

Cardanol / Nanocompuestos de SiO₂ para la inhibición del daño a la formación por precipitación/deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo crudo liviano. Parte II: Evaluación de nanocompuestos y prueba de imbibición de núcleo

Autor(es): Daniel López- Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; Carlos A. Cardona- Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; Juan E. Jaramillo- Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; Isabel F. Lucas- Universidade Federal do Rio de Janeiro; Farid B. Cortés - Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín

Categoría: Marque con una "X"

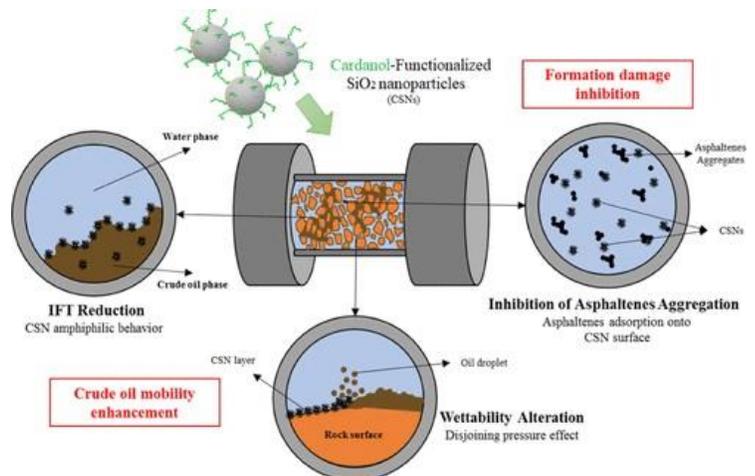
- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

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).

Resumen

Este estudio tiene como objetivo evaluar el comportamiento de nanocompuestos de Cardanol/SiO₂ en la inhibición del daño de los asfaltenos con base en la prueba de imbibición del núcleo en condiciones de yacimiento. Se estudió las nanopartículas de SiO₂ funcionalizadas con diferentes fracciones de masa de cardanol en superficie de 5% (5CSN), 7% (7CSN) y 9% (9CSN). Se estudiaron las interacciones entre el nanocompuesto y el fluido del yacimiento se evaluaron mediante mediciones de la tensión interfacial y las interacciones entre el nanocompuesto y la superficie de la roca mediante la imbibición de agua y las mediciones del ángulo de contacto. Los resultados mostraron que el nanocompuesto diseñado conduce a una reducción de la tensión interfacial de 82,6%, 61,7% y 51,4% para 5, 7 y 9CSN con respecto al soporte de sílice (SN). Considerando que, la reducción de los grupos funcionales Si-OH de nanopartículas SiO₂ debido al aumento del contenido de cardanol afecta la efectividad de la alteración de la humectabilidad para 7CSN y 9CSN. Sin embargo, cuando se evalúa el 5CSN, el sistema cambia de un estado húmedo por aceite a uno húmedo mixto. Se realizaron pruebas de imbibición del núcleo en condiciones de yacimiento para evaluar la recuperación de petróleo después del daño por asfaltenos, después de la eliminación del daño y la inyección de nanofluidos, y después de la inducción de un segundo daño por asfaltenos para verificar la inhibición. Los resultados muestran que los nanocompuestos a una dosificación 300 mg·L⁻¹ mejoran la recuperación de petróleo en comparación con las condiciones de referencia a través de la reducción de las fuerzas interfaciales/superficiales en la escala de poros



Los resultados muestran que los nanocompuestos a una dosificación 300 mg·L⁻¹ mejoran la recuperación de petróleo en comparación con las condiciones de referencia a través de la reducción de las fuerzas interfaciales/superficiales en la escala de poros

y la alteración de la humectabilidad. Se evidencio que el uso de los nanocompuestos favorece la recuperación de petróleo en más del 50% en comparación con el escenario de daño de asfaltenos.

