

DESARROLLO Y FORMULACIÓN DE MEZCLAS DE SURFACTANTES  
ANIÓNICO/CATIÓNICO PARA EL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO

Andrés Mauricio Carrillo Hernández y Angie Cristina Barrera Ardila

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Químico

Trabajo de investigación

Director

Ronald Alfonso Mercado Ojeda

Ingeniero Químico, Doctor en Ingeniería de Productos y Procesos

Codirector

Miguel José Rondón Antón

Ingeniero Químico, Doctor en Energética, fenómenos de transferencia y sistemas dispersos

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería Química  
Bucaramanga

2025

## **Dedicatoria**

*Dedicarle principalmente a Dios por permitirme iniciar y ahora culminar esta meta propuesta y por la fortaleza que me brindo principalmente en la parte final de la carrera.*

*A mi madre, Laura Hernández, la cual ha sido un motor en mi vida y un ánimo constante en el desarrollo día a día de mi estudio, siendo aquella voz que me alentaba y me daba ánimos en momentos en que más los necesitaba y siendo un gran ejemplo de resiliencia para mi vida.*

*A mi padre, Ángel Carrillo, quien fue una compañía y una guía constante en el inicio de la carrera, principalmente aconsejándome y brindándome experiencia como preparación de la nueva etapa que estaba empezando.*

*A mis abuelos, los cuales fueron siempre motivadores, alentándome en situaciones adversas y aquellos familiares que estuvieron siempre ahí con alguno que otro consejo y ánimo.*

*A aquellas personas cercanas, que gracias a su compañía fueron artífices de situaciones inolvidables, momentos de calma y desestrés y de consejos que fueron de mucho valor.*

*Y, por último, a esa personita P. la cual cambio mi vida, me enseñó a ser mejor persona, me enseñó a agradecerle siempre a Dios y estar constantemente agradecido con la vida, dándome aún más motivos para la finalización de mis estudios.*

***Andres Mauricio Carrillo Hernández***

### **Agradecimientos**

Principalmente se lo dedicamos a Dios, por su guía y fortaleza en cada momento de nuestras vidas, a todos los familiares y personas cercanas, las cuales fueron un motor en el día a día.

También agradecerle al Profesor Ronald Mercado por la oportunidad de trabajar junto a él en este proyecto, brindándonos conocimiento, guía y paciencia, haciendo posible el desarrollo satisfactorio de esta investigación. A nuestro codirector, Miguel Rondón quien fue un excelente tutor, otorgando conocimiento y consejos en cada momento de la investigación.

A la Universidad Industrial de Santander, por la alta calidad y su esfuerzo constante en mejorar tanto sus servicios y herramientas como las diferentes plantas físicas. A la escuela de Ingeniería Química por el entorno y los espacios necesarios para el desarrollo de la carrera.

Al grupo de investigación FIRST por la disposición de todo tipo de elementos y recursos necesarios para llevar a cabo la realización del proyecto. Al Grupo de Recobro Mejorado y CORASFALTOS por la disposición de equipos importantes para la obtención de resultados necesarios para el cumplimiento de objetivos.

## Tabla de contenido

Introducción .....	11
1.Objetivos .....	13
1.1. Objetivo General .....	13
1.2.Objetivos Específicos.....	13
2.Marco teórico y Estado del arte .....	13
3.Metodología .....	21
3.1.Materiales.....	21
3.2.Etapa 1 .....	23
3.2.1.Estudio de los efectos de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre las propiedades reológicas. ....	23
3.3.Etapa 2. ....	24
3.3.1.Estudio del efecto de la proporción de los surfactantes sobre la tensión interfacial entre el crudo y la mezcla de sistemas catanionicos. ....	24
3.4.Etapa 3. ....	25
3.4.1.Evaluación de la eficiencia en la detergencia de sistemas crudo/arena/formulaciones cataniónicas.....	25
4.Resultados .....	26
4.1.Efecto de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre las propiedades reológicas de mezclas de sistemas catanionicos. ....	26
4.2.Efecto de la proporción de los surfactantes sobre la tensión interfacial entre el crudo y la mezcla de sistemas catanionicos.....	37

4.3.Eficiencia detergente de sistemas crudo/arena/formulaciones cataniónicas.....	39
5.Conclusiones .....	43
6.Recomendaciones .....	45
Referencias Bibliográficas .....	46
Apéndices.....	57

**Lista de tablas**

<b>Tabla 1</b> <i>Propiedades del crudo del campo Casabe.....</i>	22
<b>Tabla 2</b> <i>Datos de viscosidad para las muestras de SDS-HDPC a diferente concentración total de surfactante.....</i>	28
<b>Tabla 3</b> <i>Valores establecidos para variables que se mantienen constantes a lo largo del desarrollo del proyecto. ....</i>	30
<b>Tabla 4</b> <i>Análisis de las imágenes presentadas para la eficiencia de la detergencia de los sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas. ....</i>	40

### Lista de figuras

<b>Figura 1</b> <i>Esquematización de los segmentos y tipos de surfactantes.</i> .....	14
<b>Figura 2</b> <i>Compuestos químicos empleados para el desarrollo del proyecto.</i> .....	22
<b>Figura 3</b> <i>Comportamiento de la cinética de micelización en la estabilización de la viscosidad en las mezclas de surfactantes aniónico/catiónico.</i> .....	26
<b>Figura 4</b> <i>Relación entre la variación salinidad y la viscosidad de la mezcla de surfactantes SDS-HDPC manteniendo una proporción 2:8 respectivamente y temperatura a 25 °C.</i> .....	28
<b>Figura 5</b> <i>Variación de la viscosidad del sistema SDS-HDPC con fracción molar 0.2 aniónico con respecto a la concentración global de surfactante.</i> .....	29
<b>Figura 6</b> <i>Relación entre la variación de la proporción molar de los surfactantes vs la viscosidad medida.</i> .....	31
<b>Figura 7</b> <i>Cambio de la viscosidad con respecto a la variación de la tasa de cizallamiento para el sistema cataniónico SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75 respectivamente.</i> .....	33
<b>Figura 8</b> <i>Cambio de la viscosidad con respecto a la variación de la tasa de cizallamiento para el sistema cataniónico SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75 respectivamente.</i> .....	34
<b>Figura 9</b> <i>Comportamiento de los módulos de almacenamiento y de pérdida del sistema SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75 con respecto al aumento de la deformación cortante.</i> .....	36
<b>Figura 10</b> <i>Comportamiento de los módulos de almacenamiento y de pérdida del sistema SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75 con respecto al aumento de la deformación cortante.</i> .....	36
<b>Figura 11</b> <i>Efecto de la variación de la fracción molar de las formulaciones cataniónicas en la tensión interfacial del sistema crudo/mezcla</i> .....	38
<b>Figura 12</b> <i>Ilustración del día 15 para los sistemas crudo/arena/formulaciones.</i> .....	39

**Lista de apéndices**

<b>Apéndice A</b> <i>Representación de la formación de micelas tipo gusano y sus respectivos cambios</i> .....	57
<b>Apéndice B</b> <i>Evidencias fotográficas de las formulaciones catiónicas preparadas. ....</i>	57
<b>Apéndice C</b> <i>Ilustración del día 1 para el sistema crudo/arena/formulaciones.. ....</i>	58

## Resumen

**Título:** Desarrollo y formulación de mezclas de surfactantes aniónico/catiónico para el recobro mejorado de petróleo\*

**Autor:** Andrés Mauricio Carrillo Hernández, Angie Cristina Barrera Ardila\*\*

**Palabras Clave:** Propiedades reológicas, tensión interfacial, formulaciones catiónicas, detergencia, recuperación mejorada de petróleo.

**Descripción:** El empleo de aditivos químicos en el recobro mejorado del petróleo, es uno de los métodos más eficientes para la extracción de crudo residual en yacimientos maduros, el uso de polímeros como técnica para mejorar el desplazamiento y extracción de petróleo, ha presentado problemáticas tanto en el mantenimiento de propiedades reológicas de los polímeros, como de ineficiencia en la disminución de la tensión interfacial del sistemas crudo/agua y carencia de propiedades detergentes; con respecto a lo anterior, la implementación de surfactantes individuales, presenta mejoras en la disminución de la tensión interfacial y en las propiedades detergentes, pero carecen de propiedades reológicas esenciales para un óptimo desplazamiento del petróleo y evitar problemáticas como la digitación viscosa. Asimismo, la implementación conjunta de polímeros con surfactantes ha presentado reacciones indeseadas y problemáticas de disponibilidad del surfactante en la interfase, implicando una ineficiencia del fluido en el tiempo.

Por ello, surge como una tecnología de interés, la implementación de mezclas de surfactantes aniónicos y catiónicos, las cuales han demostrado sinergia para la formación de sistemas micelares catiónicos, aumentando las propiedades reológicas del fluido además de presentar efectos significativos en las propiedades detergentes y disminución de la tensión interfacial, ofreciendo así una solución integral a las diferentes problemáticas expuestas.

Por tanto, el motivo de este proyecto se basa en evaluar el efecto de la variación de la proporción de surfactantes en diferentes sistemas sobre el comportamiento reológico, interfacial y detergente en miras de obtener sistemas prometedores para la implementación como técnica de recobro mejorado de petróleo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Doctor en Ingeniería de Productos y Procesos. Codirector: Miguel José Rondón Antón. Doctor en Energética, fenómenos de transferencia y sistemas dispersos.

## Abstract

**Title:** Development and formulation of anionic/cationic surfactant mixtures for enhanced oil recovery.\*

**Author:** Andrés Mauricio Carrillo Hernández, Angie Cristina Barrera Ardila<sup>1</sup>

**Key Words:** Rheological properties, interfacial tension, catanionic formulations, detergency, enhanced oil recovery (EOR).

**Description:** The application of chemical additives in enhanced oil recovery (EOR) represents one of the most effective strategies for extracting residual crude oil from mature reservoirs. Polymer flooding, widely employed to improve oil displacement and recovery, has encountered significant challenges, particularly in maintaining the rheological properties of polymers and in achieving efficient reduction of the oil–water interfacial tension. Additionally, conventional polymers lack detergent capabilities, which are essential for altering rock wettability and improving displacement efficiency. Conversely, the use of individual surfactants enhances interfacial tension reduction and provides detergent properties; however, surfactants alone do not exhibit the rheological characteristics required to ensure optimal mobility control and to mitigate issues such as viscous fingering. Furthermore, the combined application of polymers and surfactants has demonstrated undesirable interactions, including reduced surfactant availability at the oil–water interface and chemical incompatibilities, ultimately leading to a decline in fluid performance over time.

Consequently, the use of mixed anionic–cationic surfactants has emerged as a promising technology. These systems have demonstrated synergistic effects through the formation of catanionic micellar structures, enhancing the rheological properties of the fluid while also providing significant improvements in detergency and interfacial tension reduction. This offers an integrated solution to the challenges.

Therefore, the objective of this project is to evaluate the effect of varying surfactant ratios in different systems on rheological, interfacial, and detergent behaviors, with the aim of identifying promising formulations for implementation in enhanced oil recovery processes.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup> Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Ronald Alfonso Mercado Ojeda, Ph.D. in product and process engineering. Co-director: Miguel José Rondón Antón, Ph.D. in energy engineering, transport phenomena, and dispersed systems.

## Introducción

La búsqueda de tecnologías que mejoren la recuperación del petróleo mediante inyección de agua con aditivos químicos, es uno de los desafíos con mayor enfoque actualmente. El impulso principal para el desarrollo de esta investigación nace de la necesidad de proponer una alternativa a uno de los métodos actualmente usados para la Recuperación Mejorada de Petróleo Química (cEOR) como, la inyección conjunta de polímeros y surfactantes, que da lugar a problemas en la separación de las fases, reacciones químicas no deseadas, pérdidas por adsorción y problemas de estabilidad en las propiedades reológicas de las fórmulas surfactante/polímero (Yousefroz et al., 2025).

El uso de polímeros, aumenta la viscosidad del fluido inyectado, produciendo una reducción en la relación de movilidad, lo que permite un desplazamiento más eficiente del petróleo, esto con el fin de mitigar la digitación viscosa indeseable, lo que hace que el agua inyectada pase por alto cierto volumen del yacimiento; lo que, a su vez, impacta negativamente en la recuperación efectiva del petróleo. Los polímeros sufren de degradación mecánica por el cizallamiento, degradación química por la reacción con radicales libres y degradación térmica por la ruptura de enlaces en la macromolécula. Las soluciones poliméricas generalmente tienen un comportamiento adelgazante, ya que su viscosidad es función de la tasa de cizalla (Abidin et al., 2012; Zarei Ghobadlou et al., 2024). Por otra parte, Yang y Pal (2020) demostraron que el polímero empleado presentaba una actividad superficial inapreciable independiente de su concentración, siendo esta muy similar a la del agua, por lo que el polímero individualmente no posee la capacidad de reducir la tensión interfacial, cuya función ejerce normalmente las moléculas de surfactante.

