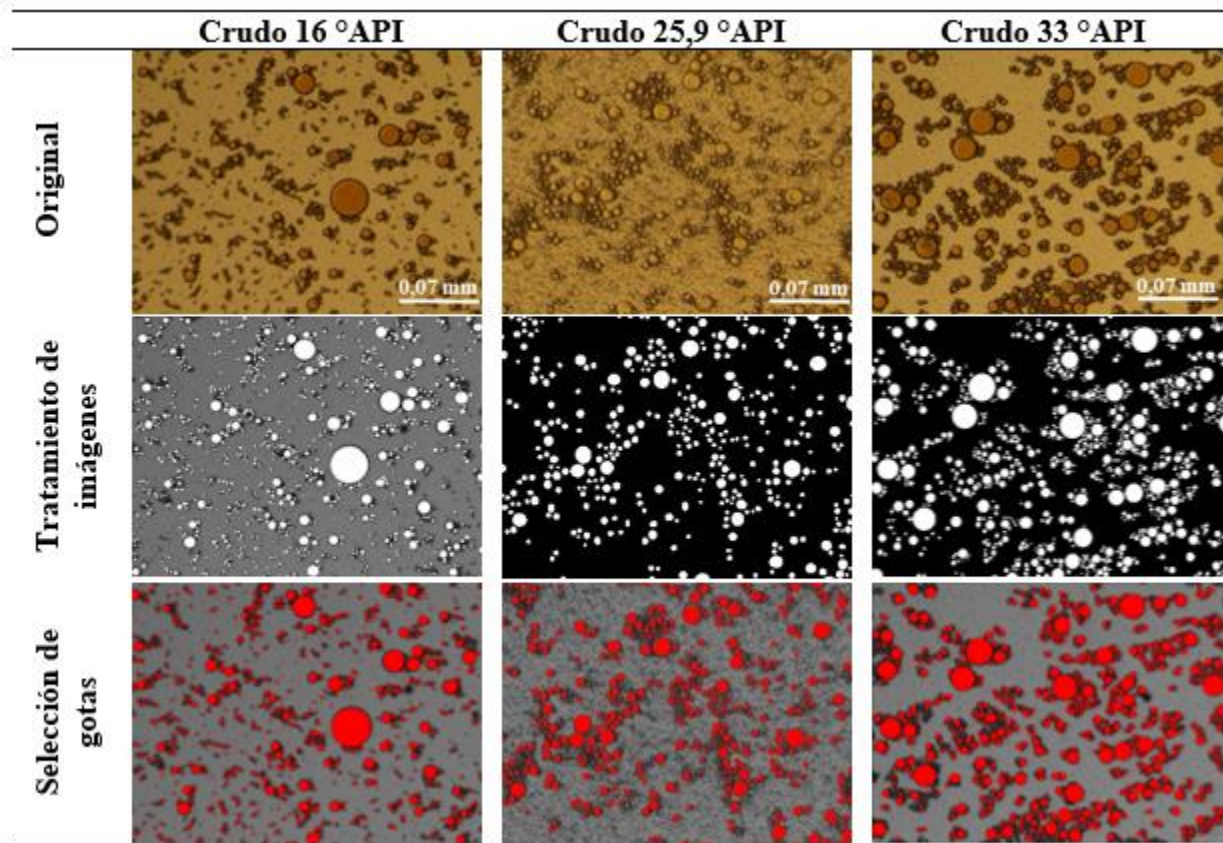
Las pruebas de tamaño de gotas en las emulsiones se emplean para caracterizar el diámetro y distribución de gotas de la fase dispersa sobre la fase continua. Estas pruebas son claves para entender la estabilización de las emulsiones, dado que esta depende principalmente de la tasa de

agregación y coalescencia de las gotas dispersas. Cuanto menor sea la tasa de agregación y de coalescencia, más estables serán las emulsiones (Zhou et al., 2019).

Partiendo de lo mencionado, se realizó un análisis de imágenes microscópicas de las emulsiones para observar la distribución del tamaño de gotas y su impacto en la estabilización. Las imágenes tomadas con el microscopio óptico y tratadas con el software ImageJ® se visualizan en la Figura 30, donde se evidencia el efecto de la floculación, ya que se observa la agrupación de las gotas de las diferentes emulsiones que llegan a estar en contacto unas con otras sin que estas pierdan su estructura original, generando lo que se conoce como flóculos (Kokal, 2005).