Introducción

La nanotecnología aplicada a la industria del petróleo y el gas se está convirtiendo en una técnica importante para la investigación y el desarrollo, mientras que se han llevado a cabo varios estudios de investigación en la incorporación de nanopartículas/nanofluidos en etapas upstream, midstream y downstream.[1,2] La nanotecnología comprende el uso de materiales que van desde 1 a 100 nm de tamaño que muestran combinaciones únicas de características, como propiedades térmicas, eléctricas, magnéticas, mecánicas y químicas a nanoescala.[1,3,4] A esta escala, las nanopartículas pueden viajar a través de medios porosos alcanzando una penetración más profunda que los fluidos convencionales. Además, los nanomateriales muestran una alta relación área superficial/volumen y la posibilidad de sintonizar las propiedades físico-químicas mediante la unión de varios tipos de compuestos químicos en la superficie de la nanopartícula.[5] En la industria del petróleo y el gas, la nanotecnología se ha aplicado con éxito en la exploración y caracterización de yacimientos,[6-8] operaciones de perforación y terminación,[9-14] eliminación/inhibición del daño de formación,[2,3,15-20] recuperación mejorada de petróleo,[21-27] y otros procesos.[22,23,28-34]

Varios estudios han propuesto enfoques para controlar la agregación de los asfaltenos y para prevenir/eliminar el daño a la formación causado por la precipitación/deposición de asfaltenos en los medios porosos. [35,36] En este sentido, existen dos métodos generales relacionados con la eliminación del daño mediante la disolución de los asfaltenos depositados y la inhibición de su precipitación. [20,36] A pesar de la alta eficiencia de ambos métodos en el daño de asfaltenos, este tipo de operaciones son costosas, consumen mucho tiempo e imponen un daño extremo al medio ambiente. [20,37,38] La nanotecnología aplicada al daño de la formación de asfaltenos viene mostrando resultados prometedores en condiciones estáticas debido a la alta afinidad de los asfaltenos con la superficie de las nanopartículas, lo que conduce a la neutralización de las fuerzas polares que promueven la autoasociación de asfaltenos y, en consecuencia, previenen la formación de asfaltenos. precipitación y deposición en los medios porosos.[3,20,28,37-39] El proceso de adsorción de asfaltenos depende de la naturaleza química tanto de la fracción de petróleo pesado como de los nanomateriales, mientras que las interacciones nanopartículas/asfaltenos determinan la eficiencia de la prevención de la autoasociación de asfaltenos.[19,20,37,38,40-42] Se han realizado experimentos de imbibición de núcleos para evaluar los nanofluidos diseñados en el desempeño de la inhibición del daño por asfaltenos en condiciones de yacimiento. En este sentido, Franco et al.,[3] llevó a cabo una prueba de desplazamiento que mostró que el daño de los asfaltenos se puede inhibir mediante la inclusión de nanopartículas de Al_2O_3 para evitar la autoasociación de asfaltenos y provocar cambios en la humectabilidad de los medios porosos. Los autores encuentran que las nanopartículas no solo actúan como agentes inhibidores sino también como agentes desplazantes debido al aumento en el aceite recuperado durante la inyección de nanopartículas. Betancur et al.[43] evaluó nanopartículas de SiO_2 con diferentes tamaños y poder de acidez en la inhibición de los daños de los asfaltenos, lo que sugiere que, debido a las altas interacciones de base ácida, Las nanopartículas de SiO_2 con alta acidez superficial total pueden inhibir el daño de los asfaltenos y también aumentar la recuperación de petróleo. En la última década se han llevado a cabo algunas aplicaciones de la nanotecnología en ensayos de campo. [28,44,45] Por ejemplo, una prueba de campo en el campo Cupiagua Sur en Colombia mostró una mejora de la permeabilidad efectiva en un 86 % utilizando óxidos metálicos de tamaño nanométrico. La producción acumulada se incrementó en 118.000 barriles mediante la inyección de 220 barriles de nanofluido a 7,2 pies de penetración.[44,45] En el campo Tenay en Colombia, la aplicación de nanofluidos se extendió debido a este éxito. El nanofluido se inyectó en la formación de una penetración radial de 4 pies. El incremento inicial de la tasa de aceite fue satisfactorio; sin embargo, hubo una declinación posterior al tratamiento que hizo que la producción alcanzara la línea de base más rápido de lo esperado, aunque los tratamientos aún eran económicamente viables.[28] Sin embargo, no existen estudios relacionados con la evaluación de nanopartículas verdes (SiO_2 modificado con nanopartículas con compuestos de desechos orgánicos) para la inhibición del daño por formación de asfaltenos en condiciones de yacimiento en una prueba de imbibición del núcleo o en un ensayo de campo.