Las micelas tipo gusano autoensambladas (Wormlike Micelles o WLM), formadas principalmente por mezclas de surfactantes y sales iónicas como se ilustra en el Apéndice A

(Lozada et al., 2025), tienen la capacidad de fragmentarse bajo esfuerzos de corte pero, tienden a reconstruirse instantáneamente, lo que les otorga estabilidad en entornos sometidos a altas tasas de cizallamiento. Este comportamiento, ofrece un mecanismo sólido para acoplar las propiedades reológicas de fluidos sin necesidad de utilizar compuestos macromoleculares (Kumari et al., 2019; Schubert et al., 2003).

Por otra parte, es altamente importante que, el fluido de desplazamiento inyectado permita reducir la tensión interfacial (TIF) entre el agua de inyección y el petróleo, facilitando su desplazamiento a través de los poros de la roca del yacimiento (Ojo y Fadairo, 2017). La obtención de valores ultra bajos de TIF por el manejo de soluciones con surfactantes, mejora la eficiencia en el desplazamiento del petróleo residual a escala microscópica (Yousefroz et al., 2025). Sumado a esto, un cambio favorable en la humectabilidad de la superficie de la roca del yacimiento, de ser mojada por petróleo, a ser mojada por agua, permite liberar petróleo atrapado, mejorando el desplazamiento y aumentando la efectividad de recuperación (J. Wang et al., 2025).

Las soluciones de surfactantes individuales o las combinaciones binarias de surfactantes de tipos diferentes presentan cierta sinergia para la mejora de las propiedades físico-químicas involucradas en el proceso, el grado de sinergia depende de que las mezclas favorezcan la formación de estructuras coloidales o micelares como las tipo gusano, las cuales son reconocidas por promover un aumento significativo de la viscosidad y viscoelasticidad de las soluciones (Fink, 2020; Fogang et al., 2018). Se ha demostrado que la mezcla entre surfactantes aniónicos y catiónicos (catanionicos) presentan sinergia en el entrelazamiento y empaquetamiento de las moléculas de surfactante, a menudo mostrando un comportamiento viscoelástico significativo (Esposito et al., 2023; Shrestha et al., 2009).

Dados los factores anteriormente mencionados, se ha despertado un interés en estudiar mezclas catiónicas, surgiendo como una tecnología atractiva de implementación frente a los procesos convencionales de cEOR. Por consiguiente, el proyecto busca estudiar el efecto de diferentes soluciones, con dos tipos de surfactantes mezclados en una solución salina, representativa de la salmuera de inyección, utilizando un surfactante de tipo aniónico y otro surfactante de tipo catiónico, con el fin de evaluar sus propiedades reológicas, interfaciales y su efecto detergente con miras a su aplicación como fluido de inyección para el recobro mejorado de petróleo (EOR).

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo General**

Desarrollar y evaluar las propiedades reológicas e interfaciales de formulaciones basadas en mezcla de surfactantes aniónicos/catiónicos para recobro mejorado de petróleo.

### **1.2. Objetivos Específicos**

- Estudiar los efectos de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre las propiedades reológicas de mezclas de sistemas catiónicos.
- Estudiar el efecto de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre la tensión interfacial entre el crudo y la mezcla de sistemas catiónicos.
- Evaluar la eficiencia en la detergencia de sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas.

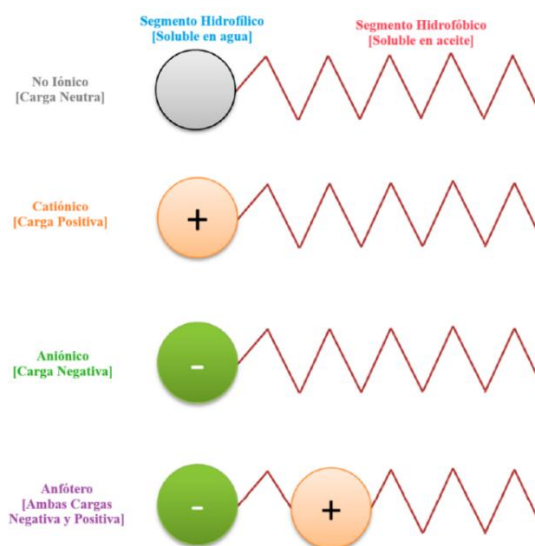
## **2. Marco teórico y Estado del arte**

Los surfactantes son moléculas que disminuyen la tensión entre diferentes fases, como entre un líquido y un sólido, entre dos líquidos o entre un gas y un líquido. Ayudan a limpiar

superficies, mejorar la solubilización de sustancias insolubles entre sí, promover la humectación de materiales, generar espuma y dispersar otros materiales en un medio. Debido a su estructura, los surfactantes son moléculas orgánicas que contienen una cola que repele el agua (hidrofóbica) y una cabeza afín al agua (hidrofílica). En la Figura 1 se esquematiza las partes segmentadas de los tipos comunes de surfactantes, el segmento hidrofóbico, es una cadena de hidrocarburo, ya sea lineal o ramificada y el segmento hidrofílico, es rico en grupos cargados o polares sustituidos por heteroátomos (S, O, N, etc.). Los surfactantes pueden calificarse en: catiónicos, aniónicos, anfóteros o no iónicos (Ephrem et al., 2018).

### Figura 1

*Esquematización de los segmentos y tipos de surfactantes.*



*Nota.* Modificado por los autores. Adaptado de: (Chowdhury et al., 2022)

Los surfactantes catiónicos son moléculas que poseen el segmento hidrofílico con carga positiva, generalmente con un contraión haluro, su empleo es limitado debido a la interacción común entre las cargas positivas y superficies con carga negativa. Por su parte, los surfactantes aniónicos son moléculas con cabeza hidrofílica de carga negativa y grupos funcionales en sus

extremos como carboxilato, sulfonato y fosfato. La adsorción de estos surfactantes se minimiza por su carga negativa, principalmente en yacimientos de arenisca. Estos surfactantes reducen efectivamente la TIF y son altamente estables en condiciones térmicas extremas. Los surfactantes no iónicos son moléculas que no experimentan un mecanismo de ionización debido a la ausencia de carga en su segmento hidrofílico, por tanto, su solubilidad en agua se debe principalmente a los enlaces de hidrógeno y a las fuerzas de Van der Waals. Finalmente, los surfactantes anfóteros son conocidos también como surfactantes zwitteriónicos, lo que indica que poseen tanto cargas negativas como positivas en su segmento hidrofílico, dependiendo del pH del medio (Chowdhury et al., 2022).

Los surfactantes desempeñan un papel vital en el campo de la ingeniería, principalmente en la mejora de la recuperación de petróleo. Al reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, los surfactantes facilitan la movilización del crudo atrapado dentro de los poros de las formaciones rocosas. En algunos casos, la adición de surfactantes favorece la humectabilidad de las rocas del yacimiento por el agua, promoviendo así un desplazamiento más eficiente del petróleo. Debido a la creciente escasez de crudo convencional, junto con la necesidad de aplicar tecnologías más eficientes y ambientalmente amigables en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), ha aumentado la importancia de los procesos con aplicación de surfactantes. De este modo, algunas investigaciones han reportado que los sulfonatos de alquilbenceno y algunos biosurfactantes, cobran un papel destacado, principalmente bajo condiciones extremas de yacimientos (Aisha et al., 2025). La naturaleza de los surfactantes convierte estas sustancias en tema de gran interés para la aplicación en EOR. González, (2023) presenta en su tesis, cómo la presencia del surfactante bromuro de cetiltrimetilamonio (CTAB) permite solubilización de crudo

en la salmuera, reduce la tensión interfacial y modifica la mojabilidad de la roca, conllevando a un efecto en la disminución de la presión capilar.

El dodecilsulfonato de sodio (SDBS), contribuye a mejorar la capacidad del desplazamiento del petróleo (Imanivarnosfaderani et al., 2022). Ya que mantiene una buena estabilidad en entornos de alta salinidad, siendo una propiedad importante para su aplicación en diversas condiciones de yacimientos (Zheng et al., 2024).

Por otra parte, entre los surfactantes de tipo catiónico. el cloruro de cetrimonio (CTAC), especialmente en combinación con otros surfactantes, ha permitido obtener resultados relevantes en la reducción de la tensión interfacial, la mejora de la recuperación de petróleo y estabilidad en altas condiciones de salinidad y temperatura (Kumari et al., 2019a).

Los surfactantes anfotéricos presentan propiedades interesantes y versátiles, cuentan con grupos polares que se encuentran cargados positivamente y negativamente, son conocidos por su capacidad de organizar agregados supramoleculares cuando se auto-organizan en medios diferentes (Begun, 2016 y Gonçalves, 2023). Por otro lado, estos tensoactivos también son altamente eficaces a la hora de provocar la reducción de la tensión interfacial, de esta forma pueden ser usados como emulsificantes, dispersantes y como agentes antimicrobianos (Łuczyński, 2013 y Shukla, 2006).

En el estudio de Yousefroz et al. (2025) se dan a conocer razones por las cuales son importantes las mezclas de surfactantes, ofreciendo en ellas una solución integral, puesto que producen, simultáneamente, funcionalidades como la reducción de la tensión interfacial y el incremento de la viscosidad del fluido inyectado. Adicionalmente, observan en su estudio, cómo un surfactante polimérico híbrido, mostró propiedades reológicas excelentes para la aplicación en EOR, mitigando así, los desafíos presentados en la inyección combinada de polímeros y

surfactantes. La mejora en la respuesta de las propiedades reológicas de fluidos de inyección, también juega un papel importante en la eliminación del efecto de digitación viscosa permitiendo que el fluido se propague en un efecto tipo pistón, lo que permite aumentar la cantidad de crudo desplazado (Zarei Ghobadlou et al., 2024).

Fausser y Li (2015, 2018) destacan la excelente actividad superficial dada por la combinación de surfactantes catiónicos, que, de cierto modo, reducen la repulsión electrostática, lo que da lugar a la formación de una película interfacial entre las dos fases inmiscibles permitiendo una adsorción más densa.

La temperatura es un parámetro relevante sobre el comportamiento de los surfactantes, dado que, tiene influencia tanto negativamente como positivamente en las propiedades reológicas y de TIF. Para los surfactantes iónicos, el incremento de la temperatura generalmente causa un aumento del grado de solubilización tanto de los compuestos polares y no polares, esto dado por el aumento de la agitación térmica, permitiendo un aumento del espacio libre para la solubilización dentro de la micela. El estudio del efecto sinérgico entre mezclas de diferentes tipos de surfactantes es muy importante, dado que las mezclas pueden tener una mayor influencia en la respuestas a la TIF, mojabilidad y detergencia que empleando el uso de surfactantes individualmente o de mezclas del mismo tipo (Rosen y Kunjappu, 2012).

Wang y Hou (2022) obtienen que, a altas temperaturas las mezclas entre surfactante aniónico-no iónico presentan un potencial mayor de recuperación de petróleo en comparación con soluciones individuales de surfactantes aniónicos. Belhaj et al., (2020), obtienen que las mezclas de surfactantes que emplearon, mostraron una mejora en la reducción de la TIF al aumentar la temperatura, debido al incremento de la energía del sistema; y a su vez aumentando la interacción entre los extremos de las moléculas surfactantes.

Jia et al. (2019) estudiaron la implicación de inyectar mezclas de surfactantes catiónico y aniónico para EOR, ellos utilizaron como surfactante catiónico cloruro de 1-dodecil-3-metilimidazolio (M12) y como surfactante aniónico dodecilsulfato de sodio (SDS). Analizaron la eficiencia en términos de reducción de TIF, emulsificación y cantidad de recuperación de petróleo. En sus resultados obtuvieron que, dado por la formación de “pseudosurfactantes” de dos colas ocasionado por la atracción electrostática entre el M12 y el SDS, se establece una reducción significativa de la TIF.

Asimismo, el nivel de salinidad de la salmuera de inyección, tiene un efecto en las propiedades reológicas del fluido inyectado dado por, el comportamiento de la adición de surfactantes como también en la interacción con el yacimiento. Lager et al. (2008) concluyen que las moléculas de crudo presentes en la arcilla de carga negativa del yacimiento se mantienen adheridas en su superficie por el efecto de cationes divalentes como el calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) o el magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) reteniendo así el crudo. De este modo, cuando se inyecta agua con una menor salinidad, los cationes libres en el fluido de desplazamiento como los iones de sodio ( $\text{Na}^+$ ), se intercambian por los cationes divalentes que mantienen retenidas las moléculas de crudo, liberando y permitiendo que el fluido de desplazamiento lo arrastre fuera de los poros de la roca. También se ha demostrado que el manejo de sales inorgánicas como el cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) en sistemas con surfactantes aniónicos, otorga un impacto positivo sobre las propiedades reológicas para ser empleado como fluido de desplazamiento (Suárez y Ruiz, 2022).