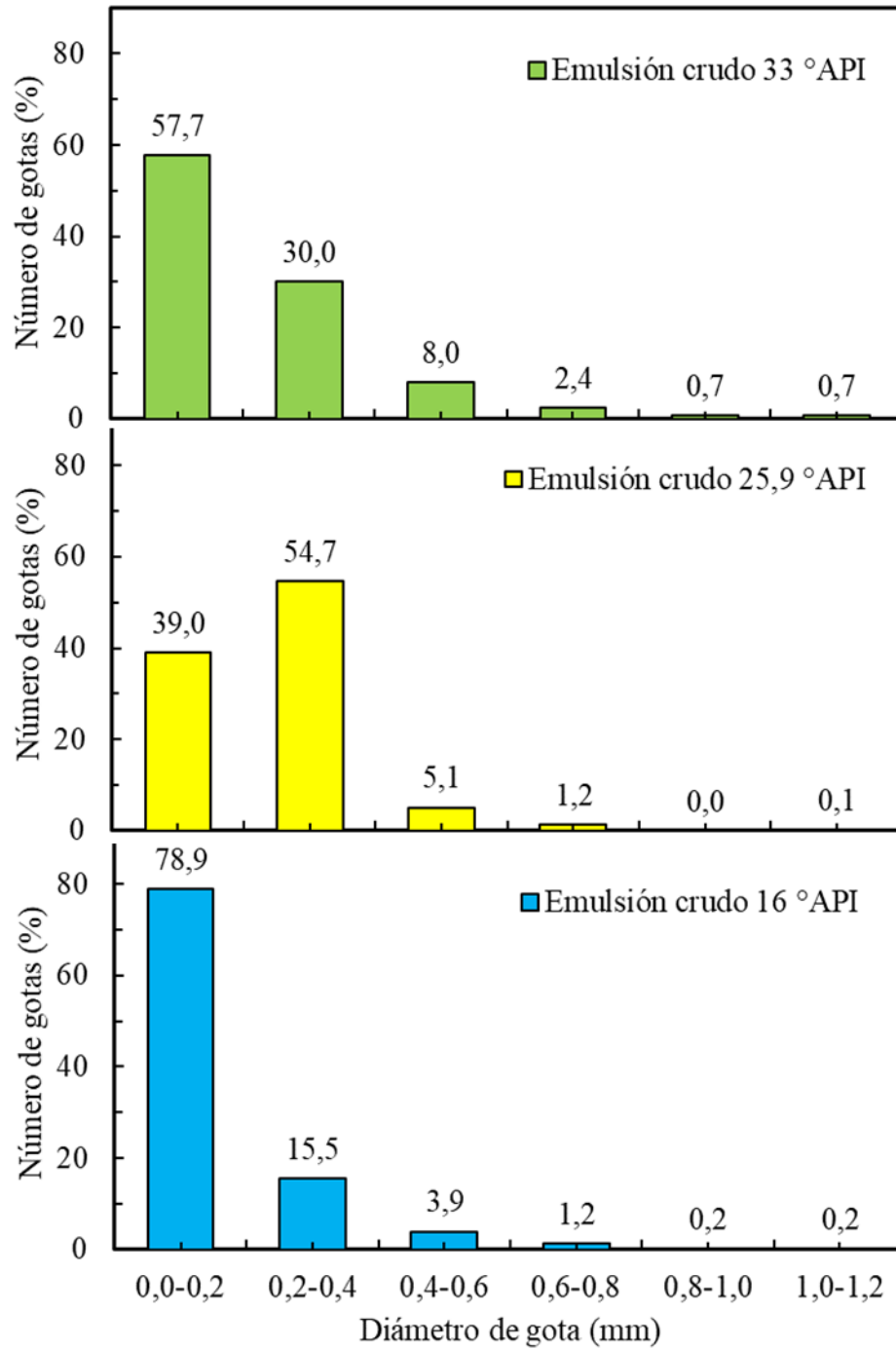
**Figura 30**

*Tratamiento de imágenes para la determinación del tamaño de gota*



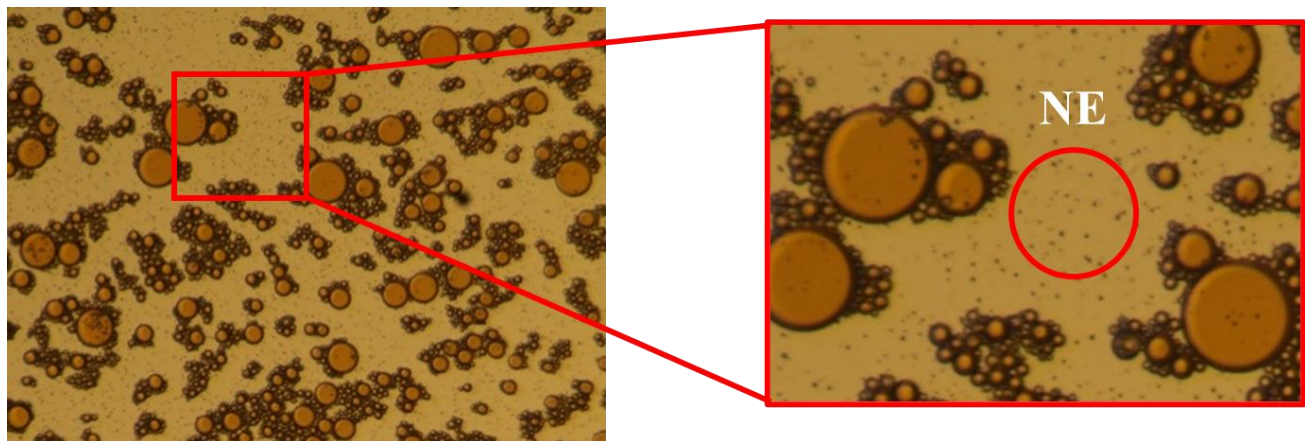
En la Figura 31, se muestran las diferencias en el tamaño de gota de las emulsiones. Específicamente, se observó que la emulsión generada por el crudo de 16 °API estabilizado con el surfactante SDS presenta una mayor proporción de gotas de diámetro menor a 0,2 mm. Del mismo modo, las emulsiones estabilizadas con el surfactante SDBS presentaron una mayor distribución en el tamaño de gota, donde la emulsión formada por el crudo de 25.9 °API presenta un mayor número de gotas de diámetro entre 0,2 y 0,4 mm, mientras que en la emulsión formada con el crudo de 33 °API predominan los tamaños menores a 0,2 mm.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la emulsión del crudo de 16 °API sería la más estable, debido a que exhibe un mayor porcentaje en gotas de menor diámetro en comparación con las demás emulsiones, teniendo en cuenta que las gotas más pequeñas mantienen la emulsión más estable (Chondrou et al., 2024). Sin embargo, como se aprecia en la Figura 27 de la sección 4.4.1, la emulsión del crudo de 33 °API es la más estable, debido a la posible formación de nanoemulsiones que no pueden ser detectadas por el software para el análisis de distribución de tamaño de gota. Estas nanoemulsiones presentan un tamaño de gota en el rango de 10 a 200 nm y a diferencia de las emulsiones convencionales, son termodinámicamente inestables, pero cinéticamente estables (Wei et al., 2021). El tamaño nanométrico de las gotas hace que sean más resistentes a la separación gravitacional, floculación, coalescencia y en consecuencia, son más estables incluso por meses o años (AlJabri y Shi, 2021). En la Figura 32 se evidencia la formación de emulsiones nanométricas, lo cual corrobora lo mencionado anteriormente.

**Figura 31***Distribución del tamaño de gota de las emulsiones*

**Figura 32**

*Formación de nanoemulsiones*



*Nota.* Nanoemulsión NE.

## 5. Conclusiones

La influencia de la naturaleza del crudo en la estabilidad de las emulsiones se determinó por medio de una revisión bibliográfica a través de diferentes bases de datos, donde se establecieron los factores y condiciones asociados las propiedades fisicoquímicas y a la composición del crudo que afectan la estabilidad de las emulsiones. Los principales aspectos identificados fueron las fracciones de asfaltenos, resinas y la presencia de ácidos carboxílicos y nafténicos, los cuales favorecen la estabilización de las emulsiones al actuar como surfactantes naturales, que se adsorben en la interfase crudo-agua fortaleciendo la película interfacial, haciéndola más resistente y menos susceptible a romperse.