Por lo tanto, el objetivo principal de este estudio es investigar la aplicabilidad de la CS en la inhibición del daño a la formación de asfaltenos en condiciones de yacimiento con base en las pruebas IFT, ángulo de contacto, imbibición e imbibición del núcleo. El estudio se divide en dos partes, Parte I: diseño de nanocompuestos a través de SiO_2 – interacciones de cardanol [46] y Parte II: Evaluación de nanocompuestos y prueba de imbibición del núcleo. En la primera parte, tres nanocompositos verdes de cardanol/ SiO_2 se obtuvieron mediante el anclaje de las moléculas de cardanol en la superficie de las nanopartículas mediante el método de humedad incipiente. Las interacciones entre las nanopartículas de cardanol y SiO_2 se evaluaron con base en la prueba de adsorción/desorción para obtener información sobre la afinidad del cardanol con el SiO_2 superficie y su autoagregación sobre la superficie de la nanopartícula. Además, cardanol/ SiO_2 Los nanocompuestos muestran una superficie compuesta por $Si-OH$ y varios grupos funcionales orgánicos que mejoran la absorción de asfaltenos y reducen el tamaño de los agregados *n-C7* de los asfaltenos en la matriz del aceite. La alta afinidad que exhibe el *n-C7* asfaltenos para la superficie del nanocompuesto conduce a reducciones de hasta un 58,8% en el tamaño medio de los agregados de asfaltenos.[46] Esta parte se centra en el estudio de las interacciones entre el nanocompuesto y el fluido del yacimiento y entre el

nanocompuesto y la superficie de la roca utilizando un procedimiento experimental sistemático basado en la imbibición espontánea, los ángulos de contacto y las pruebas de tensión interfacial para la selección de la concentración del nanocompuesto (ver Figura S1) en un tratamiento orgánico convencional para determinar la viabilidad de la inhibición del daño por formación de asfaltenos en condiciones de yacimiento.

En consecuencia, la selección del tipo y la dosis de nanopartículas se realizó mediante el estudio de las interacciones entre la superficie de la roca y la nanopartícula utilizando pruebas de imbibición espontánea en agua y ángulo de contacto con el agua (ACA) para evaluar la alteración de la humectabilidad de la superficie de la roca en presencia de los nanocompuestos diseñados. Además, las interacciones entre el fluido del yacimiento y las nanopartículas se evaluaron mediante mediciones de la tensión interfacial (IFT) de los fluidos del yacimiento en ausencia y presencia de CSN. Finalmente, se llevó a cabo la prueba de imbibición del núcleo en condiciones de yacimiento para determinar el efecto dinámico del mejor nanocompuesto seleccionado por las pruebas estáticas. El uso de nanocompositos basados en el uso de cardanol y SiO_2 podría abrir un panorama para la industria del petróleo y el gas debido a la combinación de un solvente verde producido a partir de un desecho orgánico y nanopartículas de sílice y cómo se pueden usar para potenciar la inhibición de la precipitación/deposición de asfaltenos para su aplicación en un campo de petróleo crudo ligero.

Resultados y discusión

2.1. Selección de nanopartículas. La siguiente sección muestra los resultados obtenidos en términos de las interacciones de los nanofluidos NS y CSN con los fluidos del yacimiento y la superficie de la roca. Considerando resultados previos obtenidos en las pruebas de adsorción y agregación de asfaltenos de *n*-C7 asfaltenos en *n*-heptano/tolueno (60/40 fracción volumétrica),[46] en esta sección, se evaluaron el SN, 5CSN, 7CSN y 9CSN a través de mediciones de ángulo de contacto y tensión interfacial a una concentración de nanopartículas de $500 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ para determinar los nanocompuestos con mejor comportamiento en los ensayos propuestos, tal y como se detalla en **Figura 1**. En la sección 2.2, las nanopartículas seleccionadas se evaluaron a 100 y $300 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ determinar el efecto de la dosificación de nanopartículas en la modificación de la humectabilidad y la IFT. Una representación esquemática de la hoja de ruta realizada en este estudio se muestra en Figura 1 de la Información del Soporte.

