

ACIPET

Desarrollo de nanofluidos “verdes” basados en la interacción Bio-surfactante/agua salada/etanol/nanopartículas para procesos EOR

Lady J. Giraldo (UNALMED), Dahiana Galeano-Caro (UNALMED), Carlos A. Franco (ECOPETROL), Jesús Archila (ECOPETROL), Fabio Villamil (ECOPETROL), Farid B. Cortés (UNALMED) and Camilo A. Franco (UNALMED).

Categoría: Marque con una “X”

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Abstract

En los últimos años, la inyección de surfactantes como técnica de recobro mejorado (EOR) ha recibido una atención significativa debido a varios desafíos que hacen que la operación sea económica, técnica, ambiental o crítica. En este sentido, el objetivo principal de este trabajo es desarrollar un novedoso nanofluido verde a partir de *Sapindus Saponaria* para su aplicación en procesos EOR, basado en las interacciones biosurfactante/etanol/nanopartículas/salmuera. El estudio se llevó a cabo a través de una metodología de sintonización, que se centró en la reducción de IFT, la disminución de la adsorción y la alteración de la humectabilidad en medios porosos como los principales mecanismos de interacción de las nanopartículas. El biosurfactante se sintetizó a partir de jaboncillo "*Sapindus Saponaria*" por el método de extracción alcohólica. El extracto se caracterizó por espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), análisis termogravimétrico (TGA) y pruebas de tensión interfacial para estimar la CMC. Se utilizaron tres tipos de nanopartículas a base de sílice y se caracterizaron mediante análisis FTIR, TGA y DLS. Se evaluaron dos muestras comerciales de nanopartículas y una tercera se sintetizó a partir de cáscara de arroz como una alternativa ecológica. El rendimiento de los sistemas ajustados se evaluó a través del número capilar y sus variables relacionadas, como IFT, cambios de humectabilidad, proceso de adsorción y pruebas de desplazamiento. Los resultados obtenidos presentan una gran perspectiva, con una disminución de la IFT de hasta el 83% del sistema sintonizado (Biosurfactante-Etanol-Agua- Salmuera) con la adición de solo 100 mg L⁻¹ de nanopartículas respecto al sistema sin nanopartículas, alcanzando valores de 1.56×10⁻¹ mN m⁻¹. En la prueba de desplazamiento se obtuvo un proceso de recobro optimizado con incrementos de hasta un 13% de crudo adicional. Este trabajo presenta una excelente oportunidad para la implementación de nanotecnología en sinergia con alternativas verdes para mejorar las técnicas convencionales con un valor agregado para desarrollar surfactantes y nanopartículas a partir de fuentes naturales.

Introducción

Los procesos EOR han sido estudiados e implementados a nivel mundial, ya que permiten aumentar las reservas de los yacimientos y sostener la demanda actual de hidrocarburos [1]. Las tecnologías más utilizadas son la inyección de gas [2], vapor [3] y químicos [4], que conducen a una mejor movilidad del crudo, restaurando la presión y reduciendo la saturación de petróleo residual en el yacimiento [5, 6]. Uno de los procesos más utilizados en la industria petrolera es la inyección de surfactantes como mecanismo de recuperación debido a las propiedades anfífilas de dichas sustancias [7-9]. De acuerdo a su naturaleza química [10-15], pueden ubicarse en la interfaz de crudo/salmuera, lo que permite reducciones en las mediciones de tensión interfacial para mejorar el barrido crudo [16].

Los surfactantes se pueden clasificar en aniónicos, catiónicos, anfóteros o no iónicos. [17, 18]. Cada uno de ellos tiene un poder de disociación diferente en presencia de un electrolito [19]. Estos compuestos anfífilos se pueden sintetizar a partir de diferentes fuentes, ya sean sintéticas o biológicas [20, 21]. Actualmente, debido a la preocupación de la industria petrolera por reducir el impacto ambiental generado por sus actividades y posiblemente reducir los costos asociados a los procesos de inyección de químicos [22-24], ha apostado por el estudio y evaluación de biosurfactantes como alternativa rentable y respetuosa con el medio ambiente para obtener incrementos en el factor de recobro y garantizar la sostenibilidad del proceso [21, 25].

En este sentido, diferentes estudios se han centrado en utilizar fuentes vegetales con alto contenido en saponinas para la extracción de tensioactivos [26]. Esto se debe a que la fuente primaria de estos compuestos son los residuos agroindustriales, por lo que su extracción es económica y ecológica [27, 28].

Múltiples autores han probado la eficacia de los biosurfactantes en sinergia con diferentes tipos de nanopartículas como método EOR [29-32].

Estos estudios han demostrado la capacidad de los biosurfactantes para aumentar el recobro a través de una disminución de la tensión interfacial que da como resultado un aumento en la movilidad del petróleo crudo. Sin embargo, para lograr tensiones menores a $1 \times 10^{-1} \text{ mN}\cdot\text{m}^{-1}$ se han utilizado sistemas con altas concentraciones de surfactante y nanopartículas, posiblemente generando daño de formación debido a una gran concentración de micelas y nanomateriales que pueden obstruir los canales de flujo en el medio poroso [33].

Según la literatura especializada, la mezcla de dos o más surfactantes es fundamental para lograr bajas tensiones interfaciales [34, 35]. Además, según la teoría de la desviación hidrofílica-lipófila (HLD), que relaciona la afinidad del surfactante por la fase acuosa y oleosa, la adición de un disolvente de tipo alcohólico puede generar sistemas con menor tensión interfacial a bajas concentraciones. [16, 36, 37]. De esta forma, la mezcla de tensioactivos promete ser una opción altamente viable para reducir la tensión interfacial en sistemas crudo/salmuera.

Por lo tanto, el objetivo principal de este trabajo es diseñar un bio-nanofluido para reducir la tensión interfacial por debajo de $1 \times 10^{-1} \text{ mN}\cdot\text{m}^{-1}$, para ser aplicado de manera eficiente en procesos CEOR a bajas concentraciones de surfactante y nanopartículas, con un valor agregado por la inclusión de compuestos activos de fuentes naturales mezclados con nanomateriales [38]. Se espera que este trabajo genere un escenario prometedor para la síntesis de biosurfactantes potenciados con nanopartículas para procesos EOR eficientes, rentables y respetuosos con el medio ambiente.

Materiales y métodos

Materiales. Se recolectaron muestras de cáscara de Sapindus Saponaria de árboles colombianos ubicados en Antioquia (Colombia). Los solventes alcohólicos como el etanol (99% de pureza) se obtuvieron de Merck KGaA (Darmstadt, Alemania) para la extracción y síntesis de surfactantes naturales. El surfactante aniónico comercial SB (densidad de $0.98 \text{ g}\cdot\text{mL}^{-1}$, CMC de $300 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ y HLB de 11) fue seleccionado a partir de estudios previos [41]. Ecopetrol S.A proporcionó el bioetanol utilizado en la mezcla de surfactantes. Este se obtuvo a partir del bagazo de la caña de azúcar y de los residuos industriales de la producción de aceite de palma africana como una alternativa ecológica que no compite con la seguridad alimentaria y genera valor agregado a los residuos agroindustriales. Para los experimentos se emplearon tres tipos de nanopartículas, nanopartículas a base de sílice compradas a Sigma-Aldrich (MO, EE. UU.) denominadas SiO₂-C1, y otras proporcionadas por Petroraza S.A.S (Medellín, Colombia) SiO₂-C2. Finalmente, la síntesis de las nanopartículas a base de sílice sintetizadas a partir de cáscaras de arroz como una alternativa ecológica denominadas SiO₂-HR se detalla en estudios anteriores [39]. Cloruro de sodio - NaCl (PubChem, EE. UU.), Cloruro de potasio - KCl (PubChem, EE. UU.), Cloruro de calcio dihidrato - CaCl₂·2H₂O (Sigma-Aldrich, EE. UU.), Cloruro de magnesio dihidrato - MgCl₂·2H₂O (Sigma-Aldrich, EE. UU.) y Cloruro de Bario Dihidrato – BaCl₂·2H₂O (Sigma-Aldrich, EE. UU.) se utilizó para la salmuera sintética en dosis de $5.72 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$, $7.41 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$, $1.35 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$, $0.38 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$, y $0.09 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$ respectivamente para asemejar la composición de una salmuera de inyección de un campo colombiano. La caracterización fundamental de la salmuera preparada muestra una conductividad de 24.33 mS cm^{-1} , pH de 8.04, viscosidad a 1.058 cP y densidad de 1.011 g cm^{-3} . Para las mediciones de la tensión interfacial (IFT) y de ángulo de contacto se empleó un crudo colombiano intermedio de 21°API con contenidos de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA) en fracciones de masa de 28,2, 14,4, 52,7 y 4,7%.