Las propiedades fisicoquímicas de los crudos estudiados se determinaron empleando diferentes técnicas de caracterización entre ellas el fraccionamiento SARA, donde se encontró un mayor contenido de fracciones pesadas en el crudo de 16°API, mientras que en el crudo de 33°API el mayor contenido fue la fracción de saturados. Además, se emplearon la espectroscopia FTIR para la identificación de los grupos funcionales, y espectroscopia RMN de  $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$  para un análisis más detallado de los grupos estructurales, confirmando la presencia de un mayor porcentaje de grupos parafínicos y nafténicos en el crudo de 33 °API y un mayor porcentaje de estructuras aromáticas cas en el crudo de 16 °API.

Las formulaciones de surfactantes que permitieron la formación de emulsiones más estables se establecieron con base a los resultados obtenidos en las pruebas de concentración micelar crítica (CMC), pruebas de salinidad y pruebas de estabilidad de emulsiones. Estas pruebas concluyeron que, para la formación de emulsiones con el crudo de 16 °API, se seleccionó el surfactante SDS a una concentración de 3.756 mg/L (1,5 CMC) y una salinidad de 5.000 mg/L.

En el caso de los crudos de 25,9 y 33 °API, se seleccionó el surfactante SDBS a una concentración de 1.183 mg/L (1 CMC) y una salinidad de 5.000 mg/L para la formación de emulsiones. Adicionalmente, se caracterizaron los surfactantes por medio de espectroscopia FTIR para identificar su composición y su efecto en la estabilidad de la emulsión, donde los surfactantes SDS y SDBS se destacan por la presencia de grupos sulfatos y sulfonatos, respectivamente, mientras que en el surfactante Redicote E-4868 se identificó la presencia de aminas y éteres.

El efecto de las formulaciones de surfactantes sobre los cambios de las viscosidades en las emulsiones se analizó mediante pruebas de viscosidad, donde se midió la viscosidad del crudo y las emulsiones a 60 °C, obteniéndose un porcentaje de reducción de viscosidad del 98,5% para el crudo de 16 °API. Mientras que, para el caso de los crudos de 25,9 y 33 °API, se obtuvieron un porcentaje de reducción de viscosidad de 63,6 y 61,9 %, respectivamente. Por otro lado, se analizó el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de las emulsiones, observando que el incremento de la temperatura produce una disminución en la viscosidad de las emulsiones, asociado al aumento de la energía cinética de las moléculas, lo cual reduce las fuerzas cohesivas entre las gotas disminuyendo la resistencia al flujo.

## 6. Recomendaciones

Realizar un análisis fisicoquímico de las aguas de producción para determinar la composición iónica, dado que la presencia de diferentes tipos de iones podría afectar la eficiencia del surfactante y la estabilidad de la emulsión.

Evaluar el comportamiento de sistemas con mezclas de surfactantes aniónicos, no iónicos y/o catiónicos que podrían mejorar el rendimiento y resistencia de las emulsiones para la aplicación práctica en yacimientos, teniendo en cuenta variables como la presión y la temperatura que permitan evaluar el comportamiento de la emulsión en ambientes controlados simulando condiciones de yacimiento.

Determinar el tamaño de gota en las emulsiones de tamaño nanométrico mediante técnicas de caracterización más precisas como dispersión de luz dinámica (DLS, por sus siglas en inglés, *Dynamic Light Scattering*), microscopía electrónica de transmisión (TEM, por sus siglas en inglés, *Transmission Electron Microscopy*), conteo de pulsos eléctricos, entre otros, dado que la interacción entre las gotas tiene un impacto considerable en la estabilización de las emulsiones.

Analizar la interacción roca-fluido mediante pruebas de adsorción estáticas y dinámicas en diferentes tipos de rocas para determinar la pérdida de surfactante por el efecto de la adsorción en la roca, ya que esto afecta la eficiencia en los procesos de inyección de surfactantes.

### Referencias Bibliográficas

- AlJabri, N., y Shi, N. (2021). Nanoemulsions: A Versatile Technology for Oil and Gas Applications [Nanoemulsiones: una tecnología versátil para aplicaciones de petróleo y gas]. *SPE Middle East Oil and Gas show and Conference, SPE-204722-MS*.
- Alvarado, V., Bidhendi, M. M., Garcia-Olvera, G., Morin, B., y Oakey, J. S. Interfacial Visco-Elasticity of Crude Oil - Brine: An Alternative EOR Mechanism in Smart Waterflooding [Viscoelasticidad interfacial entre petróleo crudo y salmuera: un mecanismo alternativo de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en la inyección inteligente de agua]. *SPE Improved Oil Recovery Symposium, SPE-169127-MS*.
- Al-Yaari, M., Al-Sarkhi, A., Hussein, I. A., Chang, F., y Abbad, M. (2014). Flow characteristics of surfactant stabilized water-in-oil emulsions [Características de flujo de emulsiones de agua en aceite estabilizadas con surfactantes]. *Chemical Engineering Research & Design*, 92(3), 405–412. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.09.001>
- Aveyard, R., Binks, B. P., y Clint, J. H. (2003). Emulsions stabilised solely by colloidal particles [Emulsiones estabilizadas únicamente por partículas coloidales]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 100-102, 503–546. [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(02\)00069-6](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(02)00069-6)
- Azam, M. R., Tan, I. M., Ismail, L., Mushtaq, M., Nadeem, M., y Sagir, M. (2013). Static adsorption of anionic surfactant onto crushed Berea sandstone [Adsorción estática de

surfactante aniónico sobre arenisca de Berea triturada]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3(3), 195–201. <https://doi.org/10.1007/s13202-013-0057-y>

Bains, U., & Pal, R. (2019). In-Situ Continuous Monitoring of the Viscosity of Surfactant-Stabilized and Nanoparticles-Stabilized Pickering Emulsions [Monitoreo continuo in situ de la viscosidad de emulsiones de Pickering estabilizadas con surfactantes y nanopartículas]. *Applied Sciences*, 9(19), 4044. <https://doi.org/10.3390/app9194044>

Bravo, B., Cárdenas, B., Chávez, G., Delgado, N., Cáceres, A., Ysambertt, F., y Márquez, N. (2012). Estudio del coeficiente de reparto de ácidos carboxílicos grasos en sistemas modificados heptano/agua. *Química Nova*, 35(6), 1194–1197. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422012000600024>