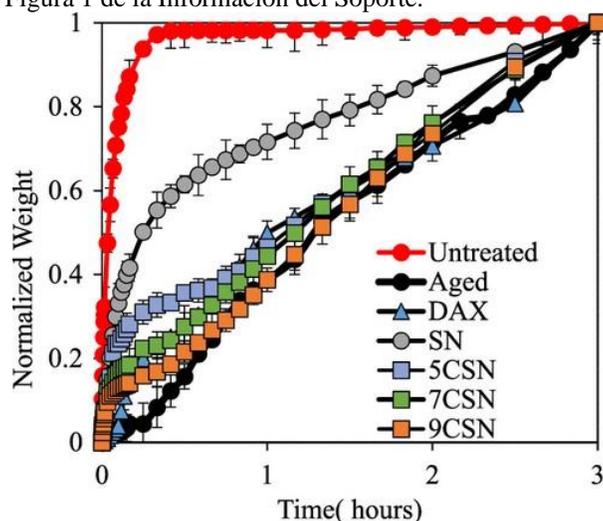


Figura 1. Prueba de imbibición de agua en muestras de arenisca tratada y no tratada saturada de aire con DAX en ausencia y presencia de nanocompuestos SN, 5CSN, 7CSN y 9CSN a una temperatura fija de 70°C y una dosis de nanocompuesto de $500 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$.

2.1.1. Prueba de humectabilidad. Figura 1 muestra los resultados de la prueba de imbibición espontánea para los núcleos restaurados con el fluido transportado seleccionado (DAX) con y sin nanopartículas SN y CSN a $500 \text{ mL}\cdot\text{gramo}^{-1}$. Se realizaron curvas de referencia a medida que los núcleos no tratados, envejecidos y restaurados con DAX se realizaron para identificar el efecto de los nanofluidos SN y CSN. La restauración de la humectabilidad en presencia de DAX sugiere que el fluido portador no puede restaurar la humectabilidad a un estado de humectación por agua. La interacción entre las moléculas de asfalto y su disolvente son principalmente la interacción ácido-base, la interacción $\pi-\pi$ entre grupos insaturados o aromáticos, la interacción dipolo-dipolo y los enlaces de hidrógeno, lo que conduce al reemplazo de las interacciones asfalto-asfalto y la alineación de los disueltos. moléculas alrededor de los asfaltenos.[53] En este caso, el xileno y el diesel actúan como agentes disolventes removiendo las fracciones pesadas adsorbidas de la superficie de la roca. Además, los tratamientos de eliminación orgánica comprenden codisolventes y/o cotensioactivos que pueden no proporcionar una