Métodos

Extracción de AGC. El componente activo (AGC) del bionanofluido se extrajo de Sapindus Saponaria debido al alto contenido de saponinas (que tienen propiedades específicas de comportamiento anfifílico)[40]. El extracto de saponina se basó en la extracción alcohólica soxhlet para aislar compuestos activos [41-43]. El extracto se caracterizó a través de FTIR, TGA, CMC y HLB.

El valor de HLB se calculó con base en la Ecuación 1, donde ($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$) es la medida IFT entre la solución acuosa con surfactante y tolueno.

$$HLB = \frac{-(\sigma-45.7)}{2.36} \dots\dots\dots \text{Ecuación (1)}$$

Caracterización de nanopartículas. Las nanopartículas se caracterizaron por espectroscopia infrarroja transformada de Fourier (FTIR) acoplada a un espectrómetro infrarrojo IRAffinity 1S (Shimadzu Corporation, Japón) para identificación de composición química, el análisis termogravimétrico por TGA (Q50, Instruments) para identificación de estabilidad térmica y dispersión dinámica de luz (DLS) utilizando un nanoplus-3 (Micrometrics, Estados Unidos) para el tamaño de partícula.

Diseño del bio-nanofluido. De acuerdo con la literatura especializada, se emplean mezclas de surfactantes y co-surfactantes para obtener valores más bajos de IFT (correspondientes a HLD cercanos a cero) y estabilidad termodinámica en el sistema [16, 36, 37, 44]. Así, para la mejora del rendimiento del biofluido se incluye una mezcla de bioetanol y el tensioactivo comercial SB [45] al componente AGC para reducir la tensión interfacial. Luego, el sistema se optimizó con la inclusión de nanopartículas a base de sílice para formar el bionanofluido. La tensión interfacial fue seleccionada como la propiedad objetivo debido a su importancia en los procesos químicos de recobro y su correlación con el número capilar.

Así, la ruta de trabajo muestra la evaluación de tres efectos principales: 1) Efecto de la inclusión de bioetanol: como variables de ajuste se evaluaron relaciones de 20:80, 50:50 y 80:20 AGC:bioetanol. Posteriormente se evaluó el sistema óptimo AGC/bioetanol a concentraciones de 50, 100, 300, 500, 1000, 2000 y 3000 mg L⁻¹ en el fluido de inyección (Salmuera). 2) Efecto de la inclusión de nanopartículas a base de sílice: Con la concentración fija del sistema AGC:bioetanol en el fluido de inyección, la capacidad de las nanopartículas a base de sílice (SiO₂-C1, SiO₂-C2 y SiO₂-HR) para reducir IFT. Para ello se evaluaron concentraciones de 100, 300, 500 y 1000 mg L⁻¹, y 3) Efecto de inclusión de SB: teniendo fija la concentración de nanopartículas a utilizar, se determina el efecto del surfactante comercial sobre la IFT bajo Relaciones SB/AGC:bioetanol de 33/67, 42/58, 50/50 y 28/42 % v v⁻¹.

Las mediciones de IFT se realizaron a través de dos métodos determinados por los rangos de IFT. Para valores de IFT superiores a 1,0 mN m⁻¹, se utilizó el método del anillo de Du-Nouy (Kruss, Alemania)[46, 47]. Para valores por debajo de 1,0 mN m⁻¹ se utilizó un tensiómetro de gota giratoria M6500 (Grace Instruments, Estados Unidos) [48]. En este método, se agrega una gota de crudo a la solución acuosa dispuesta en un capilar. Los valores de tensión interfacial se calculan mediante la ecuación de Vonnegut (Ecuación 2)[49, 50]:

$$\sigma = 1.44 e - 7 * \Delta\rho * D^3 * \theta_r^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación (2)}$$

donde, σ es la IFT (mN·m⁻¹), $\Delta\rho$ diferencia de densidad, θ_r (rpm) es la velocidad angular, D (mm) es el diámetro de la gota.

Adsorción. La concentración de surfactante se seleccionó de acuerdo con los resultados óptimos de la sección de sintonización anterior. Inicialmente se sintonizó la solución acuosa, y luego se incluyen nanopartículas. Cada sistema se agitó a 200 rpm durante 24 h para asegurar una adecuada dispersión e interacción [51, 52]. La capacidad de adsorción se determinó por el método termogravimétrico utilizando un analizador TGA (Q50, TA Instruments Inc., New Castle, EE. UU.), basado en la cuantificación de la descomposición másica asociada a la cantidad adsorbida respecto del adsorbente sin adsorbato. [51, 53]. La estimación de la cantidad de biofluido adsorbido en la superficie de las nanopartículas del horno se estimó mediante la Ecuación 3.

$$N = \frac{(C_i - C_E)}{M} \dots\dots\dots \text{Ecuación (3)}$$

Número capilar. El número capilar está relacionado con propiedades como IFT, condición de humectabilidad del medio poroso, velocidad de flujo y fuerzas viscosas, tal como se describe en la Ecuación 4[54]:

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma_e \cos \theta} \dots\dots\dots \text{Ecuación (4)}$$

donde, μ (Pa·s) es la viscosidad, v (m·s⁻¹) es la velocidad, σ_e (N·m⁻¹) la tensión interfacial efectiva después de la adsorción del bio-nanofluido en la roca y las nanopartículas, y θ el ángulo de contacto [55]. Las mediciones de humectabilidad se realizaron a través de la medición del ángulo de contacto para evaluar las preferencias de afinidad entre la roca y los fluidos. Para aproximarse a la condición del yacimiento se indujo la mojabilidad al crudo mediante el proceso de añejamiento en muestras de afloramientos siguiendo la metodología de trabajos anteriores [56]. Luego, durante el proceso de añejamiento, los afloramientos se sumergieron en la respectiva solución acuosa para evaluar la presencia y ausencia de nanopartículas durante 48 h, posteriormente se secaron a 100 °C durante 12 h. El ángulo de contacto de cada muestra se midió utilizando un tensiómetro óptico theta (Biolin Scientific, Suecia) equipado con una cámara de alta definición para el sistema agua/aire/roca a la temperatura del yacimiento.

Coreflooding Test. Se usaron dos muestras para el sistema de biofluido sintonizado como una línea de base y el sistema con nanopartículas. Las propiedades se detallan en la Tabla 1. Inicialmente, las propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad efectiva al agua y al aceite se estimaron con etapas de saturación de agua y aceite de los medios porosos dentro de la línea base (inyección de agua como recuperación secundaria) [45]. Luego, se continúa con la inyección de tratamiento con 1 PV del biofluido o bionanofluido. Finalmente, se inyectaron 10 PV de salmuera para determinar el factor de recobro final. La Figura 1 presenta el equipo usado para las pruebas. Además, para asegurar la inyectividad de los fluidos, se registró el perfil de caída de presión durante toda la prueba.