Castro, R. H., Maya, G. A., Mantilla, J. o., Diaz, V. M., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A., y Villar, A. (2014). Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future [Inyección de agua en Colombia: pasado, presente y futuro]. <https://doi.org/10.2118/169459-MS>

Celis, M., Contreras, B., Forgiarini, A., Rosenzweig, P., y Garcia, L. (2016). Effect of Emulsifier Type on the Characterization of O/W Emulsions Using a Spectroscopy Technique [Efecto del tipo de emulsionante en la caracterización de emulsiones O/W mediante una técnica de espectroscopia]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 37(4), 512–518. <https://doi.org/10.1080/01932691.2015.1048459>

Chaieb, Z., Zizi, Z., y Benghalem, A. (2022). Synthesis, characterization and structural study of Fe (III) complex derived from sodium dodecyl benzene sulfonate [Síntesis, caracterización y

estudio estructural del complejo de Fe (III) derivado del dodecilbencenosulfonato de sodio]. *Bulletin of the Chemical Society of Ethiopia*, 36(2), 353–361.

Chauhan, S., Kumar, K., Rana, D. S., Kumar, R., y Chauhan, M. S. (2016). A Comparative Study on the Aggregation and Thermodynamic Properties of Anionic Sodium Dodecylsulphate and Cationic Cetyltrimethylammonium Bromide in Aqueous Medium: Effect of the Co-solvent N-Methylacetamide [Estudio comparativo sobre la agregación y las propiedades termodinámicas del dodecilsulfato de sodio aniónico y el bromuro de cetiltrimetilamonio catiónico en medio acuoso: efecto del codisolvente N-metilacetamida]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 19(1), 193–200. <https://doi.org/10.1007/s11743-015-1748-9>

Chen, W., Geng, X., Liu, W., Ding, B., Xiong, C., Sun, J., Wang, C., y Jiang, K. (2023). A Comprehensive Review on Screening, Application, and Perspectives of Surfactant-Based Chemical-Enhanced Oil Recovery Methods in Unconventional Oil Reservoirs [Una revisión exhaustiva sobre la detección, la aplicación y las perspectivas de los métodos de recuperación de petróleo mejorados químicamente con surfactantes en yacimientos de petróleo no convencionales]. *Energy & Fuels*, 37(7), 4729–4750. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03612>

Chen, Z., Gang, H., Liu, J., Mu, B., y Yang, S. (2019). A thermal-stable and salt-tolerant biobased zwitterionic surfactant with ultralow interfacial tension between crude oil and formation brine [Un surfactante zwitteriónico de base biológica, termoestable y tolerante a la sal, con una tensión interfacial ultrabaja entre el petróleo crudo y la salmuera de

formación]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106181.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.045>

Chondrou, A. P., Evgenidis, S. P., Karapantsios, T. D., y Kostoglou, M. (2024). Emulsions stability in weightlessness: Droplets size, droplets coalescence and phases spatial distribution [Estabilidad de emulsiones en condiciones de ingravidez: tamaño de las gotas, coalescencia de las gotas y distribución espacial de las fases]. *Colloids and Surfaces. A, Physicochemical and Engineering Aspects*, 702, 134943.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2024.134943>

Claridge, T. D. (2016). *High-resolution NMR techniques in organic chemistry [Técnicas de RMN de alta resolución en química orgánica]*. Elsevier.

Da, C., Alzobaidi, S., Jian, G., Zhang, L., Biswal, S., Hirasaki, G., y Johnston, K. (2018). Carbon dioxide/water foams stabilized with a zwitterionic surfactant at temperatures up to 150 °C in high salinity brine [Espumas de dióxido de carbono/agua estabilizadas con un surfactante zwitteriónico a temperaturas de hasta 150 °C en salmuera de alta salinidad]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, 880–890.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.071>

De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (Segunda Edición ed.). Ediciones astro data SA.

Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., y Marique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Fuentes: El Reventón Energético*, 18(2), 9–24. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020001>

- Donthu, N., Kumar, S., Mukherjee Debmalya, Pandey, N., y Lim, W. M. (2021). How to conduct a bibliometric analysis: An overview and guidelines [Cómo realizar un análisis bibliométrico: descripción general y pautas]. *Journal of Business Research*, 133, 285–296. <https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2021.04.070>
- Eshraghi, S., Kazemzadeh, Y., Qahramanpour, M., y Kazemi, A. (2017). Investigating effect of SiO<sub>2</sub> nanoparticle and sodium-dodecyl-sulfate surfactant on surface properties: wettability alteration and IFT reduction [Investigación del efecto de las nanopartículas de SiO<sub>2</sub> y el surfactante de dodecilsulfato de sodio sobre las propiedades de la superficie: alteración de la mojabilidad y reducción de IFT]. *J Pet Environ Biotechnol*, 8(06).
- Fajun, Z., Zhexi, T., Zhongqi, Y., Hongzhi, S., Yanping, W., y Yufei, Z. (2020). Research status and analysis of stabilization mechanisms and demulsification methods of heavy oil emulsions [Estado de la investigación y análisis de los mecanismos de estabilización y métodos de desemulsificación de emulsiones de petróleo pesado]. *Energy Science & Engineering*, 8(12), 4158–4177. <https://doi.org/10.1002/ese3.814>
- Fingas, M., y Fieldhouse, B. (2009). Studies on crude oil and petroleum product emulsions: Water resolution and rheology [Estudios sobre emulsiones de petróleo crudo y productos derivados del petróleo: Resolución en agua y reología]. *Colloids and Surfaces. A, Physicochemical and Engineering Aspects*, 333(1), 67–81. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2008.09.029>
- Green, D. W., y Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery [Recuperación mejorada de petróleo]. *Society of Petroleum Engineers SPE: Richardson, TX, SPE Textbook Series*, 6.