mayor solvencia de asfaltenos, pero pueden promover una superficie de roca más mojada por agua. [47] Por lo tanto, la solución de alcohol puede contribuir a una restauración parcial de la mojabilidad de la superficie de la roca, induciendo una baja alteración de la mojabilidad. Las muestras tratadas con DAX que contienen SN muestran un aumento en la masa de agua absorbida de más del doble en comparación con el sistema en ausencia de nanopartículas después de 1 h del comienzo de la prueba de imbibición. Los resultados sugieren que las nanopartículas SN exhiben una alta capacidad de alteración de la mojabilidad debido a la presencia de grupos funcionales mojados por agua como Si-OH que reemplazan los grupos funcionales mojados por aceite expuestos de las fracciones pesadas depositadas a través de la formación de una capa delgada de nanopartículas. [48,49] Según varios autores, [50–54] La presión de separación estructural es la fuerza impulsora para la alteración de la humectabilidad de los nanofluidos a través del desplazamiento de las fracciones de petróleo crudo adsorbidas en la superficie de la roca y la posterior formación de una capa de nanopartículas bien ordenada. La alteración de la humectabilidad de los nanofluidos puede verse influenciada por varias variables, incluida la naturaleza de las nanopartículas y la modificación de la superficie sufrida, la humectabilidad inicial de la pared del poro y los compuestos orgánicos tensioactivos utilizados para la estabilización de las nanopartículas. [55] En este caso, se observa que la presencia de compuestos de cardanol sobre el SN conduce a una disminución en la capacidad de alteración de la mojabilidad de los nanofluidos CSN en lugar del nanofluido SN debido a la exposición de cadenas insaturadas y grupos funcionales de hidrocarburos en la superficie de la roca después la deposición de nanopartículas. En este sentido, después de 1 h de la prueba de imbibición, la cantidad de agua embebida muestra la tendencia: Envejecido < 9CSN < DAX ≈ 7CSN < 5CSN < SN < sin tratar, lo que sugiere que el aumento de la dosis de cardanol reduce la efectividad de la alteración de la mojabilidad. Estos resultados corroboran el carácter hidrofóbico de los compuestos de cardanol, lo que concuerda con diferentes autores que emplearon el cardanol como compuesto encadenado flexible e hidrofóbico para la elaboración de bioplásticos resistentes al agua y membranas de filtración. [56–58]

La tabla 1 muestra los valores promedio del ángulo de contacto con el agua (WCA) y el cambio porcentual en comparación con el ángulo de contacto inicial mojado con aceite. Además, las fotografías del ángulo de contacto se muestran en la Figura 2 de la Información de Soporte. La CA inicial para el núcleo antiguo es 119,5°, sugiriendo que la adsorción de fracciones de petróleo pesado en la muestra de roca promueve la generación de una superficie hidrofóbica debido al proceso de envejecimiento. Si bien el tratamiento DAX reduce el ángulo de contacto en un 31,2%, la adición de SN a 500 mL·gramo⁻¹ conduce a una reducción adicional, promoviendo un medio húmedo mixto.

Tabla 1. Valores del ángulo de contacto (grados) para muestras de arenisca sin tratar y tratada con DAX en ausencia y presencia de SN, 5CSN, 7CSN y 9CSN a una temperatura fija de 70°C Dosis de C y Nanopartículas de 500 mg·L⁻¹

Sistema	Ángulo de contacto	% Cambio	Diferencia de grados
Muestra sin tratar	<10°		
Envejecido	119.5 ± 1.3°		
DAX	82.2 ± 0.5°	312	37.3 ± 1.3°
500mg·L ⁻¹ SN	57.7 ± 1.7°	518	61.8 ± 1.7°
500mg·L ⁻¹ 5CSN	66.8 ± 2.2°	441	52.7 ± 2.2°
500mg·L ⁻¹ 7CSN	70.8 ± 0.3°	407	48.7 ± 0.3°
500mg·L ⁻¹ 9CSN	75.3 ± 2.1°	3701	44.2 ± 2.1°

En consecuencia, con la prueba de imbibición, el aumento en la cantidad de cardanol en la superficie del CSN aumenta la CA, lo que sugiere una reducción en el potencial de alteración de la humectabilidad del agua de los nanofluidos a dosis altas de cardanol. En este sentido, la capacidad de alteración de la mojabilidad de mojables por aceite a mojables por agua de los nanocompuestos evaluados a 500 mg·L⁻¹ sigue la tendencia resultante: Envejecido < DAX < 9CSN < 7CSN < 5CSN < SN < muestra sin tratar. Este resultado respalda los hallazgos obtenidos en la prueba de imbibición espontánea en agua, donde el alto contenido de cardanol en la superficie de la nanopartícula afecta negativamente la mojabilidad del agua de la roca. En este sentido, se puede inferir que la presencia del cardanol adherido a la superficie conduce a un aumento del grado de hidrofobicidad de los nanocompositos.