Table 1. Propiedades de los medios porosos utilizados para el escenario óptimo de inyección de biofluidos (Core 1) y bio-nanofluidos (Core 2).

Propiedad	Core 1	Core 2
Longitud(cm)	7.3	7.5
Diámetro (cm)	3.8	4.0
Porosidad (%)	12	13
Permeabilidad efectiva (mD)	148,9	154,7
Mineralogía	50% Ottawa sand – 50% reservoir core cuts	

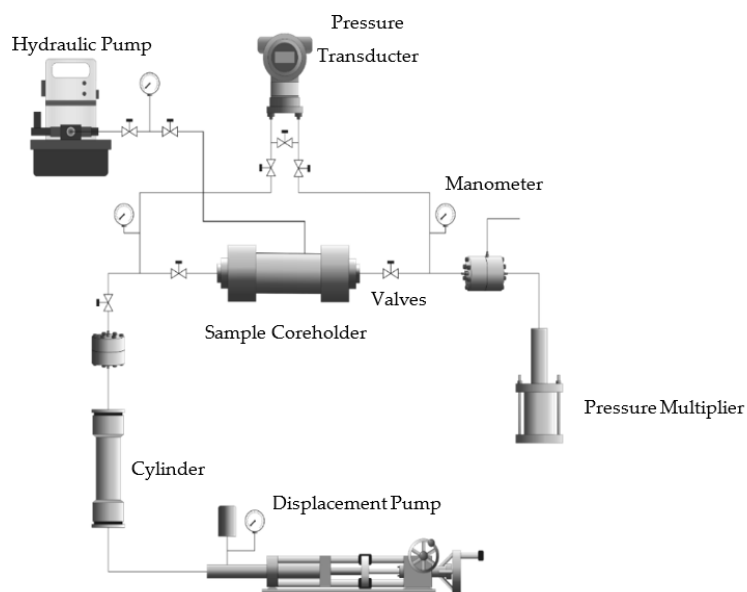


Figura 3. Equipo usado para las pruebas dinámicas

Discusión y resultados

Caracterización

La Figura 2 muestra los espectros FTIR de la muestra de AGC y el extracto de saponina pura. Las bandas que van de 3525 a 3281 cm⁻¹ están relacionadas con la vibración de estiramiento de los grupos hidroxilo de la cadena de oligosacáridos de la saponina [11, 57]. Los picos observados pertenecían a –OH y –COOH estaban relacionados con la estructura de la glucosa y el derivado del ácido carboxílico [11, 57]. La banda de 1384 cm⁻¹ muestra enlaces -OH. La absorbancia C=C se observó a 1613 cm⁻¹, y por lo tanto, la absorbancia del enlace oligosacárido C-O-C se presentó a 1030 cm⁻¹ glucósido líder conectado a las saponinas [58]. Estos resultados confirman que la extracción del AGC por extracción alcohólica fue exitosa. Además, las bandas reconocidas en este análisis aseguran la acción del surfactante en la interfase crudo/salmuera debido a la presencia de compuestos hidrofílicos y oleofílicos. [59, 60].

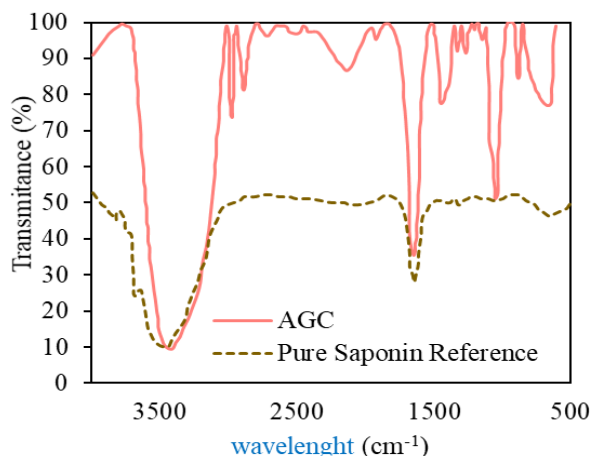


Figura 2. Espectros FTIR de AGC extraído en comparación con una referencia de la literatura de saponina pura [61].

Por otro lado, en la Figura 5 se presenta el análisis termogravimétrico (TGA) en una atmósfera de aire a una tasa de calentamiento de 30 °C/min, el cual muestra una pérdida de peso inicial entre 30 °C a 200 °C de hasta un 20% con desviaciones en la medición < 3%. Sin embargo, considerando una temperatura de yacimiento de 47 °C, se observa estabilidad térmica con una pérdida de < 3% en el peso del extracto. Por lo tanto, el extracto de AGC es térmicamente estable para la inyección en las condiciones de interés del yacimiento.

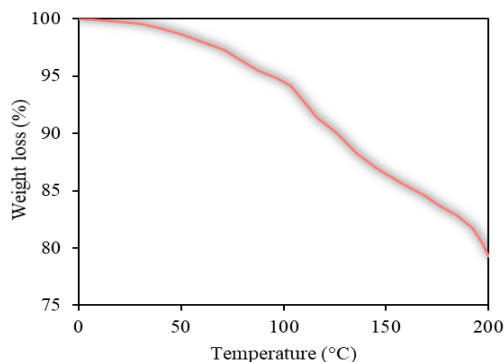


Figura 3. TGA del AGC.

La Figura 4 muestra las curvas de tensión interfacial en función de la concentración de AGC en una solución acuosa. Las concentraciones utilizadas son de 50-3000 mg L⁻¹ para asegurar la concentración micelar crítica. El valor de CMC (alrededor de 770 mg L⁻¹) concuerda con la literatura reportada con algunas diferencias en la salinidad [62]. Además, el parámetro HLB se calculó en aproximadamente 15,1 unidades, que confieren un carácter hidrofílico. [63].

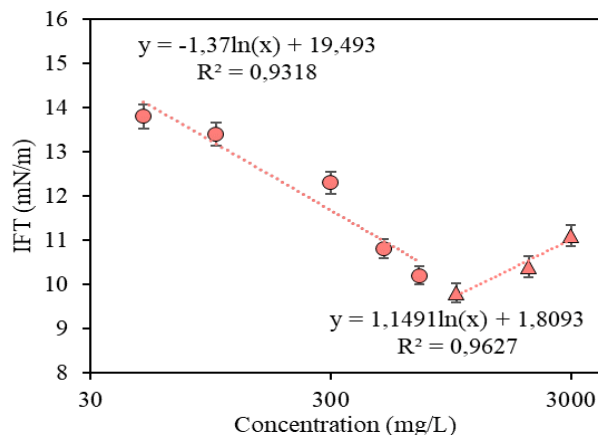


Figura 4. Tensión interfacial (σ) para la determinación de la concentración micelar crítica (CMC) a diferentes concentraciones de AGC. Medidas realizadas a 25°C.

La Figura 5 muestra los espectros FTIR para nanopartículas utilizadas para el ajuste del sistema de bionanofluidos. Tal como se describió en la sección de metodología, se emplearon tres tipos de nanopartículas. Las nanopartículas de SiO₂-HR se desarrollaron con una síntesis interna a partir de cáscara de arroz que muestra un gran potencial para utilizar recursos de desecho [64]. La Figura 5 muestra una tendencia similar del espectro con picos que representan óxidos de sílice, mostrando grupos silano y silanol típicos [39, 65].