Guo et al. (2021) establecieron un sistema de surfactantes mixto con surfactante sintetizados por los mismos autores, siendo uno de naturaleza aniónica, nombrado como SDB y otro de naturaleza catiónica, nombrado como SDY, con el fin de reducir la viscosidad del petróleo, reducir la TIF y modificar la mojabilidad de la superficie de la roca, Obtuvieron que el sistema

descrito podría mejorar la recuperación de petróleo en un 10% además de tener propiedades físico-químicas deseables en yacimientos a altas temperaturas y alta salinidad. Iones como el  $\text{Na}^+$  presentes en soluciones con surfactantes aniónicos como el SDS, pueden presentar efectos de apantallamiento electrostático sobre el grupo polar del surfactante, debilitando su interacción con las moléculas de agua. Por otro lado, iones como el  $\text{Br}^-$  producen un efecto de apantallamiento débil sobre el grupo de surfactantes catiónicos como el CTAB, lo que conlleva a una TIF más baja. Dado el caso en sistemas de surfactantes mixtos SDS y CTAB, debido a la atracción electrostática entre los iones  $\text{Br}^-$  y  $\text{Na}^+$ , el efecto de apantallamiento electrostático del  $\text{Na}^+$  sobre el grupo polar del SDS disminuye, dando lugar a un aumento en la interacción entre el grupo polar del CTAB y el grupo polar del SDS, ayudando a formar una película de surfactantes de autoensamblado más densa, lo que facilita la disminución de la TIF (Zhou et al., 2024). Jia et al. (2017), observaron que, a alta salinidad, las moléculas de los surfactantes se transfieren a la fase oleosa, disminuyendo la concentración de surfactante en la interfase dando lugar a el aumento de la TIF.

Los surfactantes en solución se agrupan con el fin de formar micelas, este fenómeno se origina por encima de una concentración específica la cual se denomina concentración micelar crítica (CMC), punto en el cual existe un equilibrio entre las micelas formadas y los monómeros de surfactante (Smith et al., 2022). Así, la concentración de surfactante, juega un papel fundamental en cuanto a variables críticas para la aplicación en EOR, influyendo en factores como la TIF, la mojabilidad y estabilidad de emulsiones como en las propiedades reológicas de las soluciones. Oluwatobiloba, (2021) menciona que, para concentraciones elevadas de surfactantes iónicos, producen valores más bajos de TIF. De igual manera menciona que, con el aumento de la concentración de surfactante, altera la mojabilidad de la roca por agua, debido a que en la fase acuosa se reduce la solubilidad de surfactante, produciendo la concentración de un mayor número

de moléculas de surfactante en la interfase crudo/salmuera/roca. A medida que la concentración de surfactante aumenta, se intensifican las interacciones micelares, lo que se puede relacionar con el aumento de la viscosidad, esto se atribuye a la formación y crecimiento de los agregados micelares y efectos coloidales, como lo son interacciones electrostáticas, estéricas y/o el autoensamblaje en forma de gusano o vesículas. Sin embargo, el empleo de concentraciones de surfactante altas, puede que se alcance el límite de solubilidad, causando pérdida de interacciones y precipitando aglomerados de surfactante (Suárez y Ruiz, 2022).

En cuando al fenómeno de detergencia, propiedad que tiene un compuesto para sustraer, por lo general, un contaminante de un sólido (Gandhi et al., 2002), para un surfactante o mezcla de estos, se refiere a la capacidad que poseen para limpiar crudo adherido a un sustrato. En yacimientos, esta característica es la que determina, en gran medida, la eficiencia del proceso de movilización y extracción del petróleo (Massarweh y Abushaikha, 2020; Rakowska et al., 2017).

Gandhi y Lin (2002, 1980) mencionan que algunas mezclas de surfactantes, presentan una mayor eficiencia detergente en comparación con tensoactivos individuales. La clave está en la sinergia presentada en estas formulaciones, pues la longitud y la simetría de cadena son críticas, puesto que “las interacciones electrostáticas e hidrofóbicas entre cabezas opuestas y cadenas favorecen micelas vermiformes y adsorción sinérgica” (Cai et al., 2023; Mei et al., 2014; Raghavan et al., 2002), favoreciendo, la formación de complejos hidrofóbicos estables. Esto se traduce en un mayor poder detergente, con una menor concentración de monómeros libres (Fuangswasdi et al., 2006; Nakama et al., 1990; Zhao y Xiao, 1996).

Un factor muy influyente en la eficiencia detergente de las formulaciones es la composición del crudo, pues ciertos de sus componentes como asfáltenos influyen en la adsorción de la mezcla

de surfactantes, afectan la hidrofobicidad y, por ende, la capacidad para limpiar los sólidos (Lozada et al., 2025).

Al igual que el tipo de crudo, la salinidad también representa una condición desafiante debido a que, con el aumento de la concentración de sal en la solución, aumenta la adsorción del surfactante en la roca (Majeed et al., 2020). El aumento de la adsorción también es generado por un alto contenido de iones divalentes de la salmuera (Mannhardt et al., 1993). La presencia de iones divalentes tales como  $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$ , representa una condición desafiante debido a su potencial de provocar una precipitación del surfactante que resulta en la disminución de su disponibilidad y en el bloqueo de los poros de la roca. Aun así, altas concentraciones de mezclas catiónicas muestran resistencia a la desestabilización de micelas que puede provocar la fuerza iónica (Wiertel-Pochopien et al., 2021; Zhang et al., 2020).

### **3. Metodología**

#### **3.1. Materiales**

Para la preparación de las muestras, se emplearon compuestos químicos de laboratorio los cuales se muestran junto con información adicional en la Figura 2, también se empleó agua destilada y elementos de vidriería en disponible en el laboratorio del grupo de investigación FIRST.

Para la medición de propiedades como la TIF y la detergencia se empleó el crudo proveniente del campo Casabe para el cual, se establecieron dos variables de proceso propias del yacimiento, siendo la salinidad del agua (1.25% TDS) y la temperatura (46 °C) (Acosta et al., 2017), de igual manera se presentan algunas propiedades del crudo en la Tabla 1.

**Figura 2**

*Compuestos químicos empleados para el desarrollo del proyecto.*

Nombre	Siglas	Tipo	CAS	PM [g/mol]	Empresa	Fórmula Química	Pureza	Molécula
Sodium dodecyle sulfate	SDS	Aniónico	151-21-3	288.38	ITW Reagents	C <sub>12</sub> H <sub>25</sub> NaO <sub>4</sub> S	>99%	
Sodium dodecylbenzenesulfonate	SDBS	Aniónico	25155-30-0	348.48	Sigma-Aldrich	C <sub>18</sub> H <sub>29</sub> NaO <sub>3</sub> S	90-99%	
Hexadecylpyridinium chloride monohydrate	HDPC	Catiónico	6004-24-6	358	Sigma-Aldrich	C <sub>12</sub> H <sub>38</sub> ClN*H <sub>2</sub> O	>99%	
Cetyltrimethylammonium chloride solution	CTAC	Catiónico	112-02-7	320	BASF	C <sub>19</sub> H <sub>42</sub> ClN	25% en H <sub>2</sub> O	
Calcium chloride 2-hydrate powder	CaCl <sub>2</sub>	Sal Iónica	10035-04-8	147.02	ITW Reagents	CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	90-99%	
Sodium chloride	NaCl	Sal Iónica	7647-14-5	58.44	ITW Reagents	NaCl	>99%	Na <sup>+</sup> - Cl <sup>-</sup>

**Tabla 1**

*Propiedades del crudo del campo Casabe.*

Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad API	19.5 - 21	°
Viscosidad	37 a presión de burbuja	mPa*s
Viscosidad	125 a presión atm y 46°C	mPa*s
Densidad	0.924	g/ml
Azufre	0.9 - 1.0	%w

*Nota.* Modificado por los autores. Adaptado de: (Londoño, 2024)

Durante el inicio de la preparación de formulaciones, se utilizó una balanza analítica y micropipetas de volumen ajustable (1000 µl y 10 ml) de la marca BRAND, con el fin de medir cantidades exactas de los reactivos utilizados y de las cantidades volumétricas de líquidos. También se utilizó una plancha de agitación magnética con calentador de la marca Thermo Scientific CIMAREC, para obtener solubilización de los reactivos en las soluciones preparadas.

## **3.2. Etapa 1**

### ***3.2.1. Estudio de los efectos de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre las propiedades reológicas.***

#### **3.2.1.1. Estudios Preliminares.**

Se estableció una etapa previa al inicio del desarrollo de los objetivos planteados, con la intención de orientar y comprender efectos de las variables de proceso (temperatura, salinidad, concentración y cinética de micelización) y su influencia en la viscosidad de las formulaciones.

Se procedió entonces a establecer los valores de las variables de proceso con el fin, de mantenerlas constantes a lo largo del desarrollo del proyecto.

#### **3.2.1.2. Preparación de las formulaciones catiónicas en diferentes proporciones y medición de propiedades reológicas.**

Inicialmente, se preparó la salmuera que se empleó en la elaboración de las formulaciones catiónicas, siendo esta, de una mayor concentración para luego, ser diluida con las soluciones de surfactantes, a la concentración de salinidad establecida en el campo Casabe. Del mismo modo se prepararon soluciones madre de surfactantes individuales con concentración de 0.1M.

Con el fin de identificar los sistemas con mayor sinergia entre sí, se establecieron diferentes sistemas catanionicos, variando las proporciones molares de la siguiente manera: 2:8, 3:7, 4:6, 5:5, 6:4, 7:3 y 8:2, añadiendo proporciones adicionales según las tendencias observadas, manteniendo la concentración global de surfactante, salinidad y temperatura constante.

En el Apéndice B, se pueden apreciar mediante evidencia fotográfica las formulaciones catiónicas preparadas

Con el fin de medir las propiedades reológicas, se empleó para la medición de la viscosidad dinámica de las formulaciones preparadas, el viscosímetro rotacional ViscoQC 100 de la marca

Anton Paar, un viscosímetro con una alta sensibilidad, muy completo con diferentes geometrías que facilitan la medición de viscosidad además de tener altura ajustable ayudando a utilizar el viscosímetro junto con un baño termostático de la marca Julabo para garantizar las mediciones a la temperatura de estudio.

Por otro lado, para el estudio de las propiedades viscoelásticas, se seleccionaron las formulaciones más prometedoras, según lo analizado en los resultados de viscosidad, utilizando el reómetro MCR 302 de la marca Anton Paar, el cual, permite desarrollar una gran variedad de pruebas reológicas en modo rotacional y oscilatorio, garantizando la temperatura establecida. La geometría usada fue de doble plato de 50mm de diámetro.

Se representaron gráficamente los datos obtenidos, y se analizaron e interpretaron los resultados.

### **3.3. Etapa 2.**

#### ***3.3.1. Estudio del efecto de la proporción de los surfactantes sobre la tensión interfacial entre el crudo y la mezcla de sistemas catanionicos.***

En la medición de la tensión interfacial en sistemas crudo/formulación, se utilizó el tensiómetro de gota giratoria de la marca DataPhysics Instruments GmbH SVT 25, este por su variedad en la velocidad de rotación y sensibilidad a la hora de realizar mediciones de tensiones interfaciales bajas  $<1$  mN/m. Y el tensiómetro de gota colgante de la marca DataPhysics Instruments GmbH OCA 15EC, este por su facilidad de medición en sistemas con formación de gotas estables y por ende realizando mediciones confiables de tensiones interfaciales  $>1$  mN/m.

Se procede inicialmente, con la medición de la TIF en el tensiómetro de gota colgante, principalmente para reconocer las formulaciones con las tensiones interfaciales más altas, además de disminuir el desgaste del tensiómetro de gota giratoria siendo este de mayor sensibilidad.

Seguidamente, para las formulaciones restantes se empleó el tensiómetro de gota giratoria, dada su sensibilidad para medición de tensiones interfaciales bajas. Se representaron gráficamente los datos obtenidos, presentando un análisis y destacando aquellas formulaciones con mejores resultados en la disminución de la TIF.

### **3.4. Etapa 3.**

#### ***3.4.1. Evaluación de la eficiencia en la detergencia de sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas.***

En esta etapa se plantea evaluar el potencial de los sistemas catiónicos en promover la limpieza de la arena en las condiciones de este estudio.

##### **3.4.1.1. Preparación de sistemas crudo/arena.**

Con el fin de simular el aspecto de un crudo adherido a una superficie representativa del yacimiento, como areniscas u otros materiales característicos de formaciones petrolíferas.

##### **3.4.1.2. Diseño y desarrollo de la prueba de detergencia.**

Se empleó el método estandarizado por el laboratorio FIRST para evaluar el potencial de la detergencia de las soluciones de surfactantes para remover el crudo de la superficie representativa utilizada. Se comienza pesando 2 g de sustrato en tubos de ensayo, para este caso la arena Ottawa, posteriormente se adicionan 0.3 ml de crudo y se agita dicha utilizando un agitador “vortex shaker” de 30 a 60 s. Posteriormente, se adicionan las muestras, a razón de un tubo de ensayo por cada formulación a evaluar, con el sistema de crudo/arena, a un horno manteniendo la temperatura a 46°C.