- Gutierrez, M., Castro, R., Corredor, L., Fernández, F., Zapata, J., Jimenez, J., Reyes, J., Rojas, D., Jimenez, R., Acosta, T., Dueñas, D., Solorzano, P., Mayorga, H., Llanos, S., Quintero, H., y Garcia, H. (2024). Chemical Enhanced Oil Recovery Experiences in Colombia: Field Pilots Review [Experiencias de recuperación química mejorada de petróleo en Colombia: Revisión de pilotos de campo]. *SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-218173-MS*.
- Han, M., Sondak, G. y Glade, C. (2018). *Whatever happened to enhanced oil recovery? [¿Qué pasó con la recuperación mejorada de petróleo?]*. IEA International Energy Agency.  
<https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>
- Hattori, T., Elakneswaran, Y., Hao, X., Shimokawara, M., y Hiroyoshi, N. (2024). Influence of inorganic solid particles on the stability of water-in-crude oil emulsions: Evaluating the role of surface charge [Influencia de partículas sólidas inorgánicas en la estabilidad de emulsiones de agua en petróleo crudo: evaluación del papel de la carga superficial]. *Colloids and Surfaces.A, Physicochemical and Engineering Aspects*, 699, 134726.  
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2024.134726>
- Hussain, S. M. S., Kamal, M. S., y Murtaza, M. (2019). Synthesis of Novel Ethoxylated Quaternary Ammonium Gemini Surfactants for Enhanced Oil Recovery Application [Síntesis de nuevos surfactantes de amonio cuaternario etoxilados Gemini para aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo]. *Energies (Basel)*, 12(9), 1731.  
<https://doi.org/10.3390/en12091731>
- Illous, E., Ontiveros, J. F., Lemahieu, G., Lebeuf, R., y Aubry, J. (2020). Amphiphilicity and salt-tolerance of ethoxylated and propoxylated anionic surfactants [Anfifilicidad y tolerancia

a la sal de tensioactivos aniónicos etoxilados y propoxilados]. *Colloids and Surfaces.A, Physicochemical and Engineering Aspects*, 601, 124786.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.124786>

Isaac, O. T., Pu, H., Oni, B. A., y Samson, F. A. (2022). Surfactants employed in conventional and unconventional reservoirs for enhanced oil recovery—A review [Surfactantes empleados en yacimientos convencionales y no convencionales para la recuperación mejorada de petróleo: una revisión]. *Energy Reports*, 8, 2806–2830.

<https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.01.187>

Jimenez Islas, D., Medina Moreno, S. A., y Gracida Rodriguez, J. N. (2010). Biosurfactant properties, applications and production: a review [Propiedades, aplicaciones y producción de biosurfactantes: una revisión]. *Revista Internacional De Contaminación Ambiental*, 26(1), 65–84.

Jiménez, M. (2023). *Evaluación de formulaciones surfactante/nanopartículas para el recobro mejorado de un crudo pesado colombiano* (tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Kamal, M. S., Hussein, I. A., y Sultan, A. S. (2017). Review on Surfactant Flooding: Phase Behavior, Retention, IFT, and Field Applications [Revisión sobre inundación con surfactantes: comportamiento de fases, retención, IFT y aplicaciones de campo]. *Energy & Fuels*, 31(8), 7701–7720. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00353>

Khan, M. S., Kassem, E., McDonald, A., Sirin, O., y Aston, D. E. (2022). Comparative Characterization of Field and Laboratory-Aged Binders Modified with Antioxidant

Additives and Copolymers Using Fourier Transform Infrared Spectroscopy and Gel Permeation Chromatography [Caracterización comparativa de aglutinantes envejecidos en campo y en laboratorio modificados con aditivos antioxidantes y copolímeros mediante espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier y cromatografía de permeación en gel]. *Journal of Transportation Engineering.Part B, Pavements*, 148(2).

<https://doi.org/10.1061/JPEODX.0000376>

Khan, S. A., Khan, S. B., Khan, L. U., Farooq, A., Akhtar, K., Asiri, A. M., y Sharma, S. K. (2018). Fourier Transform Infrared Spectroscopy: Fundamentals and Application in Functional Groups and Nanomaterials Characterization [Espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier: fundamentos y aplicaciones en la caracterización de grupos funcionales y nanomateriales]. *Springer International Publishing AG*, 317–344.

[https://doi.org/10.1007/978-3-319-92955-2\\_9](https://doi.org/10.1007/978-3-319-92955-2_9)

Kilpatrick, P. K. (2012). Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions [Estabilización de emulsiones de agua en petróleo crudo: Revisión y preguntas sin respuesta]. *Energy & Fuels*, 26(7), 4017–4026. <https://doi.org/10.1021/ef3003262>

Kokal, S. L. (2005). Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review [Emulsiones de petróleo crudo: una revisión de vanguardia]. *SPE Production & Facilities*, 20(1), 5–13.

<https://doi.org/10.2118/77497-PA>

Kume, G., Gallotti, M., y Nunes, G. (2008). Review on Anionic/Cationic Surfactant Mixtures [Revisión de mezclas de surfactantes aniónicos/catiónicos]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 11(1). <https://doi.org/10.1007/s11743-007-1047-1>

- Lake, L., Johns, R., Rossen, W., y Pope, G. (2014). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery* [Fundamentos de la recuperación mejorada de petróleo]. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781613993286>
- Langevin, D., Poteau, S., Hénaut, I., y Argillier, J. F. (2004). Crude Oil Emulsion Properties and Their Application to Heavy Oil Transportation [Propiedades de las emulsiones de petróleo crudo y su aplicación al transporte de petróleo pesado]. *Oil & Gas Science and Technology*, 59(5), 511–521. <https://doi.org/10.2516/ogst:2004036>
- León, A., Guzman, A., Laverde, D., Chaudhari, R. V., Subramaniam, B., y Bravo-Suárez, J.,J. (2017). Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asphaltenes Fractions in Toluene [Craqueo térmico e hidro craqueo catalítico de un residuo de vacío colombiano y sus fracciones de maltenos y asfaltenos en tolueno]. *Energy & Fuels*, 31(4), 3868–3877. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00078>
- Maaref, S., y Ayatollahi, S. (2018). The effect of brine salinity on water-in-oil emulsion stability through droplet size distribution analysis: A case study [El efecto de la salinidad de la salmuera en la estabilidad de la emulsión de agua en aceite mediante el análisis de la distribución del tamaño de las gotas: un estudio de caso]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 39(5), 721–733. <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1386569>
- Mandal, A., y Ojha, K. (2008). Optimum Formulation of Alkaline-Surfactant-Polymer Systems for Enhanced Oil Recovery [Formulación óptima de sistemas alcalinos-surfactantes-

polímeros para la recuperación mejorada de petróleo]. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE-114877-MS*.