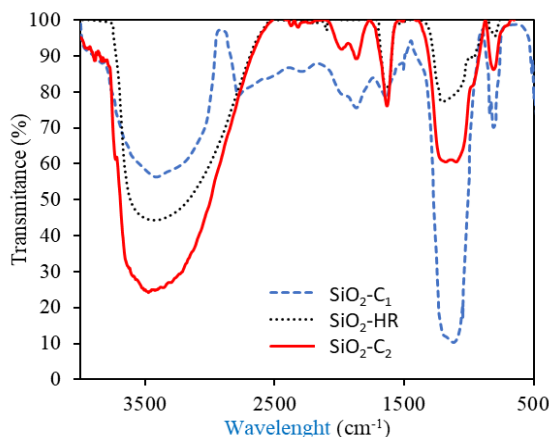


Figura 5. Espectros FTIR de las nanopartículas empleadas.

En la Figura 6 se presentan las curvas de pérdida de masa de las nanopartícula sintetizadas, donde se observa alta estabilidad con pérdidas menores al 8%. Finalmente, se realizó el análisis de dispersión de luz dinámica de las diferentes nanopartículas, asegurando el tamaño nanométrico. Por lo tanto, los resultados muestran el tamaño de 9,5 nm, 10,0 nm y 11,5 nm para las nanopartículas SiO₂-C1, SiO₂-HR y SiO₂-C2, respectivamente. Dichos resultados muestran que los nanomateriales evaluados son de tamaño nanométrico (1-100 nm). Se pueden inyectar en el reservorio sin generar daños asociados a la obstrucción de las gargantas de los poros [66-68].

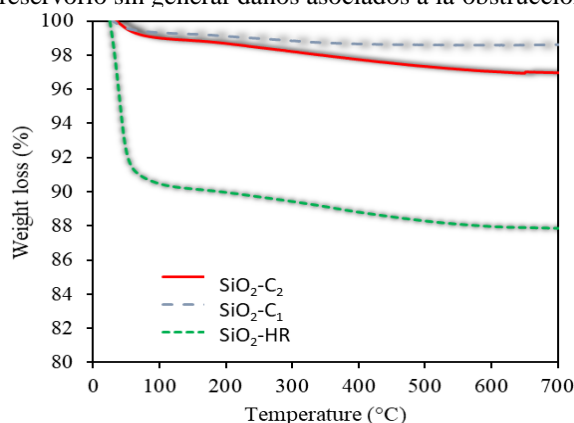


Figura 6. Análisis TGA de las nanopartículas usadas.

Efecto del bioetanol

La Figura 7a muestra la tensión interfacial para diferentes relaciones AGC:bioetanol para evaluar el efecto de la inclusión de este codisolvente. La concentración del sistema AGC:bioetanol se fijó en 1000 mg L⁻¹ con fines comparativos. Esta concentración fue seleccionada considerando que en la inyección de surfactantes como los métodos EOR, debe realizarse por encima de la CMC (~770 mg L⁻¹) [69]. Se observa que bajo una relación AGC:bioetanol de 80:20, el rendimiento de la solución biofluida mejora, mostrando una reducción del 6% en el IFT. Esto proporcionaría una mayor rentabilidad al reducir la cantidad de AGC necesaria para obtener una reducción significativa en la tensión interfacial [70, 71]. La figura 7b muestra la relación entre la concentración de AGC:bioetanol (80:20) en la salmuera y la tensión interfacial. La tensión interfacial fue de 12.7, 12.3, 11.7, 9.2, 9.5 y 9.8 mN m⁻¹ para las concentraciones de 50, 100, 300, 1000, 2000 y 3000 mg L⁻¹, respectivamente. Lo que corresponde a reducciones de 56.9, 58.3, 60.33, 68.8, 67.7 y 66.8%, respectivamente, respecto al sistema base (29.5 mg L⁻¹). Así, dosis inferiores y superiores a 1000 mg L⁻¹)

umentan la tensión interfacial. Por ello, la concentración de 1000 mg L⁻¹ de AGC:bioetanol se fija en una relación de 80:20 en la salmuera para los siguientes ensayos.

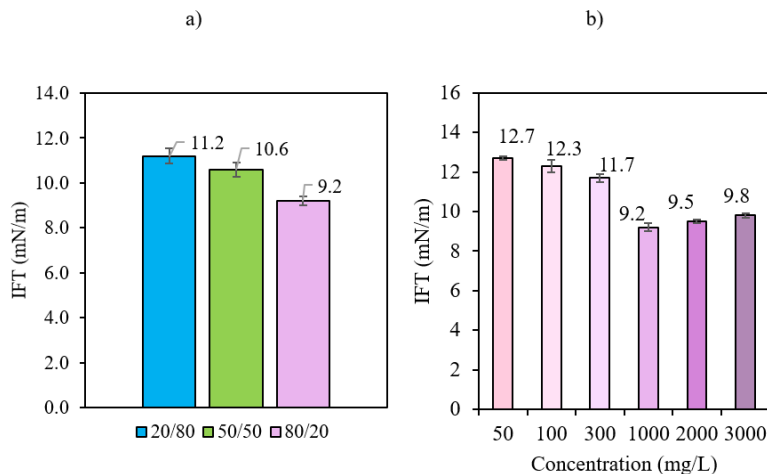


Figura 7. a) Tensión interfacial para relaciones de 20:80, 50:50 y 80:20 AGC:bioetanol a una concentración fija de AGC de 1000 mg L⁻¹. b) Tensión interfacial para concentraciones de 50, 100, 300, 1000, 2000 y 3000 mg L⁻¹ de AGC en salmuera en relación 80:20 AGC:solución de bioetanol.

Efecto de nanopartículas

La Figura 10 resume los datos obtenidos a partir de la inclusión de los nanomateriales. Para el sistema AGC:bioetanol sintonizado, se agregaron concentraciones de 100, 300, 500 y 1000 mg L⁻¹ de las nanopartículas y se evaluó la reducción de la tensión interfacial. Se observa una mayor tensión interfacial al aumentar la concentración de nanopartículas a base de sílice utilizadas para los casos considerados. Este comportamiento se debe a la alta adsorción del sistema AGC:bioetanol en las nanopartículas, lo que evita que el surfactante se ubique en la interfase crudo/salmuera. [72, 73].

Sin embargo, para una concentración baja de 100 mg L⁻¹ se obtiene una reducción de 80.2, 80.7 y 81.7% para las nanopartículas SiO₂-C1, SiO₂-C2 y SiO₂-HR, respectivamente, respecto al sistema en ausencia de nanopartículas. Esto sugiere la capacidad de los nanomateriales evaluados para reducir la tensión entre el crudo y la salmuera. Esto podría deberse a que las micelas del tensioactivo se adsorben uniformemente en las nanopartículas, lo que permite una distribución eficiente del biofluido en la interfaz crudo/salmuera mediante interacciones electrostáticas.

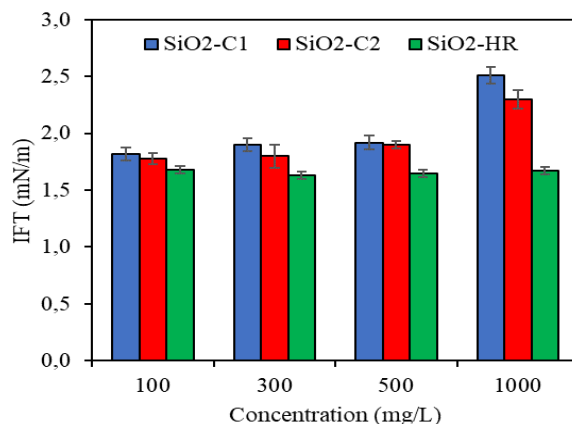


Figura 8. Mediciones de tensión interfacial para el AGC:bioetanol (80:20) y dosificaciones de 100, 300, 500 y 1000 mgL⁻¹ de nanopartículas a base de sílice de Sigma-Aldrich (SiO₂-C1), nanopartículas a base de sílice a partir de cascarilla de arroz (SiO₂-HR) y nanopartículas comerciales a base de sílice (SiO₂-C2).