Pasadas 24 h se agregan 10 ml de cada mezcla preparada en el inciso 3.3.1, con tal cuidado, evitando la formación de espuma, posteriormente se dejó durante 15 días y se realizó un registro

fotográfico para poder comparar los resultados obtenidos (el efecto detergente de cada formulación). Por último, una vez ha transcurrido el tiempo estipulado, se retiraron todos los tubos de la mufla y se realizó nuevamente registro fotográfico para evidenciar la eficiencia del efecto detergente de cada una de las formulaciones, a través de un análisis semicuantitativo.

## **4. Resultados**

A continuación, se presentan por etapas los resultados obtenidos con el fin de comprender y dar respuesta a cada objetivo específico.

### **4.1. Efecto de la proporción de los surfactantes aniónicos/catiónicos sobre las propiedades reológicas de mezclas de sistemas catanionicos.**

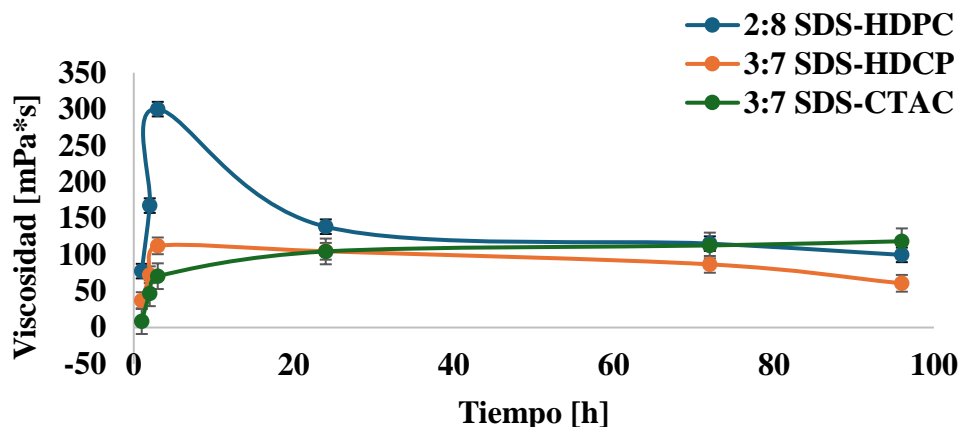
Procediendo con la presentación de resultados, se exponen inicialmente los estudios preliminares de las variables, los cuales aportaron una visión y elementos descriptivos para el establecimiento de valores en las variables de ensayo.

Durante la toma de datos iniciales, se observaron cambios en los valores de viscosidad para las mezclas de surfactantes, por lo que, se decidió hacer una breve evaluación para determinar el tiempo para alcanzar el equilibrio en la formación de micelas en las mezclas de surfactantes.

En la Figura 3, se presenta la variación de la viscosidad de mezclas seleccionadas en función del tiempo desde de su preparación.

### **Figura 3**

*Comportamiento de la cinética de micelización en la estabilización de la viscosidad en las mezclas de surfactantes aniónico/catiónico.*



Como se puede observar, se presentaron cambios del valor de viscosidad con el tiempo, lo que evidencia el efecto de formación de redes micelares que abarcan periodos de varias horas, en tres de las muestras preparadas. Debido a esto, se estableció un tiempo mínimo de reposo después de la preparación de las muestras de 48 horas, dado que, después de este tiempo el cambio en la viscosidad con el tiempo es mínimo, garantizando así, un cuasi-equilibrio en el proceso de configuración de las micelas y, por ende, la obtención de valores confiables en la medición de las propiedades reológicas de las mezclas estudiadas.

Con el fin de entender el efecto de la temperatura sobre la viscosidad, se relacionaron los datos obtenidos de viscosidad, para dos mezclas preparadas con una proporción 2:8 aniónico/catiónico de SDS-HDPC, preparando inicialmente, una muestra 1 con concentración de surfactantes de 10 mM y posteriormente, una muestra 2 con concentración de surfactante de 50 mM. Para la muestra 1 se midió la viscosidad a temperatura de laboratorio; en la medición de la viscosidad para la muestra 2, no fue posible establecer un valor de viscosidad a temperatura ambiente ya que resultó ser demasiado elevada, por ende, se decidió realizar la medición de la viscosidad a la temperatura de 46 °C, presentando y relacionando este valor en la Tabla 2 junto con el obtenido para la muestra 1.

**Tabla 2**

*Datos de viscosidad para las muestras de SDS-HDPC a diferente concentración total de surfactante.*

<b>Muestra</b>	<b>Mezcla</b>	<b>Fracción Molar</b>	<b>Concentración [M]</b>	<b>Temperatura [°C]</b>	<b>Viscosidad [mPa*s]</b>
1	SDS-HDPC	0.2-0.8	0.01	25	57.1
2	SDS-HDPC	0.2-0.8	0.05	46	1.32

Los resultados presentados en la Tabla 2 demuestran que, la temperatura repercute en gran medida en los sistemas catiónicos empleados, dando como resultado una caída drástica en la viscosidad del sistema. Dando a entender el efecto de la temperatura en reducir el tamaño de la red de micelas formadas, además, de la longitud propia de las micelas posiblemente motivado por el aumento del grado de solubilización de las moléculas individuales en el medio acuoso (Kang et al., 2020).

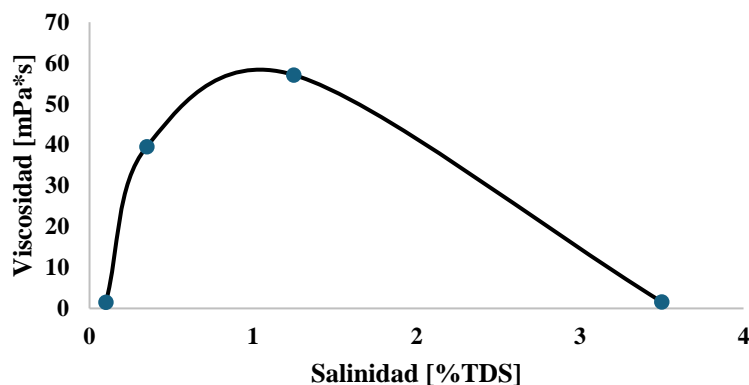
De igual modo, se realizó un breve estudio del efecto generado por la salinidad planteada, relacionándola con formulaciones catiónicas a diferente salinidad, manteniendo constantes la proporción y concentración de surfactantes y la temperatura, estableciendo de este modo, si el manejo de la salinidad presentaba efectos adversos en la obtención de resultados basados en las propiedades reológicas de las mezclas de surfactantes.

Se desarrolló una serie de mediciones, variando la salinidad en varias muestras con mezcla de surfactantes SDS-HDPC a una proporción de 2:8 respectivamente y concentración total de 10 mM, relacionando el valor de la viscosidad en función de la salinidad en las mezclas como se muestra en la Figura 4.

**Figura 4**

*Relación entre la variación salinidad y la viscosidad de la mezcla de surfactantes SDS-HDPC*

*manteniendo una proporción 2:8 respectivamente y temperatura a 25 °C.*

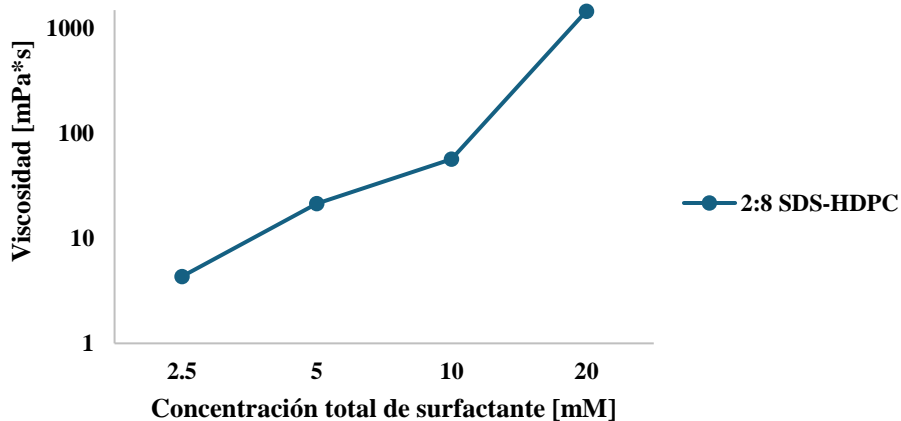


Como se puede observar, para la mezcla de surfactantes a proporción y temperatura constantes, la viscosidad presenta un valor máximo en el rango del barrido de salinidad el cual se encuentra en los alrededores de la salinidad de la salmuera de inyección del campo Casabe.

Dado que, inicialmente se planteó trabajar con una concentración total de surfactantes de 10 mM para cada muestra y posteriormente, evidenciando el efecto presentado por la temperatura sobre la viscosidad en los sistemas catiónicos, hasta tal punto de que todas las muestras medidas a la temperatura establecida, presentaban una viscosidad similar en magnitud a la del agua. Por ende, buscando aumentar la viscosidad en las formulaciones, se desarrolló un breve estudio para determinar el efecto de la concentración total de surfactantes, sobre la viscosidad de las formulaciones. En la Figura 5, se presentan gráficamente los datos de viscosidad obtenidos para el sistema SDS-HDPC en proporción 2:8 respectivamente a 25 °C.

### **Figura 5**

*Variación de la viscosidad del sistema SDS-HDPC con fracción molar 0.2 aniónico con respecto a la concentración global de surfactante.*



Como se puede observar, las formulaciones presentan un aumento significativo en la viscosidad de la solución con el incremento de la concentración total de surfactante catiónico. Desde una concentración de surfactante de 10 mM hasta 20 mM, se observa un incremento de aproximadamente dos órdenes de magnitud.

Dados estos resultados obtenidos en estudios preliminares, se presentan los valores correspondientes a las variables cuyos valores se mantienen fijos en el estudio en la Tabla 3.

**Tabla 3**

*Valores establecidos para variables que se mantienen constantes a lo largo del desarrollo del proyecto.*

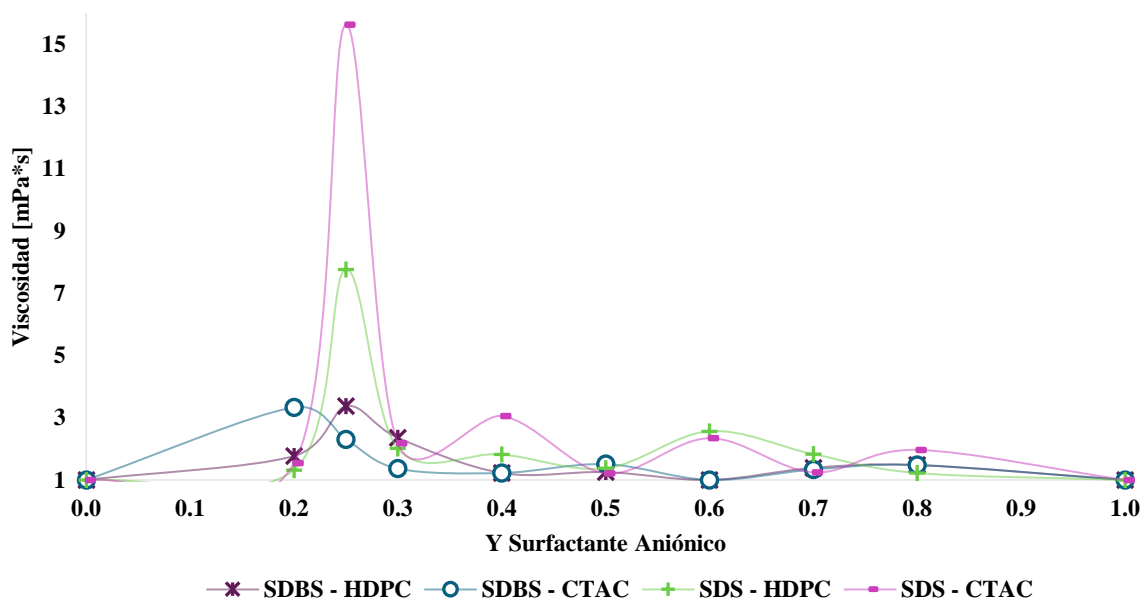
Variable	Valor	Magnitud
Concentración global de surfactante	0.05	M
Salinidad	1.25	%TSD
Temperatura	46	°C
Tiempo de equilibrio de cinética de micelización	48	Horas

Con base en lo anterior se exponen a continuación los resultados del estudio que conlleva la variación de la proporción de mezclas binarias de las formulaciones cataniónicas. Siendo estos resultados esenciales para entender la sinergia entre los surfactantes empleados, de igual manera, un interés adicional es evidenciar que la obtención de sistemas cataniónicos que, con el efecto de la temperatura, su viscosidad mantenga valores, para los cuales su empleo como fluido desplazante sea efectivo.

En la Figura 6 se representan las curvas de viscosidad para cada sistema binario estudiado de formulaciones cataniónicas, manteniendo constantes las variables de proceso mencionadas en la Tabla 3.