Massarweh, O., y Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances [El uso de surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo: Una revisión de los avances recientes]. *Energy Reports*, 6, 3150–3178.

<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>

Merck S.A. (2024). *Ficha de datos de seguridad - Cloruro de*

*Sodio*. [https://doi.org/https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/msds/MDA\\_CHEM-106404?Origin=PDP](https://doi.org/https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/msds/MDA_CHEM-106404?Origin=PDP)

Molina, D., Murgich, J., y Navarro, U. (2010). Correlations between SARA fractions and physicochemical properties with (1)H NMR spectra of vacuum residues from Colombian crude oils [Correlaciones entre fracciones de SARA y propiedades fisicoquímicas con espectros de RMN de (1)H de residuos de vacío de crudos colombianos]. *Fuel (Guildford)*, 89(1), 185–192. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.07.021>

Monti, M., Tagliabue, A., Brenna, S., Mella, M., y Izzo, L. (2023). On the role played by hydrogen bonding between water soluble polyacids and surfactants on their micellization as a function of pH [Papel de los enlaces de hidrógeno entre los poliácidos solubles en agua y los tensioactivos en su micelización en función del pH]. *Colloids and Surfaces.A, Physicochemical and Engineering Aspects*, 661, 130923.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.130923>

- Morvan, M., Koetitz, R., Moreau, P., Pavageau, B., Rivoal, P., y Roux, B. (2008). A Combinatorial Approach for Identification of Performance EOR Surfactants [Un enfoque combinatorio para la identificación de surfactantes EOR de alto rendimiento]. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, SPE-113705-MS.
- Muller, D., Malmsten, M., Bergenståhl, B., Helsing, J., Olijve, J., y Mori, F. (1998). Competitive Adsorption of Gelatin and Sodium Dodecylbenzenesulfonate at Hydrophobic Surfaces [Adsorción competitiva de gelatina y dodecilbencenosulfonato de sodio en superficies hidrófobas]. *Langmuir*, 14(11), 3107–3114. <https://doi.org/10.1021/la971040s>
- Mullins, O. C. (2007). *Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics [Asfaltenos, aceites pesados y petrolómica]* (1st ed.). Springer. <https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6>
- Nagarajan, R. (2002). Molecular packing parameter and surfactant self-assembly: the neglected role of the surfactant tail [Parámetro de empaquetamiento molecular y autoensamblaje del surfactante: el papel descuidado de la cola del surfactante]. *Langmuir*, 18(1), 31–38. <https://doi.org/https://doi.org/10.1021/la010831y>
- Nordiyana, M. S. W., Khalil, M., Jan, B. M., Ali, B. S., y Tong, C. W. (2016). Formation and Phase Behavior of Winsor Type III Jatropha curcas-Based Microemulsion Systems [Formación y comportamiento de fases de sistemas de microemulsiones Winsor tipo III basados en Jatropha curcas]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 19(4). <https://doi.org/10.1007/s11743-016-1814-y>
- Nyah, F., Ridzuan, N., Ikechukwu Nwaichi, P., Umunnawuike, C., y Agi, A. (2024). Comprehensive review on the role of salinity on oil recovery mechanisms during chemical

flooding [Revisión exhaustiva del papel de la salinidad en los mecanismos de recuperación de petróleo durante las inundaciones químicas]. *Journal of Molecular Liquids*, 415, 126308.

<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.126308>

Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges [Revisión de la tecnología ASP EOR (recuperación mejorada de petróleo con polímeros surfactantes alcalinos) en la industria petrolera: perspectivas y desafíos]. *Energy*, 77, 963–982.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

Pandey, A. P., Roy, V., Kesarwani, H., Mittal, G., Sharma, S., y Saxena, A. (2022). Effect of silicon carbide on the surface tension and adsorption of SDS on the sandstone formation [Efecto del carburo de silicio sobre la tensión superficial y la adsorción de SDS en la formación de arenisca]. *Offshore Technology Conference Asia*.

<https://doi.org/10.4043/31439-MS>

Paternina, C. (2022). Applications of Surfactants and Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery Processes [Aplicaciones de surfactantes y nanopartículas en procesos de recuperación mejorada de petróleo]. *Sedimentary Petrology*. <https://doi.org/10.5772/intechopen.97506>

Poveda, J. C., y Molina, D. R. (2012). Average molecular parameters of heavy crude oils and their fractions using NMR spectroscopy [Parámetros moleculares promedio de crudos pesados y sus fracciones mediante espectroscopia de RMN]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 84-85, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.01.005>

- Rakhmatullin, I. Z., Efimov, S. V., Tyurin, V. A., Al-Muntaser, A. A., Klimovitskii, A. E., Varfolomeev, M. A., y Klochkov, V. V. (2018). Application of high resolution NMR ( $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$ ) and FTIR spectroscopy for characterization of light and heavy crude oils [Aplicación de espectroscopia RMN de alta resolución ( $^1\text{H}$  y  $^{13}\text{C}$ ) y FTIR para la caracterización de crudos ligeros y pesados]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168, 256–262. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.011>
- Ramalho, J. B., Lechuga, F. C., y Lucas, E. F. (2010). Effect of the structure of commercial poly(ethylene oxide-b-propylene oxide) demulsifier bases on the demulsification of water-in-crude oil emulsions: elucidation of the demulsification mechanism [Efecto de la estructura de bases demulsionantes comerciales de poli(óxido de etileno-b-óxido de propileno) sobre la demulsificación de emulsiones de agua en petróleo crudo: elucidación del mecanismo de demulsificación]. *Química Nova*, 33(8), 1664–1670. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422010000800009>
- Rehman, K., y Akash, M. S. H. (2020a). Infrared Spectroscopy [Espectroscopia infrarroja]. *Springer*, 57–80. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-1547-7\\_4](https://doi.org/10.1007/978-981-15-1547-7_4)
- Rehman, K., y Akash, M. S. H. (2020b). Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy [Espectroscopia de resonancia magnética nuclear]. *Springer*, 137–146. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-1547-7\\_10](https://doi.org/10.1007/978-981-15-1547-7_10)
- Róldan, L. (2019). *Desarrollo de nanomateriales para la liberación controlada de surfactantes en recobro mejorado de petróleo* (tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76101>