Efecto de surfactante SB

Los resultados de las secciones anteriores mostraron que la interacción AGC: bioetanol/nanopartículas basadas en sílice genera reducciones sustanciales en las mediciones de tensión interfacial, lo que es prometedor para su implementación en procesos EOR. No obstante, es necesario obtener tensiones por debajo de 1×10^{-1} mg L⁻¹ (Figura 9). Por ello, se incluye el tensioactivo comercial (SB) y, de esta forma, favorece una sinergia entre tensioactivos de diferente naturaleza a través de una mezcla de tensioactivos [35].

Se observa que solo la inclusión del surfactante comercial SB reduce la tensión interfacial del sistema en ausencia de nanopartículas de 9.2 mg L⁻¹ a 0.369 mg L⁻¹ para una relación 1:1 (SB/AGC:bio -etanol). Mientras que, en presencia de las nanopartículas de SiO₂-HR a 100 mg L⁻¹, se obtiene una reducción del 90,47%, pasando de 1,68 mg L⁻¹ a 0,16 mg L⁻¹. Esta reducción adicional se debe a que la presencia de un tensioactivo aniónico (SB) mejora las interacciones dipolo-dipolo entre las nanopartículas y el biofluido. Por lo tanto, la entrega inteligente del surfactante en la interfase crudo/salmuera es más eficiente [74].

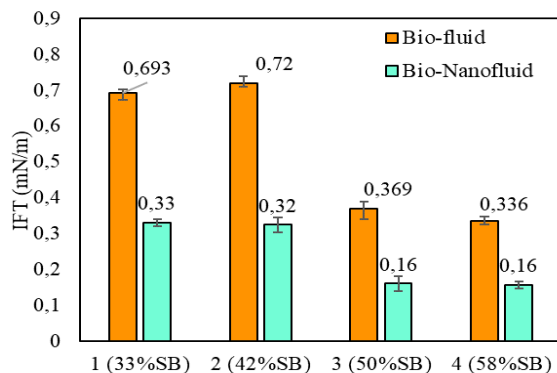


Figure 9. Medidas IFT en presencia del surfactante SB.

Adsorción

Como factor crucial en los procesos de EOR, el proceso de adsorción proporciona información valiosa relacionada con la interacción del sistema entre los medios porosos, los productos químicos tensioactivos e incluso las nanopartículas. En el proceso tradicional de inundación con surfactante, el proceso de adsorción en la superficie de la roca puede tener un valor significativo que conduce a la reducción de las moléculas de surfactante para la interacción de la interfaz agua/petróleo crudo. Así, para el entendimiento de la interacción sobre el bionanofluido sintonizado, se desarrollaron isothermas de adsorción sobre areniscas por método termogravimétrico con arena de Ottawa como adsorbente y el bionanofluido como adsorbato en dosis de 100, 500 y 1000 mg L⁻¹. La Figura 12a muestra la tendencia de la isoterma en arena siguiendo la forma tipo I según la clasificación IUPAC, que puede estar asociada a la formación de micelas (CMC = 770 mg·L⁻¹) gracias a la capacidad de solvatación de los iones disueltos en la salmuera sintética, limitando la adsorción en la superficie de la roca está relacionada con moléculas individuales libres en el fluido en lugar de agregados de surfactante. Sin embargo, se observa que estos valores están entre 3259-3770.86 μg g⁻¹, lo que indica que la nanopartícula de SiO₂-HR está adsorbiendo el surfactante, evitando que sea adsorbido en el medio poroso, como se muestra en la Figura 12b. Los resultados concuerdan con estudios previos sobre la adsorción de tensioactivos en la arena.

Tanto para la adsorción sobre la roca como para la adsorción sobre las nanopartículas de SiO₂-HR, se observó una disminución de la adsorción del bio-nanofluido con el aumento de la temperatura. Este comportamiento se debe a que las moléculas de adsorbato (bio-nanofluido) tendrán mayor energía a mayor temperatura, reduciendo la capacidad de interacción con el medio poroso y las nanopartículas de SiO₂-HR. Este comportamiento indica que la adsorción en la roca en condiciones de yacimiento es desfavorable, lo que favorece el proceso de recuperación mejorada al llevar efectivamente el surfactante a la interfaz de petróleo crudo/salmuera. [75, 76].

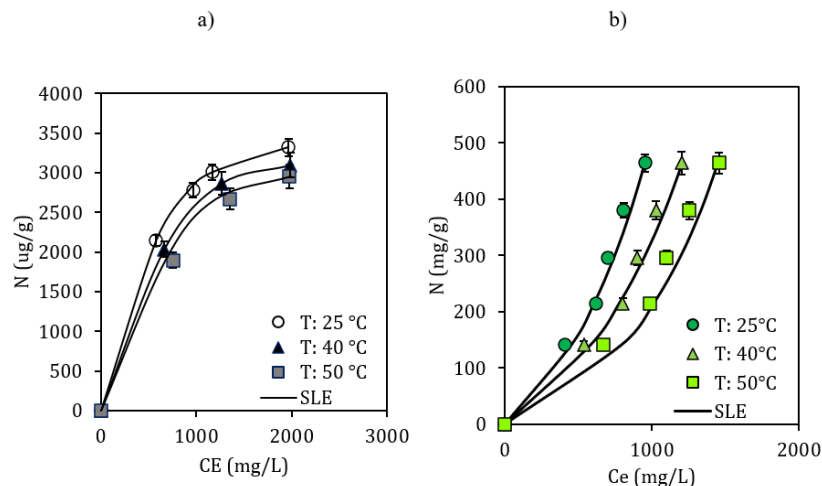


Figura 10. Isothermas de adsorción

Número capilar

Los resultados se muestran en la Figura 14. El número de capilares aumenta en la dirección de salmuera < biofluido < bio-nanofluido con valores de $7,68 \times 10^{-8}$, $1,01 \times 10^{-5}$ y $1,58 \times 10^{-5}$, respectivamente. Este comportamiento se debe a los resultados obtenidos para el sistema en presencia del bio-nanofluido en términos de tensión interfacial ($IFT < 1 \times 10^{-1}$), y humectabilidad ($< 90^\circ$) y está de acuerdo con los resultados encontrados en trabajos previos, exhibiendo un fenómeno sinérgico con mayor N_c para el sistema en presencia de los nanomateriales $\text{SiO}_2\text{-HR}$. La expresión del número de capilaridad se relaciona directamente con el factor de recobro, siendo una primera aproximación de lo que se puede esperar en una posible inyección de este tipo de bio-nanofluido sintonizado en el yacimiento. Esta expresión relaciona las fuerzas viscosas y capilares y los fenómenos de adsorción involucrados en la presencia de nanomateriales de $\text{SiO}_2\text{-HR}$. Por tanto, con los resultados obtenidos, se espera que la inyección del bio-nanofluido en un medio poroso en condiciones dinámicas sea exitosa.

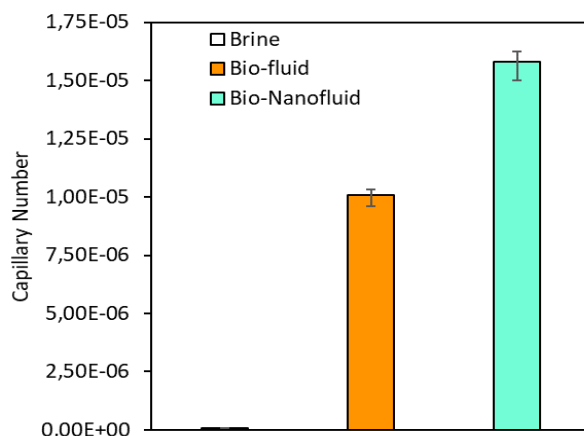


Figura 11. Número capilar

Pruebas dinámicas.