### Figura 6

*Relación entre la variación de la proporción molar de los surfactantes vs la viscosidad medida.*



Se puede observar en los extremos en el eje X, es decir, para las soluciones con surfactantes individuales, el desarrollo de bajas viscosidades. Un comportamiento similar se obtiene en los

sistemas en proporción equimolar o valores cercanos, fenómeno que se presenta por motivo de formación de agregados precipitados que de hecho se observan adhiriéndose a las paredes del recipiente y por ende, disminuye la concentración de surfactante solubilizado en la solución.

Se observan valores más elevados de viscosidad, en la región comprendida entre las fracciones molares de 0.2 a 0.4 de aniónico, o catiónico en la mezcla, dependiendo de cuales compuestos estén presentes en las formulaciones. Las formulaciones en esta región, pueden presentar un potencial para mitigar problemáticas como la digitación viscosa, aumentando el empuje efectivo del crudo (Zarei Ghobadlou et al., 2024). Es importante comentar que, el uso de mezclas más ricas en surfactante catiónico resultaría en una problemática económica, dado que los surfactantes catiónicos presentan costos de mercado más elevados que los surfactantes aniónicos (Othman et al., 2022).

Por último, en cuanto a la viscosidad, se destacan dos sistemas de las diferentes formulaciones presentadas, los cuales son, SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75 respectivamente y SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75 respectivamente. Estos sistemas muestran valores de viscosidad, similares a valores mínimos efectivos de viscosidad expresados en literatura para sistemas que emplean polímeros en la recuperación mejorada de petróleo (Gao et al., 2014; Hu et al., 2020; J. Wang y Dong, 2009), siendo seleccionados para realizar estudios reológicos de reometría rotacional y oscilatorios de barrido de amplitud.

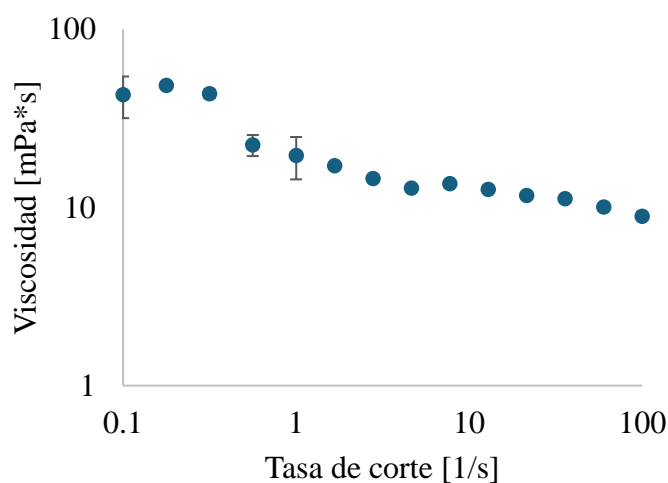
Prosiguiendo con la evaluación reológica, se presentan a continuación los resultados obtenidos para las mediciones correspondientes de los sistemas seleccionados y mencionados anteriormente.

Inicialmente, se estudia el efecto de la variación de la tasa de cizallamiento sobre la viscosidad de la solución. Para cada sistema se realizaron dos pruebas como se presentan en la

Figura 7 y en la Figura 8. Con los resultados obtenidos y graficados en la Figura 7 y Figura 8, se establece que los dos sistemas tienen comportamientos similares, pasando de una viscosidad inicial entre 40 mPa\*s y 50 mPa\*s, a una viscosidad final entre 15 mPa\*s y 5 mPa\*s, en ambos casos, se evidencia la caída de la viscosidad a medida que aumenta la tasa de cizallamiento, siendo esto, un comportamiento común de fluidos no newtonianos, más específicamente de fluidos pseudoplásticos o reofluidizantes. Estos fluidos presentan una región de caída en la viscosidad con la tasa de cizallamiento, siendo un efecto dado por el rompimiento y reorientación de las estructuras micelares y además, presentan otra región con poca variación en la viscosidad en tasas de cizallamiento intermedias o altas, dado principalmente porque la estructura micelar de las formulaciones deja de interactuar fuertemente y se orientan en la dirección del flujo (Barnes, 1997; Chhabra y Richardson, 2011; Küçüksönmez y Servantie, 2020).

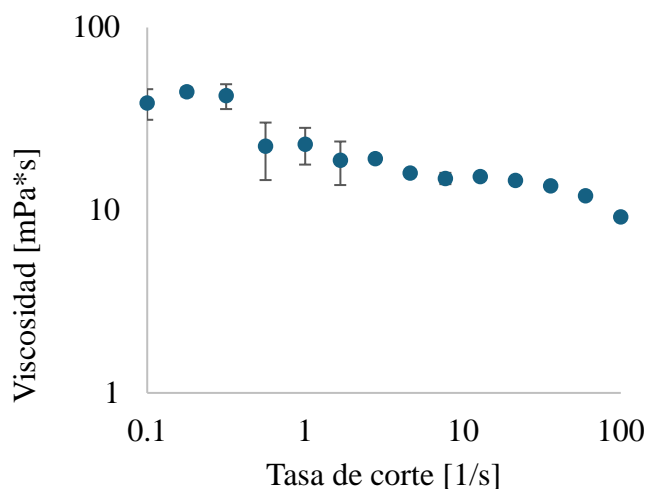
### Figura 7

*Cambio de la viscosidad con respecto a la variación de la tasa de cizallamiento para el sistema catiónico SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75 respectivamente.*



### Figura 8

*Cambio de la viscosidad con respecto a la variación de la tasa de cizallamiento para el sistema catiónico SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75 respectivamente.*



Finalizando lo concerniente al estudio reológico, se exponen los resultados obtenidos para el estudio oscilatorio por barrido de amplitud de las fórmulas seleccionadas, el cual, ayuda a interpretar el comportamiento de los sistemas a medida que aumenta la deformación aplicada.

Con el fin de determinar la región viscoelástica lineal (LVR) para cada sistema, se analizaron las gráficas presentadas en la Figura 9 y en la Figura 10, estudios determinan el fin de la región viscoelástica lineal cuando el valor del módulo de almacenamiento ( $G'$ ) cae un porcentaje establecido, con respecto, al valor anteriormente registrado, este porcentaje suele ser establecido por los autores, variando en un rango entre un 5% y un 20% de  $G'$  (De Graef et al., 2011; Ricarte y Shanbhag, 2024; Simões et al., 2020). Con lo expresado anteriormente, y dado que la variación de los puntos no tiene una tendencia, se establece una variación entre dato y dato de un 20%, denotando para ambos sistemas una LRV mantenida hasta una deformación del 1000%, logrando

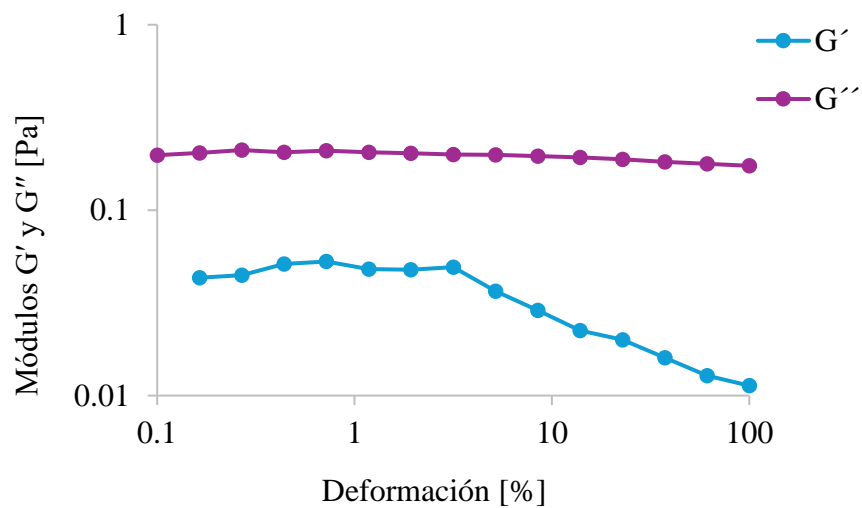
a partir de esta deformación aplicada, romper totalmente la estructura interna de las formulaciones, mostrando una disminución significativa en el módulo de almacenamiento.

Ahora, en la Figura 9, se representa el comportamiento oscilatorio del sistema SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75. En el cual, realizando la comparación entre el módulo de almacenamiento ( $G'$ ) y el módulo de pérdida ( $G''$ ), se determina que, a medida que se aplica mayor deformación, el módulo de pérdida presenta una mayor magnitud que el módulo de almacenamiento, deduciendo en que el sistema es propenso a ser más viscoso (liquid-like) (Whitcomb, 2022). Asimismo, se observa que, al aumentar la deformación aplicada, los módulos tanto de almacenamiento como de pérdida, presentan cierta disminución de sus valores, indicando la ruptura de la estructura interior de la mezcla (Dabbaghi et al., 2021). Aunque, la disminución no es tan significativa, infiriéndose que probablemente la estructura interna del sistema se deforma de manera elástica y de manera reversible (Instruments, 2021).

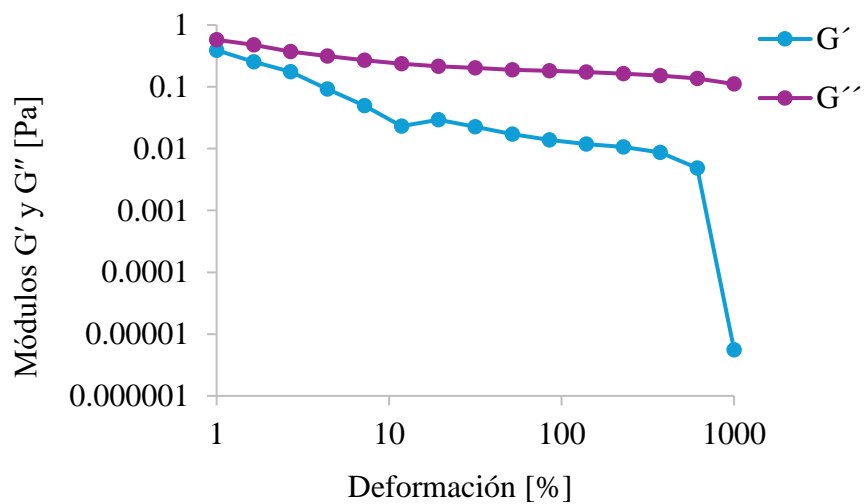
De igual manera, en la Figura 10, se representa el comportamiento oscilatorio del sistema SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75. Del mismo modo, se realizó la comparación entre el módulo de almacenamiento ( $G'$ ) y el módulo de pérdida ( $G''$ ), determinando, que a medida que se aplica mayor deformación, el módulo de pérdida presenta mayor magnitud que el módulo de almacenamiento, dando también a pensar, que el sistema es propenso a ser más viscoso (liquid-like) (Whitcomb, 2022). De la misma manera, se observa que, al aumentar la deformación aplicada, los módulos tanto de almacenamiento como de pérdida, presentan una variación significativa en sus valores, indicando la ruptura de la estructura interior del sistema (Dabbaghi et al., 2021).

**Figura 9**

*Comportamiento de los módulos de almacenamiento y de pérdida del sistema SDS-HDPC en proporción 0.25-0.75 con respecto al aumento de la deformación cortante.*

**Figura 10**

*Comportamiento de los módulos de almacenamiento y de pérdida del sistema SDS-CTAC en proporción 0.25-0.75 con respecto al aumento de la deformación cortante.*



#### **4.2. Efecto de la proporción de los surfactantes sobre la tensión interfacial entre el crudo y la mezcla de sistemas cataniónicos.**

Con el fin de evaluar el efecto producido sobre la tensión interfacial, por la variación del tipo y la proporción de los surfactantes en los sistemas cataniónicos preparados, se presentan los resultados obtenidos gráficamente en la Figura 11. El comportamiento en la variación de la TIF ayuda a comprender la capacidad que tienen las mezclas para modificar la solubilización de la fase oleosa y acuosa en condiciones presentes en yacimientos petrolíferos (Fauser et al., 2015; Li et al., 2018).

Inicialmente, cabe destacar que en los cuatro sistemas cataniónicos evaluados, a medida que se aumenta la proporción de surfactante aniónico en la mezcla, se presenta una disminución en los valores de la tensión interfacial, llegando a un punto, en el cual, la proporción molar de surfactante refleja un valor mínimo de la tensión interfacial, por la formación de pares iónicos, de modo que, se forman complejos coloidales como micelas y agregados (Raghavan et al., 2002); los cuales poseen carga neta reducida, permitiendo que las colas hidrofóbicas interactúen con mayor facilidad en el medio acuoso y por ende, favoreciendo la ubicación de estos agregados catanionicos del lado del crudo en la interfase, beneficiando la reducción de la tensión interfacial (Kume et al., 2008; Milcovich et al., 2020; Sharker et al., 2019).