2.1.2. Mediciones de tensión interfacial (IFT). La Figura 2 muestra los datos IFT medidos entre la salmuera del yacimiento y la mezcla de petróleo crudo/DAX en ausencia y presencia de las nanopartículas a 500 mL·gramo⁻¹. El valor IFT entre el petróleo crudo y la solución de salmuera a 70°C en ausencia de DAX es 10,8 mN·metro⁻¹. Sin embargo, cuando se mezcla petróleo crudo con DAX sin nanopartículas, el valor IFT se reduce en más del 90%. Esto podría estar asociado al contenido de alcohol y compuestos alifáticos que reducirían la fuerza de la interfase aceite/agua. En presencia de los nanomateriales SN, el valor de IFT se reduce en aproximadamente un 11,5 % en comparación con el sistema DAX sin las nanopartículas. Esta reducción se debe a la alineación y posterior formación de la capa de soporte de nanopartículas (SN) en la interfaz entre el agua y el petróleo crudo. [59–61] Por otro lado, IFT disminuye en 84.3,

66.1 y 57% para sistemas DAX en presencia de 5CSN, 7CSN y 9CSN, respectivamente. Se puede observar que la presencia de moléculas de cardanol en la superficie de las nanopartículas podría potenciar la interacción entre ambas fases con los nanocompuestos debido al alineamiento de una superficie heterogénea en la interfase aceite/agua. En este sentido, la presencia de moléculas de cardanol en las superficies de los nanocompuestos promueve que el nanomaterial actúe como un agente anfifílico, potenciando la reducción del valor de IFT en comparación con el sistema SN. Estos resultados concuerdan con los resultados presentados por Roustaei et al., [62] quien estableció que las nanopartículas hidrofóbicas tenían un mayor impacto en el valor de IFT que las nanopartículas hidrofílicas. Sin embargo, el mayor impacto en la reducción de IFT se observa con la cantidad más baja de cardanol (5CSN), lo que sugiere que la combinación de grupos funcionales hidrofílicos/hidrofóbicos en la superficie del nanocompuesto podría aumentar las interacciones entre la capa delgada formada y ambas fases, reduciendo la IFT. valor más que los nanocompuestos con mayor contenido de cardanol. Este hallazgo sugiere que el aumento en el contenido de cardanol promueve una superficie de nanopartícula más mojada por aceite que afecta la efectividad en la reducción del valor de IFT.

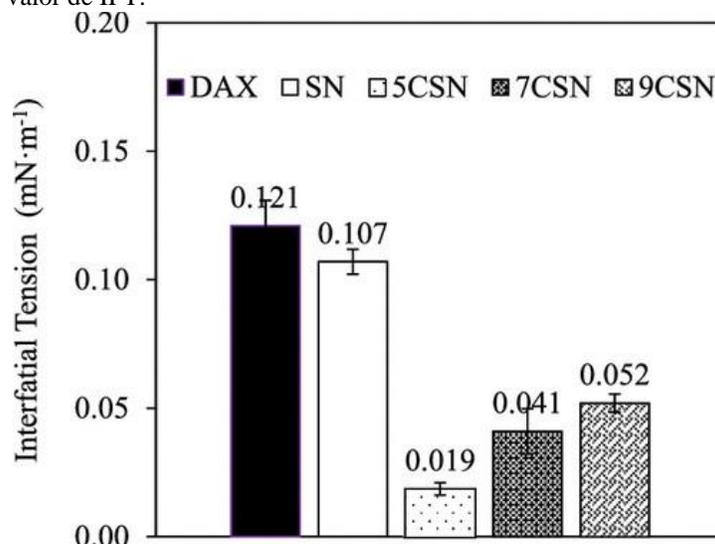


Figura 2. Datos IFT medidos para petróleo crudo y mezcla DAX/sistemas de salmuera en presencia y ausencia de nanocompuestos SN, 5CSN, 7CSN y 9CSN a una temperatura fija de 70°C y una dosis de nanopartículas de 500 mg·L⁻¹.