Finalmente, la Figura 16 presenta los resultados de recuperación de crudo en condiciones de yacimiento para inyección de bio-nanofluido ajustado para este trabajo. Así, considerando que la inyección del sistema bionanofluido se realizó en golpes de 0.33 VPI en orden decreciente de dosis, inicialmente 1000 mg L^{-1} del sistema bionanofluido sintonizado, luego a 750 mg L^{-1} y finalizando con 500 mg L^{-1} a la temperatura y presión del yacimiento.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se evidencia un incremento del 9.3% en el factor de recobro con la inyección del tratamiento sintonizado, presentando una pendiente pronunciada apenas inicia la inyección de persecución de agua, lo que indica una disminución de los procesos de adsorción en el medio poroso además de los demás beneficios impartidos por la inclusión de

nanomateriales que finalmente permiten recuperar un mayor porcentaje de crudo adicional. Adicionalmente, la Figura 16 muestra el monitoreo de la inyectividad a través de diferenciales de presión, los cuales dan cuenta de la nula alteración que presenta el sistema al ser inyectado en un medio poroso, lo que se traduce en favorable para su inyección continua en el yacimiento sin presentar bloqueos que afecten la integridad del mismo. medio.

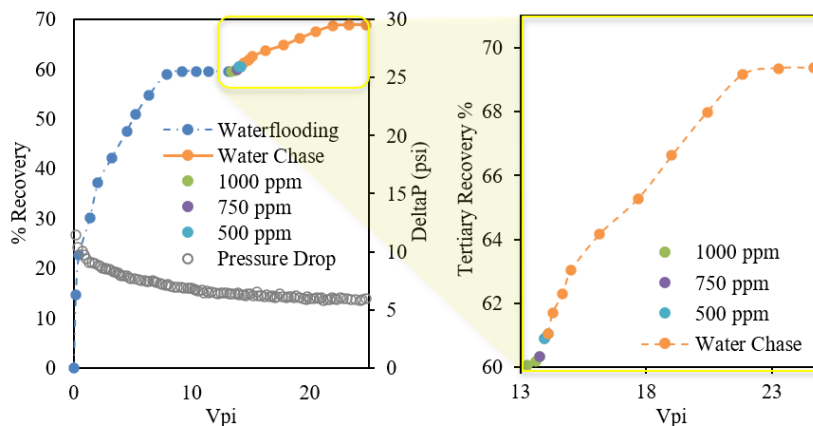


Figura 12. Factor de recobro con biofluidos.

Conclusiones

El desarrollo de este trabajo permitió demostrar el gran potencial que tienen algunos productos agrícolas como materia prima para sintetizar surfactantes de base biológica. De acuerdo con el diseño de mezcla realizado para el ajuste del surfactante de base biológica, se encontraron resultados sobresalientes al agregar codisolventes alcohólicos como el etanol. Se obtuvo un buen desempeño en las relaciones AGC:bioetanol (80:20 % v v-1). El uso de este tipo de solvente también presenta una excelente oportunidad para aprovechar los recursos provenientes de los residuos agroindustriales.

Por otra parte, la modificación del tensioactivo de base biológica afinado con nanopartículas de SiO₂-HR a 100 mg L⁻¹ sintetizado a partir de cascarilla de arroz mejora las características del tensioactivo de base biológica: Bio-Etanol (80:20), obteniendo un valor de IFT de 1.46 mg L⁻¹ una reducción significativa del 82%, resultado que luego se ve potenciado con la inclusión de un surfactante aniónico (SB) comercial, que por efecto de las interacciones AGC:bioetanol/SB favorece una disminución más significativa de la IFT a valores de hasta 0,16 mg L⁻¹.

Además, la inclusión de nanopartículas genera un valor añadido en el sistema biofluido ya que, además de tener un carácter bio/eco, tiene los diferentes beneficios de la inclusión de nanomateriales en cuanto a cambios en IFT, cambios en mojabilidad y reducción de la adsorción en el medio poroso, representada numéricamente con la estimación de la expresión del número capilar. Finalmente, es importante destacar los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento, que corroboran el gran potencial del Bio-Nanofluido sintonizado para aumentar el factor de recobro en condiciones reales de temperatura y presión del yacimiento.

Referencias

- [1] S. Pal, M. Mushtaq, F. Banat, and A. M. J. P. S. Al Sumaiti, "Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives," vol. 15, pp. 77-102, 2018.
- [2] M. K. Memon, K. A. Elraies, M. I. J. J. o. p. e. Al-Mossawy, and p. technology, "Impact of new foam surfactant blend with water alternating gas injection on residual oil recovery," vol. 7, pp. 843-851, 2017.
- [3] T. W. J. S. R. E. Patzek, "Field applications of steam foam for mobility improvement and profile control," vol. 11, pp. 79-86, 1996.
- [4] M. Srivastava and Q. P. Nguyen, "Application of gas for mobility control in chemical EOR in problematic carbonate reservoirs," in *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2010.
- [5] L. N. Nwideo, S. Theophilus, A. Barifcani, M. Sarmadivaleh, and S. Iglauer, "EOR processes, opportunities and technological advancements," *Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR)-a Practical Overview*, pp. 2-52, 2016.
- [6] M. Petrichenko, N. Vatin, D. Nemova, N. Kharkov, and A. Staritcyna, "EOR (oil recovery enhancement) technology using shock wave in the fluid," in *Applied Mechanics and Materials*, 2014, pp. 297-303.