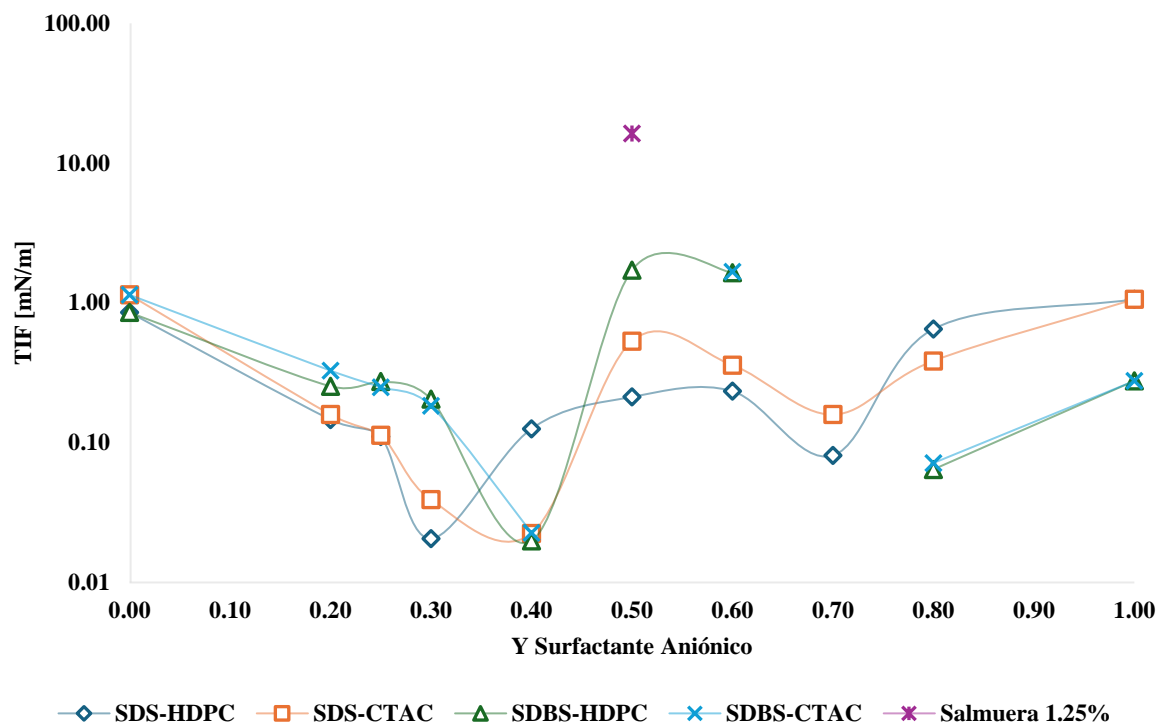
Destacan para las condiciones utilizadas en este estudio, los puntos óptimos para la reducción de la TIF de cada sistema de formulaciones cataniónicas evaluadas, siendo estos los siguientes: SDS-HDPC en proporción molar 0.3-0.7, SDS-CTAC en proporción molar 0.4-0.6, SDBS-HDPC en proporción molar 0.4-0.6 y SDBS-CTAC en proporción molar 0.4-0.6. Todos estos sistemas exhibieron valores ultra bajos de TIF, en el rango de  $10^{-2}$  mN/m. También, se observa en la gráfica presentada en la Figura 11, que se presentan dos puntos mínimos relativos en

los valores de TIF, dado que ocurre un fenómeno similar en orden inverso, a medida que comienza a adicionar y aumenta la proporción de surfactante catiónico en la mezcla desde los sistemas con solo surfactante aniónico (desde el extremo derecho de la gráfica, hacia la izquierda). En términos generales, los puntos mínimos que se presentan en la variación de la TIF, exhiben valores en el orden de  $10^{-1}$  y  $10^{-2}$  mN/m, asimismo, se ubican entre las siguientes relaciones molares aniónico/catiónico respectivamente: 3:7, 4:6, 6:4, y 7:3 según la mezcla binaria presente.

Por otro lado, en las proporciones equimolar, se denotó un aumento de la TIF, dado que, visualmente, se evidenciaba la formación de agregados, los cuales precipitaban, reduciendo y cambiando la concentración real de surfactante en el medio acuoso, suceso resultante por presentarse una máxima neutralización de cargas (Bhattarai et al., 2013), dando origen a agregados o estructuras bilamenaes que precipitan, resultando en agrupaciones de surfactantes ineficientes para bajar la tensión interfacial además de disminuir la cantidad de moléculas de surfactantes disponibles para interactuar en la interfase crudo/solución (Elahi et al., 2023; Huang et al., 1997; Rosa et al., 2006).

### **Figura 11**

*Efecto de la variación de la fracción molar de las formulaciones catiónicas en la tensión interfacial del sistema crudo/mezcla*

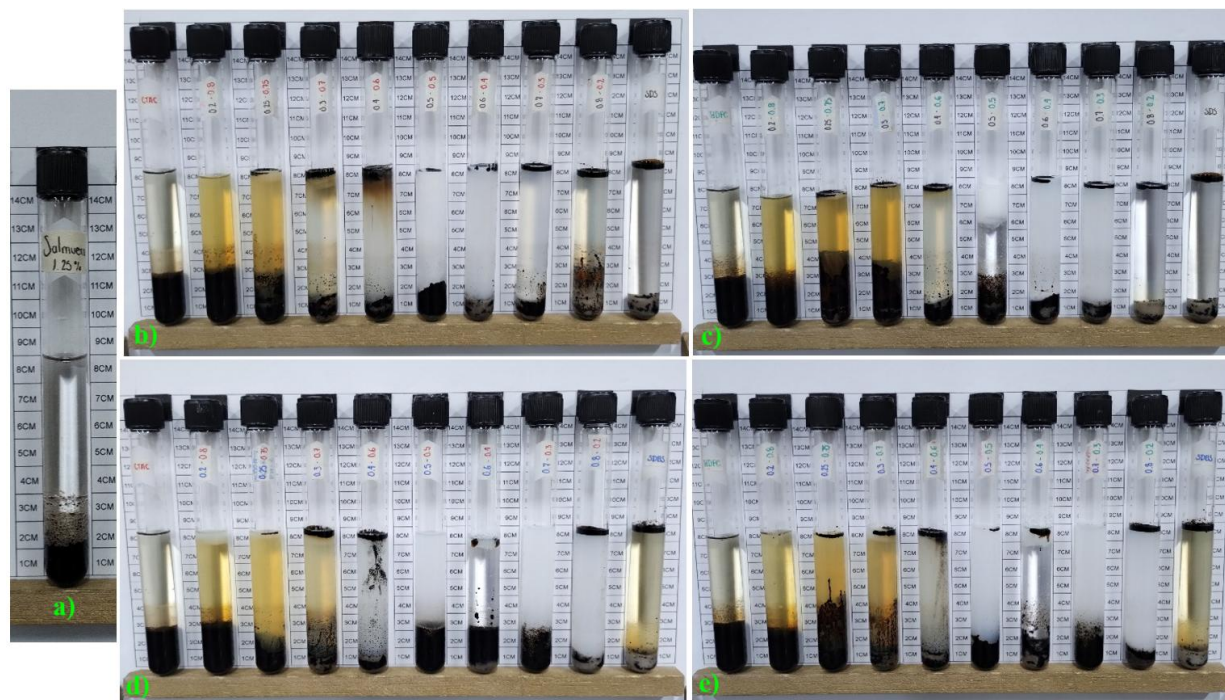


#### 4.3. Eficiencia detergente de sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas.

Empleando la metodología descrita, se anexan las fotos del primer y último día con el fin de hacer un análisis observando el aspecto de los sistemas luego de 15 días de contacto de la arena humectada con petróleo con las diferentes formulaciones evaluadas, para lo cual se presenta un registro fotográfico en la Figura 12 donde la proporción de surfactante aniónico en cada barrido de izquierda a derecha. Se presenta, además, el sistema de salmuera, sin surfactantes (blanco).

#### Figura 12

*Ilustración del día 15 para los sistemas crudo/arena/formulaciones. a) Blanco. b) sistema crudo/arena/formulación SDS-CTAC. c) sistema crudo/arena/formulación SDS-HDPC. d) sistema crudo/arena/formulación SDBS-CTAC. e) sistema crudo/arena/formulación SDBS-HDPC.*



En términos generales, los cuatro sistemas de surfactantes aniónicos y catiónicos (SDS-HDPC, SDS-CTAC, SDBS-HDPC, SDBS-CTAC), exhibieron una capacidad de detergencia significativamente superior a la de la salmuera sola (Wiertel-Pochopien et al., 2021; Zhang et al., 2020).

A continuación, se presenta un análisis cualitativo en la Tabla 4, de los resultados presentados en la Figura 12 y en el Apéndice C

**Tabla 4**

*Análisis de las imágenes presentadas para la eficiencia de la detergencia de los sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas.*

Sistema	Día 1 (observación)	Día 15 (observación)	Eficiencia relativa
Salmuera	Arena impregnada, sin limpieza visible.	Leve decantación, crudo retenido	Al ser el blanco se confirma que sin surfactantes no hay una detergencia real

<b>Sistema</b>	<b>Día 1 (observación)</b>	<b>Día 15 (observación)</b>	<b>Eficiencia relativa</b>
SDS– HDPC	Emulsiones turbias, dispersión parcial	Claridad en 5:5 y 4:6, desprendimiento del crudo	También altamente eficiente; desempeño sobresaliente
SDS– CTAC	Emulsiones blancas, turbidez marcada	Separación visible en algunas proporciones, otros precipitados	Excelente detergencia, movilización clara
SDBS– HDPC	Emulsiones amarillentas, dispersión aceptable	Turbidez persistente, emulsiones estables	Alta detergencia, evidencia de emulsificación y movilización
SDBS– CTAC	Emulsiones turbias, dispersión limitada	Persistencia de emulsiones y petróleo adherido	Buena detergencia

Aunque las imágenes no permiten una cuantificación precisa ni una diferenciación clara, cualitativamente, todas las formulaciones catiónicas demostraron una excelente remoción del crudo de la superficie de la arena Ottawa, particularmente las más ricas en surfactante aniónico. La arena en todos los casos de mezcla de surfactantes se ve considerablemente más limpia que el blanco. La presencia de crudo solubilizado o emulsionado en la fase acuosa, y la formación de una capa de crudo desplazado en la parte superior de cada sistema, son indicadores visuales de una efectiva reducción de la tensión interfacial / aumento del poder solubilizante, cambio favorable de la mojabilidad y desprendimiento del hidrocarburo de la superficie de la arena.

La combinación de estos surfactantes aprovecha sus propiedades individuales y la sinergia resultante para superar las limitaciones de cada uno, como la sensibilidad a la salinidad de los aniónicos o la alta adsorción de los catiónicos en rocas de arenisca con carga negativa (Zheng et al., 2024).

Analizando los factores que intervienen la prueba, se evidencia lo siguiente:

- Salinidad (1.25% o 12500 ppm): Aunque es un factor crítico en las mezclas. La salinidad del 1.25% es moderada, lo que podría permitir una buena compatibilidad y un rendimiento óptimo de los surfactantes. Sin embargo, en estudios con mezclas aniónicas/no iónicas a baja salinidad (1039 ppm), no se observó sinergia significativa, lo que resalta la importancia de la fuerza iónica en la interacción de las cargas (Lozada, 2024). Las mezclas catiónicas, sin embargo, se benefician hasta cierto punto, de las interacciones electrostáticas para mejorar su compatibilidad (La Mesa y Risuleo, 2021; C. Wang et al., 2016)
- Temperatura (46°C): La temperatura del yacimiento influye en la formación y estabilidad de los agregados de surfactantes. En el caso de surfactantes catiónicos, el efecto sinérgico puede incluso mejorarse con el aumento de la temperatura (La Mesa y Risuleo, 2021; Yin et al., 2007).
- Crudo: La composición del crudo (ej. Asfaltenos) influye en la adsorción y la capacidad de limpieza (Bochner De Araujo et al., 2017; Liu et al., 2025). De igual modo, la densidad del crudo también se relaciona con su viscosidad y composición, y la adición de surfactantes puede inducir en la reducción de la viscosidad y mejorar la detergencia (Lam-Maldonado et al., 2023).
- Sustrato (Arena Ottawa): Si la arena Ottawa tiene una carga superficial negativa (como la arenisca, compuesta de cuarzo) (Sheng, 2011), los surfactantes catiónicos interactuarían fuertemente, mientras que los aniónicos experimentarían repulsión. En una mezcla catiónica, la presencia de cargas opuestas podría optimizar la adsorción y la interacción con la superficie (Geng et al., 2009).

## 5. Conclusiones

Luego del análisis de los resultados obtenidos en este estudio, se evidencia como las condiciones de yacimiento como alta temperatura y alta salinidad afectan las propiedades reológicas además de la concentración total de surfactante en las formulaciones. Adicionalmente, se determinó que el efecto de la proporción de los surfactantes en las formulaciones catiónicas es un parámetro esencial, siendo determinante a la hora de obtener mejores respuestas en las propiedades físico-químicas evaluadas.

De igual manera se corrobora que, las mezclas de surfactantes catiónicas tienen la capacidad de disminuir la tensión interfacial en varios ordenes de magnitud, pasando de una TIF entre el crudo y la salmuera de 16,3 mN/m a unas tensiones interfaciales entre el crudo y sistemas catiónicos en el rango de  $10^{-1}$  y  $10^{-2}$  mN/m.