- Rosen, M. J. (2004). *Surfactants and Interfacial Phenomena* [Surfactantes y fenómenos interfaciales]. John Wiley & Sons, Incorporated.
- Rosen, M. J., y Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and Interfacial Phenomena* [Surfactantes y fenómenos interfaciales] (4th ed.). Wiley.
- Sabahi, N., Razfar, M., y Hajian, M. (2017). Experimental investigation of surfactant-mixed electrolyte into electrochemical discharge machining (ECDM) process [Investigación experimental de un electrolito mezclado con surfactante en el proceso de mecanizado por descarga electroquímica (ECDM)]. *Journal of Materials Processing Technology*, 250, 190–202. <https://doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2017.07.017>
- Salager, J. (2002). Surfactants types and uses [Tipos y usos de los surfactantes]. *FIRP Booklet*, 300.
- Schramm, L. L. (2006). *Emulsions, foams, and suspensions: fundamentals and applications* [Emulsiones, espumas y suspensiones: fundamentos y aplicaciones]. John Wiley & Sons.
- Sheng, J. (2013). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* [Casos prácticos de recuperación mejorada de petróleo]. Elsevier Science & Technology.
- Shilliday, E. R., Ling, N. N. A., Fridjonsson, E. O., Graham, B. F., y Johns, M. L. (2024). Destabilization of water-in-crude oil emulsions using naphthenic acids [Desestabilización de emulsiones de agua en petróleo crudo utilizando ácidos nafténicos]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 45(10), 1955–1971. <https://doi.org/10.1080/01932691.2023.2239331>

Sjöblom, J. (2006). *Emulsions and emulsion stability [Emulsiones y estabilidad de las emulsiones]*. Taylor & Francis New York, NY, USA.

Sood, A. K., y Aggarwal, M. (2018). Evaluation of micellar properties of sodium dodecylbenzene sulphonate in the presence of some salts [Evaluación de las propiedades micelares del dodecilbenceno sulfonato en presencia de algunas sales]. *Journal of Chemical Sciences*, 130, 1–7.

Sun, C., Guo, H., Li, Y., Jiang, G., y Ma, R. (2020). Alkali Effect on Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding Enhanced Oil Recovery Performance: Two Large-Scale Field Tests' Evidence [Efecto de los álcalis en el rendimiento de la recuperación mejorada de petróleo mediante inundación con tensioactivo alcalino-polímero (ASP): dos pruebas de campo a gran escala]. *Journal of Chemistry*, 2020, 1–22. <https://doi.org/10.1155/2020/2829565>

Talens-Alesson, F. (1999). BEHAVIOR OF ANIONIC SURFACTANT MICELLES IN THE PRESENCE OF  $Al^{3+}$  AND  $Ca^{2+}$  [COMPORTAMIENTO DE LAS MICELAS DE TENSOACTIVOS ANIÓNICOS EN PRESENCIA DE  $Al^{3+}$  y  $Ca^{2+}$ ]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 20(7), 1861–1871. <https://doi.org/10.1080/01932699908943895>

Tandon, A., Khan, F., Shukla, R., Saxena, A., Sharma, S., y Biswas, K. G. (2022). 3-D micromodel for visualization & experimental analysis of flow behavior, surface tension and polymer concentration on enhanced oil recovery [Micromodelo 3D para visualización y análisis experimental del comportamiento del flujo, la tensión superficial y la concentración de polímeros en la recuperación mejorada de petróleo]. *Offshore Technology Conference Asia*. <https://doi.org/10.4043/31352-MS>

- Tchoukov, P., Yang, F., Xu, Z., Dabros, T., Czarnecki, J., y Sjöblom, J. (2014). Role of Asphaltenes in Stabilizing Thin Liquid Emulsion Films [Papel de los asfaltenos en la estabilización de películas delgadas de emulsión líquida]. *Langmuir*, 30(11), 3024–3033. <https://doi.org/10.1021/la404825g>
- Vavra, E., Puerto, M., Biswal, S. L., y Hirasaki, G. J. (2020). A systematic approach to alkaline-surfactant-foam flooding of heavy oil: microfluidic assessment with a novel phase-behavior viscosity map [Un enfoque sistemático para la inyección de espuma surfactante alcalina en petróleo pesado: evaluación microfluídica con un nuevo mapa de viscosidad de comportamiento de fase]. *Scientific Reports*, 10(1), 12930. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-69511-z>
- Vigneshwari, R., Sivakumar, K., Parinamachivayam, G., Ragavendran, V., Rajesh, P., y Dash, S. (2023). A Proof of Concept for the Micellization of Quercetin with Anionic Surfactants: Effect of counter ion [Una prueba de concepto para la micelización de quercetina con surfactantes aniónicos: efecto del contraión]. *Journal of Molecular Liquids*, 388, 122671. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.122671>
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmonov, A., y Zeynalov, E. (2020). *Primer on enhanced oil recovery [Introducción a la recuperación mejorada de petróleo]*. Gulf Professional Publishing.
- Vlachy, N., Drechsler, M., Verbavatz, J., Touraud, D., y Kunz, W. (2008). Role of the surfactant headgroup on the counterion specificity in the micelle-to-vesicle transition through salt addition [Papel del grupo de cabeza del surfactante en la especificidad del contraión en la

transición de micela a vesícula mediante la adición de sal]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 319(2), 542–548. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2007.11.048>

Wei, B., Mao, R., Tang, H., Wang, L., Wang, D., Wang, Y., You, J., y Lu, J. (2021). Facile fabrication of nanoemulsions through the efficient cationic surfactants for spontaneous imbibition in tight oil reservoirs: Experimental and numerical simulation [Fabricación fácil de nanoemulsiones a través de surfactantes catiónicos eficientes para imbibición espontánea en yacimientos de petróleo tight: simulación experimental y numérica]. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry, SPE-204336-MS*.