- [7] A. Samanta, K. Ojha, A. Sarkar, and A. Mandal, "Surfactant and surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery," *Advances in Petroleum Exploration and Development*, vol. 2, pp. 13-18, 2011.
- [8] A. M. Johannessen and K. Spildo, "Enhanced oil recovery (EOR) by combining surfactant with low salinity injection," *Energy & Fuels*, vol. 27, pp. 5738-5749, 2013.
- [9] T. Amiranshoja, R. Junin, A. K. Idris, O. J. J. o. P. S. Rahmani, and Engineering, "A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals," vol. 101, pp. 21-27, 2013.
- [10] P. Mehrabianfar, H. Bahraminejad, A. K. J. J. o. P. S. Manshad, and Engineering, "An introductory investigation of a polymeric surfactant from a new natural source in chemical enhanced oil recovery (CEOR)," vol. 198, p. 108172, 2021.
- [11] I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi, A. K. J. J. o. P. S. Manshad, and Engineering, "Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from *Anabasis Setifera* plant," vol. 189, p. 106901, 2020.
- [12] I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi, and A. K. J. J. o. M. L. Manshad, "Characterization and evaluation of a natural surfactant extracted from Soapwort plant for alkali-surfactant-polymer (ASP) slug injection into sandstone oil reservoirs," vol. 318, p. 114369, 2020.
- [13] D. Y. Atta, B. M. Negash, N. Yekeen, and A. D. J. J. o. M. L. Habte, "A state-of-the-art review on the application of natural surfactants in enhanced oil recovery," p. 114888, 2020.
- [14] A. Das, N. Nguyen, and Q. P. J. P. S. Nguyen, "Low-tension gas process in high-salinity and low-permeability reservoirs," vol. 17, pp. 1329-1344, 2020.
- [15] J. Wu, P. Mei, J. Wu, J.-W. Fu, L. Cheng, and L. J. J. o. M. L. Lai, "Surface properties and microemulsion of anionic/nonionic mixtures based on sulfonate Gemini surfactant in the presence of NaCl," vol. 317, p. 113907, 2020.
- [16] J.-L. Salager, R. E. Antón, D. A. Sabatini, J. H. Harwell, E. J. Acosta, L. I. J. J. o. s. Tolosa, *et al.*, "Enhancing solubilization in microemulsions—state of the art and current trends," vol. 8, pp. 3-21, 2005.
- [17] D. Cullum, "Surfactant types; classification, identification, separation," in *Introduction to surfactant analysis*, ed: Springer, 1994, pp. 17-41.
- [18] M. Yu, "Development of herding agents for marine oil spill response," Memorial University of Newfoundland, 2021.
- [19] W. Lin, G.-J. Chen, C.-Y. Sun, X.-Q. Guo, Z.-K. Wu, M.-Y. Liang, *et al.*, "Effect of surfactant on the formation and dissociation kinetic behavior of methane hydrate," *Chemical Engineering Science*, vol. 59, pp. 4449-4455, 2004.
- [20] L. Torres, A. Moctezuma, J. R. Avendaño, A. Muñoz, and J. Gracida, "Comparison of bio-and synthetic surfactants for EOR," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 76, pp. 6-11, 2011.
- [21] N. Saxena, A. Goswami, P. Dhodapkar, M. Nihalani, and A. Mandal, "Bio-based surfactant for enhanced oil recovery: interfacial properties, emulsification and rock-fluid interactions," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 176, pp. 299-311, 2019.
- [22] C. Negin, S. Ali, and Q. J. P. Xie, "Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery," vol. 3, pp. 197-211, 2017.
- [23] S. J. D. Sofla, M. Sharifi, and A. H. J. J. o. M. L. Sarapardeh, "Toward mechanistic understanding of natural surfactant flooding in enhanced oil recovery processes: the role of salinity, surfactant concentration and rock type," vol. 222, pp. 632-639, 2016.
- [24] N. Akhlaghi and S. J. J. o. A. C. R. Riahi, "Experimental study of salinity and ionic strength effects on Critical Micelle Concentration of a cationic surfactant (HTAB)," vol. 14, pp. 91-107, 2020.
- [25] A. Tay, A. Mouret, and M. Mascle, "Internal ketone sulfonate: a new bio-sourced surfactant for chemical EOR in Sea Water," in *Offshore Technology Conference*, 2019.
- [26] Z. Liu, Z. Li, H. Zhong, G. Zeng, Y. Liang, M. Chen, *et al.*, "Recent advances in the environmental applications of biosurfactant saponins: a review," vol. 5, pp. 6030-6038, 2017.
- [27] A. J. Das and R. J. B. t. Kumar, "Utilization of agro-industrial waste for biosurfactant production under submerged fermentation and its application in oil recovery from sand matrix," vol. 260, pp. 233-240, 2018.

- [28] A. J. Das, R. J. E. T. Kumar, and Innovation, "Production of biosurfactant from agro-industrial waste by *Bacillus safensis* J2 and exploring its oil recovery efficiency and role in restoration of diesel contaminated soil," vol. 16, p. 100450, 2019.
- [29] V. T. Elakkiya, P. SureshKumar, N. S. Alharbi, S. Kadaikunnan, J. M. Khaled, and M. J. S. j. o. b. s. Govindarajan, "Swift production of rhamnolipid biosurfactant, biopolymer and synthesis of biosurfactant-wrapped silver nanoparticles and its enhanced oil recovery," vol. 27, pp. 1892-1899, 2020.
- [30] P. Tavakoli, S. R. Shadizadeh, F. Hayati, and M. J. P. Fattahi, "Effects of synthesized nanoparticles and Henna-*Tragacanth* solutions on oil/water interfacial tension: nanofluids stability considerations," vol. 6, pp. 293-303, 2020.
- [31] N. Yekeen, A. A. Malik, A. K. Idris, N. I. Reepei, K. J. J. o. P. S. Ganie, and Engineering, "Foaming properties, wettability alteration and interfacial tension reduction by saponin extracted from soapnut (*Sapindus Mukorossi*) at room and reservoir conditions," vol. 195, p. 107591, 2020.
- [32] H. F. Asl, G. Zargar, A. K. Manshad, M. A. Takassi, J. A. Ali, and A. J. J. o. M. L. Keshavarz, "Effect of SiO₂ nanoparticles on the performance of L-Arg and L-Cys surfactants for enhanced oil recovery in carbonate porous media," vol. 300, p. 112290, 2020.
- [33] C. A. Franco, C. A. Franco, R. D. Zabala, I. t. Bahamón, A. n. Forero, and F. B. Cortés, "Field Applications of Nanotechnology in the Oil and Gas Industry: Recent Advances and Perspectives," vol. 35, pp. 19266-19287, 2021.
- [34] M. J. Rosen, H. Wang, P. Shen, and Y. Zhu, "Ultralow interfacial tension for enhanced oil recovery at very low surfactant concentrations," *Langmuir*, vol. 21, pp. 3749-3756, 2005.
- [35] M. El-Batanoney, T. Abdel-Moghny, and M. Ramzi, "The effect of mixed surfactants on enhancing oil recovery," *Journal of surfactants and detergents*, vol. 2, pp. 201-205, 1999.
- [36] A. Witthayapanyanon, J. Harwell, D. J. J. o. c. Sabatini, and i. science, "Hydrophilic-lipophilic deviation (HLD) method for characterizing conventional and extended surfactants," vol. 325, pp. 259-266, 2008.
- [37] H.-O. Ho, C.-C. Hsiao, and M.-T. J. J. o. p. s. Sheu, "Preparation of microemulsions using polyglycerol fatty acid esters as surfactant for the delivery of protein drugs," vol. 85, pp. 138-143, 1996.
- [38] L. J. Giraldo, D. Galeano-Caro, C. A. Franco, J. Archila, F. Villamil, F. B. Cortés, *et al.*, "Development of a Novel Green Bio-Nanofluid from *Sapindus Saponaria* for Enhanced Oil Recovery Processes," vol. 10, p. 1057, 2022.
- [39] D. Montes, J. Henao, E. A. Taborda, J. Gallego, F. B. Cortés, and C. A. J. A. o. Franco, "Effect of textural properties and surface chemical nature of silica nanoparticles from different silicon sources on the viscosity reduction of heavy crude oil," vol. 5, pp. 5085-5097, 2020.
- [40] L. Lovato, B. L. Pelegrini, J. Rodrigues, A. J. B. de Oliveira, I. C. P. J. B. Ferreira, and Bioenergy, "Seed oil of *Sapindus saponaria* L.(Sapindaceae) as potential C16 to C22 fatty acids resource," vol. 60, pp. 247-251, 2014.
- [41] R. J. R. C. d. M. M. Hernández Royero, "Obtención de crudos de saponinas hipocolesteromizantes del *Chenopodium quinoa* Willd," vol. 26, pp. 55-62, 1997.
- [42] A. Lozsan, I. Rivas, G. Rodriguez, S. Martinez, and M. Á. J. T. S. D. Pérez, "Determination of surface-active characteristics of a natural surfactant extracted from *Sapindus saponaria*," vol. 54, pp. 109-117, 2017.
- [43] K. G. Bezerra, I. J. Durvala, I. A. Silvab, and F. J. C. E. CG, "Emulsifying Capacity of Biosurfactants from *Chenopodium Quinoa* and *Pseudomonas Aeruginosa* UCP 0992 with Focus of Application in the Cosmetic Industry," vol. 79, 2020.
- [44] J. Salager, I. Loaiza-Maldonado, M. Minana-Perez, and F. J. J. O. D. S. A. Silva, "Surfactant-oil-water systems near the affinity inversion part I: relationship between equilibrium phase behavior and emulsion type and stability," vol. 3, pp. 279-292, 1982.
- [45] C. A. Franco, L. J. Giraldo, C. H. Candela, K. M. Bernal, F. Villamil, D. Montes, *et al.*, "Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant-nanoparticle-