Las pruebas de la detergencia de los sistemas crudo/arena/formulaciones catiónicas llevaron a establecer que todas las mezclas aniónico-catiónicas superan a la respuesta con respecto a la obtenida con salmuera sola. De este modo, se favoreció una mayor remoción del crudo. De forma práctica, las formulaciones mostraron una excelente capacidad de limpieza en condiciones de salinidad y temperatura, que no solo desprenden el hidrocarburo adherido a la arena, sino que presentan mejores características con el fin de recuperación mejorada de petróleo, que los surfactantes individuales. Se observó que, las mezclas con mayores viscosidades fueron coincidentes con la que suscribía mayor detergencia.

De forma general, se presentan los sistemas catiónicos formulados en este estudio como soluciones de interés en la recuperación mejorada de petróleo, principalmente las formulaciones: SDS-HDPC 0.25-0.75, SDS-CTAC 0.25-0.75, que a condiciones de yacimiento mantenían

propiedades reológicas interesantes, así como valores de TIF ultra bajos, presentando miscibilidad del crudo en la solución y otorgando una muy buena capacidad detergente.

## **6. Recomendaciones**

Se recomienda realizar investigaciones posteriores que profundicen en el análisis de los efectos de las variables utilizando metodologías más robustas con el fin de contribuir a validar y/o complementar los resultados preliminares expuestos.

También se recomienda realizar un estudio en conjunto con las formulaciones más prometedoras, mediante ensayos de desplazamiento de crudo residual en un medio poroso.

### Referencias Bibliográficas

- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16. <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- Acosta, T., Rojas, D., Zapata, J., Caldera, G., Jimenez, R., Manrique, G., Gheneim, T., & Azancot, A. (2017). *Recuperacion mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigrafica: Campo Casabe (Caso estudio)*.
- Aisha, Batool, I., Iftekhar, S., Taj, M. B., Carabineiro, S. A. C., Ahmad, F., Khan, M. I., Shanableh, A., & Alshater, H. (2025). Wetting the Surface: A Deep Dive into Chemistry and Applications of Surfactants. *Cleaner Chemical Engineering*, 11(December 2024), 100197. <https://doi.org/10.1016/j.clce.2025.100197>
- Barnes, H. A. (1997). Thixotropy - a review. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 1–33.
- Belhaj, A. F., Aris B M Shuhli, J., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Maulianda, B., & Alnarabiji, M. S. (2020). Partitioning behaviour of novel surfactant mixture for high reservoir temperature and high salinity conditions. *Energy*, 198, 117319. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117319>
- Bhattarai, A., Chatterjee, S. K., & Niraula, T. P. (2013). Effects of concentration, temperature and solvent composition on density and apparent molar volume of the binary mixtures of cationic-anionic surfactants in methanol-water mixed solvent media. *SpringerPlus*, 2(1), 1–9. <https://doi.org/10.1186/2193-1801-2-280>
- Bochner De Araujo, S., Merola, M., Vlassopoulos, D., & Fuller, G. G. (2017). Droplet Coalescence and Spontaneous Emulsification in the Presence of Asphaltene Adsorption. *Langmuir*, 33(40), 10501–10510. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.7b02638>
- Cai, L., Chang, Z., Dang, H., Ma, S., Liu, W., Hassane, M. A., & Wei, D. (2023). Effects of

- interfacial molar ratios of anionic/cationic surfactant mixtures on properties at the gas-liquid interface: a molecular dynamics study. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 44(11), 2023–2033. <https://doi.org/10.1080/01932691.2022.2056481>
- Chhabra, R. P., & Richardson, J. F. (2011). Chapter 1. Non-Newtonian fluid behaviour. *Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications*, 536. [https://books.google.com/books?id=\\_6nnoh9PtF0C&pgis=1](https://books.google.com/books?id=_6nnoh9PtF0C&pgis=1)
- Chowdhury, S., Shrivastava, S., Kakati, A., & Sangwai, J. S. (2022). Comprehensive Review on the Role of Surfactants in the Chemical Enhanced Oil Recovery Process. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 61(1), 21–64. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c03301>
- Dabbaghi, M., Namjoshi, S., Panchal, B., Grice, J. E., Prakash, S., Roberts, M. S., & Mohammed, Y. (2021). Viscoelastic and deformation characteristics of structurally different commercial topical systems. *Pharmaceutics*, 13(9), 1–11. <https://doi.org/10.3390/pharmaceutics13091351>
- De Graef, V., Depypere, F., Minnaert, M., & Dewettinck, K. (2011). Chocolate yield stress as measured by oscillatory rheology. *Food Research International*, 44(9), 2660–2665. <https://doi.org/10.1016/j.foodres.2011.05.009>
- Elahi, F., Mahbub, S., Hasan, T., Anjum, K., Atiya, A., Rana, S., Anamul Hoque, M., & Kabir, M. (2023). Micelle formation and physico-chemical variables for the sodium dodecyl sulfate/cetylpyridinium chloride and their mixture in aqueous propranolol hydrochloride drug solvent: Conductivity and theoretical analysis. *Journal of Molecular Liquids*, 381, 121800. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.121800>
- Ephrem, E., Najjar, A., Charcosset, C., & Greige-Gerges, H. (2018). Encapsulation of natural active compounds, enzymes, and probiotics for fruit juice fortification, preservation, and

- processing: An overview. *Journal of Functional Foods*, 48(January), 65–84.  
<https://doi.org/10.1016/j.jff.2018.06.021>
- Esposito, R., Gallucci, N., Niccoli, M., Cavalcanti, L. P., Russo Krauss, I., Paduano, L., & D'Errico, G. (2023). Synergism and molecular mismatch in rhamnolipid/CTAC cationic surfactant mixtures. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 674(March), 131931. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.131931>
- Fausser, H., Uhlig, M., Miller, R., & Klitzing, R. Von. (2015). Surface Adsorption of Oppositely Charged SDS:C12TAB Mixtures and the Relation to Foam Film Formation and Stability. *Journal of Physical Chemistry B*, 119(40), 12877–12886.  
<https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b06231>
- Fink, J. (2020). Surfactants. In *Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology* (pp. 147–156). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822071-9.00017-7>
- Fogang, L. T., Sultan, A. S., & Kamal, M. S. (2018). Understanding viscosity reduction of a long-tail sulfobetaine viscoelastic surfactant by organic compounds. *RSC Advances*, 8(8), 4455–4463. <https://doi.org/10.1039/c7ra12538k>
- Fuangswasdi, A., Charoensaeng, A., Sabatini, D. A., Scamehorn, J. F., Acosta, E. J., Osathaphan, K., & Khaodhiar, S. (2006). Mixtures of anionic and cationic surfactants with single and twin head groups: Adsorption and precipitation studies. *Journal of Surfactants and Detergents*, 9(1), 21 – 28. <https://doi.org/10.1007/s11743-006-0370-2>
- Gandhi, H., Varade, D., & Bahadur, P. (2002). Mixed micelles of anionic and cationic surfactants in aqueous solutions. *Tenside, Surfactants, Detergents*, 39(3), 16–19.  
<https://doi.org/10.1515/tsd-2002-390305>
- Gao, C., Shi, J., & Zhao, F. (2014). Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding

- projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(1), 1–8. <https://doi.org/10.1007/s13202-013-0069-7>
- Geng, F., Yu, L., Cao, Q., Li, Z., Zheng, L., Xiao, J., Chen, H., & Cao, Z. (2009). Rheological properties of wormlike micelles formed by cetyltrimethylammonium bromide and sodium laurate. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 30(1), 92 – 99. <https://doi.org/10.1080/01932690802483452>
- González, T. (2023). *Estudio teórico y experimental de inyección de surfactantes como método de recuperación mejorada de aceite de la formación Chicontepec*. Universidad autónoma de Nuevo León.
- Guo, J. X., Zhang, S. L., Yang, Y. Q., Yu, Z. J., Li, L., Wang, Y. S., & Zhang, L. S. (2021). Temperature-resistant and salt-tolerant mixed surfactant system for EOR in the Tahe Oilfield. *Petroleum Science*, 18(2), 667–678. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00527-w>
- Hu, J., Li, A., & Memon, A. (2020). Experimental Investigation of Polymer Enhanced Oil Recovery under Different Injection Modes. *ACS Omega*, 5(48), 31069–31075. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c04138>
- Huang, J.-B., Zhu, B.-Y., Zhao, G.-X., & Zhang, Z.-Y. (1997). Vesicle Formation of a 1:1 Catanionic Surfactant Mixture in Ethanol Solution. *Langmuir*, 13(21), 5759–5761. <https://doi.org/10.1021/la961003l>
- Instruments, T. (2021). Understanding Rheology of Structured Fluids. *TA Instruments*, 1–11. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Understanding+Rheology+of+Structured+Fluids#2%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Understanding+rheology+of+structured+fluids%232>
- Jia, H., Leng, X., Hu, M., Song, Y., Wu, H., Lian, P., Liang, Y., Zhu, Y., Liu, J., & Zhou, H.

- (2017). Systematic investigation of the effects of mixed cationic/anionic surfactants on the interfacial tension of a water/model oil system and their application to enhance crude oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 529(June), 621–627. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.06.055>
- Jia, H., Lian, P., Leng, X., Han, Y., Wang, Q., Jia, K., Niu, X., Guo, M., Yan, H., & Lv, K. (2019). Mechanism studies on the application of the mixed cationic/anionic surfactant systems to enhance oil recovery. *Fuel*, 258(May), 116156. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116156>
- Kang, W., Mushi, S. J., Yang, H., Wang, P., & Hou, X. (2020). Development of smart viscoelastic surfactants and its applications in fracturing fluid: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190(June 2019), 107107. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107107>
- Küçüksönmez, E., & Servantie, J. (2020). Shear thinning and thickening in dispersions of spherical nanoparticles. *Physical Review E*, 102(1), 1–9. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.102.012604>
- Kumari, R., Kakati, A., Nagarajan, R., & Sangwai, J. S. (2019). Synergistic effect of mixed anionic and cationic surfactant systems on the interfacial tension of crude oil-water and enhanced oil recovery. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 40(7), 969–981. <https://doi.org/10.1080/01932691.2018.1489280>
- Kume, G., Gallotti, M., & Nunes, G. (2008). Review on anionic/cationic surfactant mixtures. *Journal of Surfactants and Detergents*, 11(1), 1–11. <https://doi.org/10.1007/s11743-007-1047-1>
- La Mesa, C., & Risuleo, G. (2021). Surface Activity and Efficiency of Cat-Anionic Surfactant Mixtures. *Frontiers in Chemistry*, 9(December), 1–9. <https://doi.org/10.3389/fchem.2021.790873>

- Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low salinity oil recovery - An experimental investigation. *Petrophysics*, 49(1), 28–35.
- Lam-Maldonado, M., Aranda-Jiménez, Y. G., Arvizu-Sanchez, E., Melo-Banda, J. A., Díaz-Zavala, N. P., Pérez-Sánchez, J. F., & Suarez-Dominguez, E. J. (2023). Extra heavy crude oil viscosity and surface tension behavior using a flow enhancer and water at different temperatures conditions. *Heliyon*, 9(2). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12120>
- Li, S. J., Lai, L., Mei, P., Li, Y., Cheng, L., Ren, Z. H., & Liu, Y. (2018). Equilibrium and dynamic surface properties of cationic/anionic surfactant mixtures based on bisquaternary ammonium salt. *Journal of Molecular Liquids*, 254, 248–254. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.01.057>
- Lin, I. J. (1980). Critical micelle concentration, hydrophile-lipophile balance, effective chain length and hydrophobicity index of ionic surfactants containing two long-chain alkyl groups. *Tenside Detergents*, 17(3), 119 – 123. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-0019010752&partnerID=40&md5=3ff0d0ea7b901eb853eff27984b4f77a>
- Liu, X., Liang, C., Jiang, H., Ma, C., & Jia, Y. (2025). Adsorption mechanism of asphaltenes and surfactants at oil-water interface: based on dissipative particle dynamics method. In *Journal of Dispersion Science and Technology* (Vol. 46, Issue 9, pp. 1378–1388). <https://doi.org/10.1080/01932691.2024.2327419>
- Londoño, A. (2024). *Evaluación experimental del uso de agregados sólidos como desestabilizadores de sistemas surfactante/aceite/agua derivados de procesos de inyección de surfactantes* [Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/15908>
- Lozada, A. M., Sandoval, M. I., & Mercado, R. (2025). The Rheological Enhancement of an

- Internal Olefin Sulphonate Surfactant upon Interactions with Cationic Surfactants by Micellization Changes. *Materials*, 18(6). <https://doi.org/10.3390/ma18061270>
- Majeed, T., Sjølling, T. I., & Kamal, M. S. (2020). Foam stability: The interplay between salt-, surfactant- and critical micelle concentration. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106871>
- Mannhardt, K., Schramm, L. L., & Novosad, J. J. (1993). Effect of Rock type and Brine Composition on Adsorption of Two Foam-Forming Surfactants. *SPE Advanced Technology Series*, 1(01), 212–218. <https://doi.org/10.2118/20463-PA>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
- Mei, Y., Han, Y., Wang, H., Xie, L., & Zhou, H. (2014). Electrostatic effect on synergism of wormlike micelles and hydrophobically modified polyacrylic acid. *Journal of Surfactants and Detergents*, 17(2), 323 – 330. <https://doi.org/10.1007/s11743-013-1521-x>
- Milcovich, G., Antunes, F. E., Grassi, M., & Asaro, F. (2020). Soft nanoions: A dynamic overview onto catanionic vesicles temperature-driven transition. *International Journal of Molecular Sciences*, 21(18), 1–15. <https://doi.org/10.3390/ijms21186804>
- Nakama, Y., Harusawa, F., & Murotani, I. (1990). Cloud point phenomena in mixtures of anionic and cationic surfactants in aqueous solution. *Journal of the American Oil Chemists' Society*, 67(11), 717 – 721. <https://doi.org/10.1007/BF02540478>
- Ojo, T. I., & Fadairo, A. S. (2017). Effect of jatropha bio-surfactant on residual oil during enhanced oil recovery process. *International Journal of Applied Engineering Research*, 12(20), 10036–10042.