Widjaja, T., Hendriani, N., Nurkhamidah, S., Altway, A., Yusuf, B., F, F., Rohma, A., y Pahlevi, A. (2023). Poly lactic acid production using the ring opening polymerization (ROP) method using Lewis acid surfactant combined iron (Fe) catalyst (Fe(DS)<sub>3</sub>) [Producción de ácido poliláctico mediante el método de polimerización por apertura de anillo (ROP) utilizando un surfactante ácido de Lewis combinado con hierro (Fe) como catalizador (Fe(DS)<sub>3</sub>)]. *Heliyon*, 9(8), e17985. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e17985>

Yadav, L. D. S. (2005a). Infrared (IR) Spectroscopy [Espectroscopia]. *Springer Netherlands*, 52–106. [https://doi.org/10.1007/978-1-4020-2575-4\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4020-2575-4_3)

Yadav, L. D. S. (2005b). Proton Nuclear Magnetic Resonance (PMR or <sup>1</sup>H NMR) Spectroscopy [Espectroscopia de resonancia magnética nuclear de protones (PMR o RMN <sup>1</sup>H)]. *Springer Netherlands*, 133–194. [https://doi.org/10.1007/978-1-4020-2575-4\\_5](https://doi.org/10.1007/978-1-4020-2575-4_5)

Yonguep, E., Kashala, F., Katende, J., y Chowdhury, M. (2022). Formation, stabilization and chemical demulsification of crude oil-in-water emulsions: A review [Formación,

estabilización y demulsificación química de emulsiones de petróleo crudo en agua: una revisión]. *Petroleum Research*, 7(4), 459–472.

Yue, L., Zuo, T., Xu, H., Wang, K., Zhou, Y., Yang, B., Gao, M., Wang, G., Li, S., y Liu, X.

(2024). High performance emulsifier magnetic Janus nanoparticle for stabilizing the water-in-crude oil Pickering emulsion—application to a new oil recovery method: Viscosity increased-emulsion flooding [Nanopartícula magnética Janus emulsionante de alto rendimiento para estabilizar la emulsión de Pickering de agua en petróleo crudo: aplicación a un nuevo método de recuperación de petróleo: Inyección de emulsión con aumento de viscosidad]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 1–11.

<https://doi.org/10.1080/01932691.2024.2431092>

Zhou, Y., Yin, D., Chen, W., Liu, B., y Zhang, X. (2019). A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery [Una revisión exhaustiva de la emulsión y su aplicación en el campo para la recuperación mejorada de petróleo]. *Energy Science & Engineering*, 7(4), 1046–1058. <https://doi.org/10.1002/ese3.354>

Apéndices

Apéndice A. Pruebas de estabilidad de emulsiones

Figura A 1. Pruebas de estabilidad de emulsiones para crudo de 16 °API

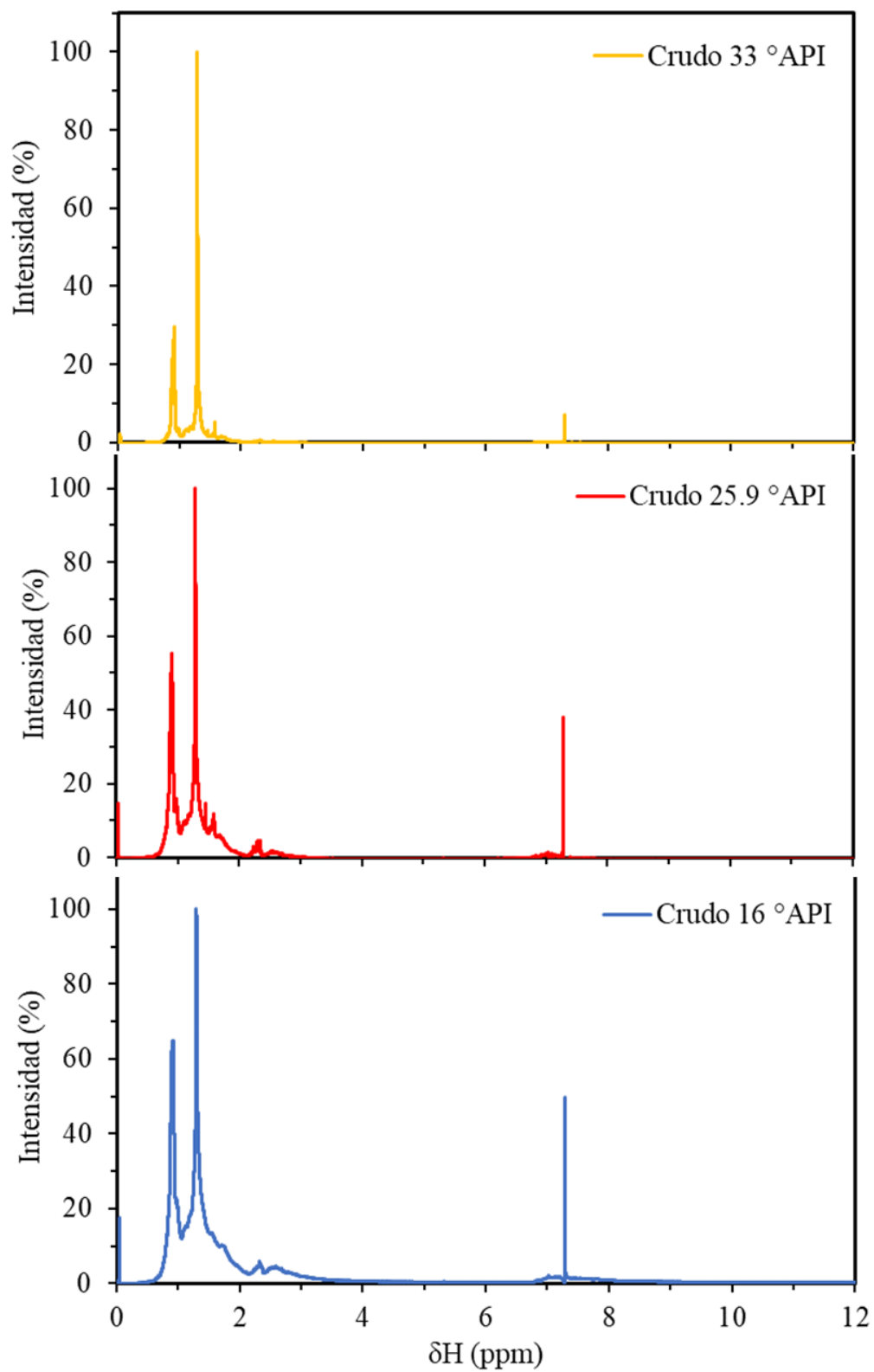


**Figura A 2.** Pruebas de estabilidad de emulsiones para crudo de 25,9 °API



**Figura A 3.** Pruebas de estabilidad de emulsiones para crudo de 33 °API



Apéndice B. Espectros RMN de  $^1\text{H}$ 

**Apéndice C.** Espectros RMN de  $^{13}\text{C}$