- brine interaction: From laboratory experiments to oil field application," *Nanomaterials*, vol. 10, p. 1579, 2020.
- [46] K. Lunkenheimer and K.-D. Wantke, "Determination of the surface tension of surfactant solutions applying the method of Lecomte du Noüy (ring tensiometer)," *Colloid and Polymer Science*, vol. 259, pp. 354-366, 1981.
- [47] N. A. Negm, S. M. Morsy, and M. M. Said, "Biocidal activity of some Mannich base cationic derivatives," *Bioorganic & medicinal chemistry*, vol. 13, pp. 5921-5926, 2005.
- [48] X. Wang, M. Zeng, Y.-H. Yu, H. Wang, M. S. Mannan, and Z. Cheng, "Thermosensitive ZrP-PNIPAM Pickering emulsifier and the controlled-release behavior," *ACS applied materials & interfaces*, vol. 9, pp. 7852-7858, 2017.
- [49] J. Elmendorp and G. De Vos, "Measurement of interfacial tensions of molten polymer systems by means of the spinning drop method," *Polymer Engineering & Science*, vol. 26, pp. 415-417, 1986.
- [50] C. Verdier, H. T. Vinagre, M. Piau, and D. D. Joseph, "High temperature interfacial tension measurements of PA6/PP interfaces compatibilized with copolymers using a spinning drop tensiometer," *Polymer*, vol. 41, pp. 6683-6689, 2000.
- [51] S. Betancur, L. J. Giraldo, F. Carrasco-Marín, M. Riazi, E. J. Manrique, H. Quintero, *et al.*, "Importance of the nanofluid preparation for ultra-low interfacial tension in enhanced oil recovery based on surfactant–nanoparticle–brine system interaction," vol. 4, pp. 16171-16180, 2019.
- [52] S. a. Betancur, F. Carrasco-Marín, C. A. Franco, and F. B. Cortés, "Development of composite materials based on the interaction between nanoparticles and surfactants for application in chemical enhanced oil recovery," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 57, pp. 12367-12377, 2018.
- [53] L. J. Giraldo, M. A. Giraldo, S. Llanos, G. Maya, R. D. Zabala, N. N. Nassar, *et al.*, "The effects of SiO₂ nanoparticles on the thermal stability and rheological behavior of hydrolyzed polyacrylamide based polymeric solutions," vol. 159, pp. 841-852, 2017.
- [54] A. Bashiri and N. Kasiri, "Properly use effect of capillary number on residual oil saturation," in *Nigeria annual international conference and exhibition*, 2011.
- [55] T. Moore and R. Slobod, "Displacement of oil by water-effect of wettability, rate, and viscosity on recovery," in *Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME*, 1955.
- [56] J. Giraldo, P. Benjumea, S. Lopera, F. B. Cortés, and M. A. Ruiz, "Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids," *Energy & Fuels*, vol. 27, pp. 3659-3665, 2013.
- [57] M. S. Almutairi and M. J. N. p. r. Ali, "Direct detection of saponins in crude extracts of soapnuts by FTIR," vol. 29, pp. 1271-1275, 2015.
- [58] P. Kareru, J. Keriko, A. Gachanja, G. J. A. j. o. t. Kenji, complementary, and a. medicines, "Direct detection of triterpenoid saponins in medicinal plants," vol. 5, pp. 56-60, 2008.
- [59] I. Nowrouzi, A. H. Mohammadi, and A. K. Manshad, "Water-oil interfacial tension (IFT) reduction and wettability alteration in surfactant flooding process using extracted saponin from *Anabasis Setifera* plant," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 189, p. 106901, 2020.
- [60] K. Samal, C. Das, and K. Mohanty, "Eco-friendly biosurfactant saponin for the solubilization of cationic and anionic dyes in aqueous system," *Dyes and Pigments*, vol. 140, pp. 100-108, 2017.
- [61] K. Samal, C. Das, K. J. D. Mohanty, and Pigments, "Eco-friendly biosurfactant saponin for the solubilization of cationic and anionic dyes in aqueous system," vol. 140, pp. 100-108, 2017.
- [62] N. Bordoloi and B. Konwar, "Bacterial biosurfactant in enhancing solubility and metabolism of petroleum hydrocarbons," *Journal of Hazardous Materials*, vol. 170, pp. 495-505, 2009.
- [63] A. J. I. J. S. R. Gadhave, "Determination of hydrophilic-lipophilic balance value," vol. 3, pp. 573-575, 2014.
- [64] D. Montes, J. Henao, E. A. Taborda, J. Gallego, F. B. Cortés, and C. A. Franco, "Effect of textural properties and surface chemical nature of silica nanoparticles from different silicon sources on the viscosity reduction of heavy crude oil," *ACS omega*, vol. 5, pp. 5085-5097, 2020.

- [65] R. Al-Oweini and H. J. J. o. M. S. El-Rassy, "Synthesis and characterization by FTIR spectroscopy of silica aerogels prepared using several Si (OR) 4 and R" Si (OR') 3 precursors," vol. 919, pp. 140-145, 2009.
- [66] Y. Kazemzadeh, S. Shojaei, M. Riazi, and M. Sharifi, "Review on application of nanoparticles for EOR purposes: A critical review of the opportunities and challenges," *Chinese Journal of Chemical Engineering*, vol. 27, pp. 237-246, 2019.
- [67] C. A. Franco, R. Zabala, and F. B. Cortés, "Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 157, pp. 39-55, 2017.
- [68] O. Medina-Erazo, J. Castaño-Correa, C. Caro-Vélez, R. Zabala-Romero, J. I. Bahamón-Pedrosa, F. Cortés-Correa, *et al.*, "Disaggregation and discretization methods for formation damage estimation in oil and gas fields: an overview," *Dyna*, vol. 87, pp. 105-115, 2020.
- [69] A. B. Fuseni, B. H. Al-Zahrani, and A. M. AlSofi, "Critical micelle concentration of different classes of EOR surfactants under representative field conditions," in *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, 2017.
- [70] M. Baviere, R. Schechter, W. J. J. o. C. Wade, and I. Science, "The influence of alcohols on microemulsion composition," vol. 81, pp. 266-279, 1981.
- [71] M. Solana, I. Boschiero, S. Dall'Acqua, and A. Bertucco, "A comparison between supercritical fluid and pressurized liquid extraction methods for obtaining phenolic compounds from *Asparagus officinalis* L.," *The Journal of Supercritical Fluids*, vol. 100, pp. 201-208, 2015.
- [72] G. Cheraghian and L. Hendraningrat, "A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part B: effects of nanoparticles on flooding," *International Nano Letters*, vol. 6, pp. 1-10, 2016.
- [73] S. a. Betancur, F. Carrasco-Marín, A. n. F. Pérez-Cadenas, C. A. Franco, J. Jiménez, E. J. Manrique, *et al.*, "Effect of Magnetic Iron Core–Carbon Shell Nanoparticles in Chemical Enhanced Oil Recovery for Ultralow Interfacial Tension Region," *Energy & Fuels*, vol. 33, pp. 4158-4168, 2019.
- [74] S. Betancur, F. Carrasco-Marín, C. A. Franco, and F. B. Cortés, "Development of composite materials based on the interaction between nanoparticles and surfactants for application in chemical enhanced oil recovery," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 57, pp. 12367-12377, 2018.
- [75] Y. Wu, W. Chen, C. Dai, Y. Huang, H. Li, M. Zhao, *et al.*, "Reducing surfactant adsorption on rock by silica nanoparticles for enhanced oil recovery," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 153, pp. 283-287, 2017.
- [76] R. Suresh, O. Kuznetsov, D. Agrawal, Q. Darugar, and V. Khabashesku, "Reduction of surfactant adsorption in porous media using silica nanoparticles," in *Offshore technology conference*, 2018.