Oluwatobiloba, D. (2021). *IONIC SURFACTANT SYSTEMS FOR EOR APPLICATIONS IN HIGH-TEMPERATURE SHALE RESERVOIRS*.

Othman, A., Alsulaimani, M., Aljawad, M. S., Sangaru, S. S., Kamal, M. S., & Mahmoud, M. (2022). The Synergetic Impact of Anionic, Cationic, and Neutral Polymers on VES Rheology at High-Temperature Environment. *Polymers*, 14(6).  
<https://doi.org/10.3390/polym14061145>

Raghavan, S. R., Fritz, G., & Kaler, E. W. (2002). Wormlike Micelles Formed by Synergistic Self-Assembly in Mixtures of Anionic and Cationic Surfactants. *Langmuir*, 18(10), 3797–3803.  
<https://doi.org/10.1021/la0115583>

Rakowska, J., Radwan, K., Porycka, B., & Prochaska, K. (2017). Experimental study on surface activity of surfactants on their ability to cleaning oil contaminations. *Journal of Cleaner Production*, 144. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.158>

Ricarte, R. G., & Shanbhag, S. (2024). A tutorial review of linear rheology for polymer chemists: basics and best practices for covalent adaptable networks. *Polymer Chemistry*, 15(9), 815–846. <https://doi.org/10.1039/d3py01367g>

Rosa, M., Rosa Infante, M., Miguel, M. da G., & Lindman, B. (2006). Spontaneous Formation of Vesicles and Dispersed Cubic and Hexagonal Particles in Amino Acid-Based Catanionic Surfactant Systems. *Langmuir*, 22(13), 5588–5596. <https://doi.org/10.1021/la053464p>

Rosen, M. J., & Kunjappu, J. T. (2012). *Surfactants and Interfacial Phenomena* (4th ed.). John Wiley & Sons. <https://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpSIPE0001/surfactants-interfacial/surfactants-interfacial>

Schubert, B. A., Kaler, E. W., & Wagner, N. J. (2003). The microstructure and rheology of mixed cationic/anionic wormlike micelles. *Langmuir*, 19(10), 4079–4089.

<https://doi.org/10.1021/la020821c>

Sharker, K. K., Yusa, S. ichi, & Phan, C. M. (2019). Micellar formation of cationic surfactants.

*Heliyon*, 5(9), e02425. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02425>

Sheng, J. J. (2011). Surfactant Flooding. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery* (pp. 239–

335). <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-745-0.00007-3>

Shrestha, R. G., Shrestha, L. K., & Aramaki, K. (2009). Rheology of wormlike micelles in aqueous

systems of a mixed amino acid-based anionic surfactant and cationic surfactant. *Colloid and*

*Polymer Science*, 287(11), 1305–1315. <https://doi.org/10.1007/s00396-009-2097-x>

Simões, A., Miranda, M., Cardoso, C., Veiga, F., & Vitorino, C. (2020). Rheology by design: A

regulatory tutorial for analytical method validation. *Pharmaceutics*, 12(9), 1–27.

<https://doi.org/10.3390/pharmaceutics12090820>

Smith, O. E. P., Waters, L. J., Small, W., & Mellor, S. (2022). CMC determination using

isothermal titration calorimetry for five industrially significant non-ionic surfactants. *Colloids*

*and Surfaces B: Biointerfaces*, 211(November 2021), 112320.

<https://doi.org/10.1016/j.colsurfb.2022.112320>

Suárez, A., & Ruiz, J. (2022). *Estudio del efecto de sales hidrotrópicas sobre el comportamiento*

*reológico de surfactantes aniónicos usados en recobro mejorado de petróleo.*

Wang, C., Fang, H., Gong, Q., Xu, Z., Liu, Z., Zhang, L., Zhang, L., & Zhao, S. (2016). Roles of

Catanionic Surfactant Mixtures on the Stability of Foams in the Presence of Oil. *Energy and*

*Fuels*, 30(8), 6355–6364. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01112>

Wang, J., & Dong, M. (2009). Optimum effective viscosity of polymer solution for improving

heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67(3–4), 155–158.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.05.007>

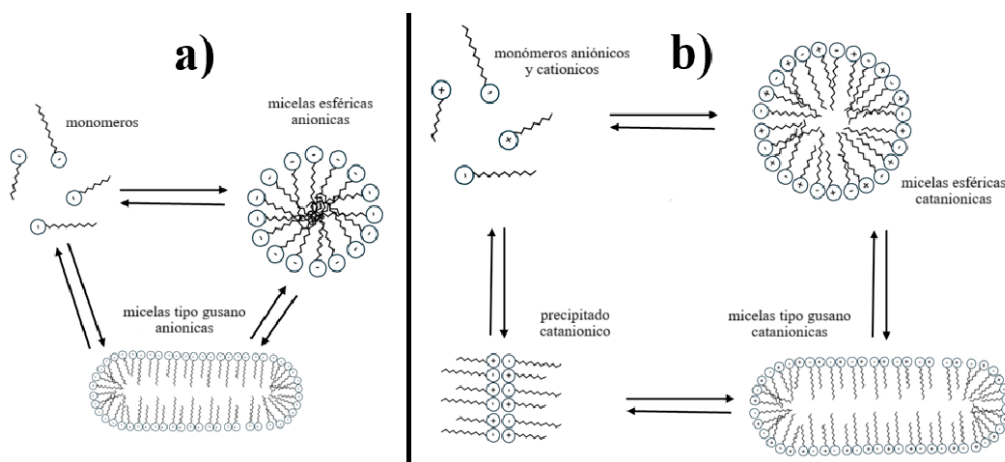
- Wang, J., Wan, X., Ren, J., Zhu, G., Xu, W., & Hu, Y. (2025). Chemical incompatibility between formation and injection water: implications for oil recovery in porous media. *Frontiers in Chemistry*, *13*(June), 1–13. <https://doi.org/10.3389/fchem.2025.1621714>
- Wang, R., & Hou, B. (2022). Laboratory optimization of surfactant imbibition in high temperature and high salinity fractured reservoir. *Journal of Dispersion Science and Technology*, *43*(13), 1919–1926. <https://doi.org/10.1080/01932691.2021.1883055>
- Whitcomb, K. (2022). Determining the Linear Viscoelastic Region in Oscillatory Measurements. *TA Instruments*, RH107.
- Wiertel-Pochopien, A., Batys, P., Zawala, J., & Kowalczyk, P. B. (2021). Synergistic Effect of Binary Surfactant Mixtures in Two-Phase and Three-Phase Systems. *Journal of Physical Chemistry B*, *125*(15), 3855–3866. <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.1c00664>
- Yang, J., & Pal, R. (2020). Investigation of surfactant-polymer interactions using rheology and surface tension measurements. *Polymers*, *12*(10), 1–20. <https://doi.org/10.3390/polym12102302>
- Yin, H., Lin, Y., Huang, J., & Ye, J. (2007). Temperature-induced vesicle aggregation in cationic surfactant systems: The effects of the headgroup and counterion. *Langmuir*, *23*(8), 4225–4230. <https://doi.org/10.1021/la063221c>
- Yousefrouz, A., Shabani, M. H., Jafari, A., Fakhroueian, Z., & Manteghian, M. (2025). Interfacial tension reduction and viscosity control by chemically grafted polymeric surfactant for enhanced oil recovery. *Scientific Reports*, *15*(1), 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-94997-w>
- Zarei Ghobadlou, M., Asadzadeh, N., & Ahmadlouydarab, M. (2024). Impact of cationic surfactant-coated hydrophilic nanoparticles on polymeric solution performance in chemical

- enhanced oil recovery (CEOR) from a two-dimensional porous medium. *Chemical Engineering Research and Design*, 204(February), 427–437.  
<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2024.03.003>
- Zhang, U., Xing, Y., Xia, Y., Guo, F., Ding, S., Tan, J., Che, T., Meng, F., & Gui, X. (2020). Synergistic Adsorption Mechanism of Anionic and Cationic Surfactant Mixtures on Low-rank Coal Flotation. *ACS Omega*, 5(32), 20630–20637.  
<https://doi.org/10.1021/acsomega.0c02948>
- Zhao, G. X., & Xiao, J. X. (1996). Aqueous Two-Phase Systems of the Aqueous Mixtures of Cationic–Anionic Surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*, 177(2), 513–518.  
<https://doi.org/10.1006/JCIS.1996.0065>
- Zheng, C., Wang, Z., Zhang, X., Wang, Y., & Zhang, L. (2024). Effect of salt ions (Na<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup> and Mg<sup>2+</sup>) and EOR anionic and nonionic surfactants on the dispersion stability of cellulose nanocrystals. *International Journal of Biological Macromolecules*, 282.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2024.136761>
- Zhou, L., Li, S., Wang, K., & Yan, Y. (2024). Molecular insight into interfacial tension modulated by mixed cationic and anionic surfactants. *Petroleum Science and Technology*, 42(6), 672–688. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2134892>

## Apéndices

### Apéndice A

*Representación de la formación de micelas tipo gusano y sus respectivos cambios a) formación de micelas aniónicas, b) formación de micelas catiónicas.*

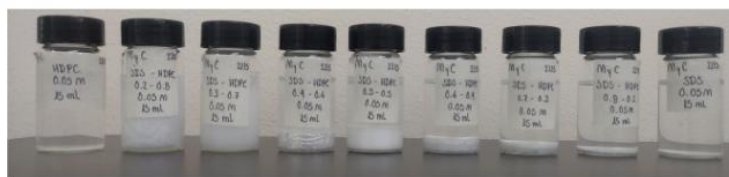


Nota: modificado por los autores. Adaptado de: (Lozada et al., 2025)

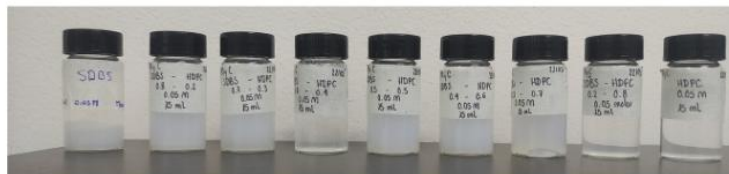
### Apéndice B

*Evidencias fotográficas de las formulaciones catiónicas preparadas.*

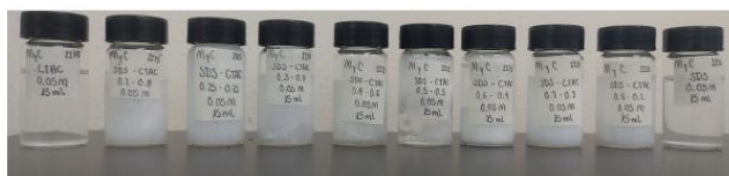
### Formulaciones Catiónicas SDS-HDPC



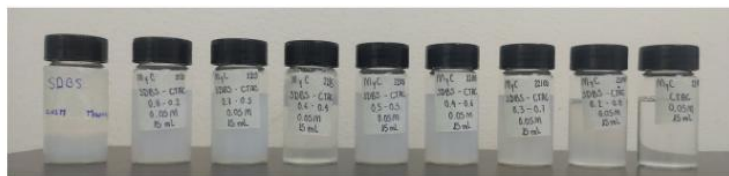
### Formulaciones Catiónicas SDBS-HDPC



### Formulaciones Catiónicas SDS-CTAC



### Formulaciones Catiónicas SDBS-CTAC



## Apéndice C

*Ilustración del día 1 para el sistema crudo/arena/formulaciones. a) Salmuera. b) sistema crudo/arena/formulación SDS-CTAC. c) sistema crudo/arena/formulación SDS-HDPC. d) sistema crudo/arena/formulación SDBS-CTAC. e) sistema crudo/arena/formulación SDBS-HDPC.*