la mezcla de petróleo crudo/DAX en ausencia y presencia de las nanopartículas a 500 mL·gramo⁻¹. El valor IFT entre el petróleo crudo y la solución de salmuera a 70°C en ausencia de DAX es 10,8 mN·metro⁻¹. Sin embargo, cuando se mezcla petróleo crudo con DAX sin nanopartículas, el valor IFT se reduce en más del 90%. Esto podría estar asociado al contenido de alcohol y compuestos alifáticos que reducirían la fuerza de la interfase aceite/agua. En presencia de los nanomateriales SN, el valor de IFT se reduce en aproximadamente un 11,5 % en comparación con el sistema DAX sin las nanopartículas. Esta reducción se debe a la alineación y posterior formación de la capa de soporte de nanopartículas (SN) en la interfaz entre el agua y el petróleo crudo. 59–61 Por otro lado, IFT disminuye en 84.3, 66.1 y 57% para sistemas DAX en presencia de 5CSN, 7CSN y 9CSN, respectivamente. Se puede observar que la presencia de moléculas de cardanol en la superficie de las nanopartículas podría potenciar la interacción entre ambas fases con los nanocompuestos debido al alineamiento de una superficie heterogénea en la interfase aceite/agua. En este sentido, la presencia de moléculas de cardanol en las superficies de los nanocompuestos promueve que el nanomaterial actúe como un agente anfifílico, potenciando la reducción del valor de IFT en comparación con el sistema SN. Estos resultados concuerdan con los resultados presentados por Roustaei et al., [62] quien estableció que las nanopartículas hidrofóbicas tenían un mayor impacto en el valor de IFT que las nanopartículas hidrofílicas. Sin embargo, el mayor impacto en la reducción de IFT se observa con la cantidad más baja de cardanol (5CSN), lo que sugiere que la combinación de grupos funcionales hidrofílicos/hidrofóbicos en la superficie del nanocompuesto podría aumentar las interacciones entre la capa delgada formada y ambas fases, reduciendo la IFT. valor más que los nanocompuestos con mayor contenido de cardanol. Este hallazgo sugiere que el aumento en el contenido de cardanol promueve una superficie de nanopartícula más mojada por aceite que afecta la efectividad en la reducción del valor de IFT.

Con base en las interacciones fluido-fluido y fluido-roca, los materiales 5CSN y 7CSN son los nanocompuestos más adecuados para mejorar la movilidad del crudo y fueron seleccionados para evaluar el efecto de la dosificación de nanopartículas en el fluido/fluido y fluido- interacciones de rocas basadas en IFT y pruebas de humectabilidad.

2.2. Selección de dosificación de nanopartículas. En este apartado se evaluaron 5CSN y 7CSN a concentraciones de 100 mg·L⁻¹ y 300mg·L⁻¹, y los resultados se compararon con los obtenidos a 500 mg·L⁻¹. Finalmente, en base a los resultados en la reducción del valor

de IFT y la alteración de la mojabilidad, se elige el nanomaterial con mejor comportamiento para la evaluación de la inhibición del daño por asfaltenos en condiciones de yacimiento.

2.2.1. Prueba de humectabilidad. La prueba de imbibición de agua en muestras tratadas y no tratadas con DAX en presencia de 5CSN y 7CSN a diferentes concentraciones se muestra en la figura 3. El crecimiento de la fracción de agua embebida se reduce mediante el aumento de la dosis de nanopartículas, probablemente debido al aumento de los grupos funcionales hidrofóbicos depositados en la superficie de la roca, lo que dificulta el proceso de imbibición. Además de esto, el nanomaterial 5CSN muestra una alta capacidad de alteración de la humectabilidad en comparación con el 7CSN para el rango de concentración evaluado. Los resultados sugieren que el aumento de los grupos funcionales hidrofóbicos expuestos en la capa de nanopartículas reduce la eficacia del nanocompuesto en la alteración de la mojabilidad a un estado mojable por agua, por lo que el aumento de las dosis de cardanol y nanocompuestos conducen a una mala restauración de la mojabilidad. Estos hallazgos están en concordancia con Li et al.,[63] quien estableció que el aumento en la concentración de nanopartículas para nanomateriales hidrofóbicos conduce a un cambio en la humectabilidad de las muestras de roca de arenas de Berea de una humectación neutra a una humectación por aceite.

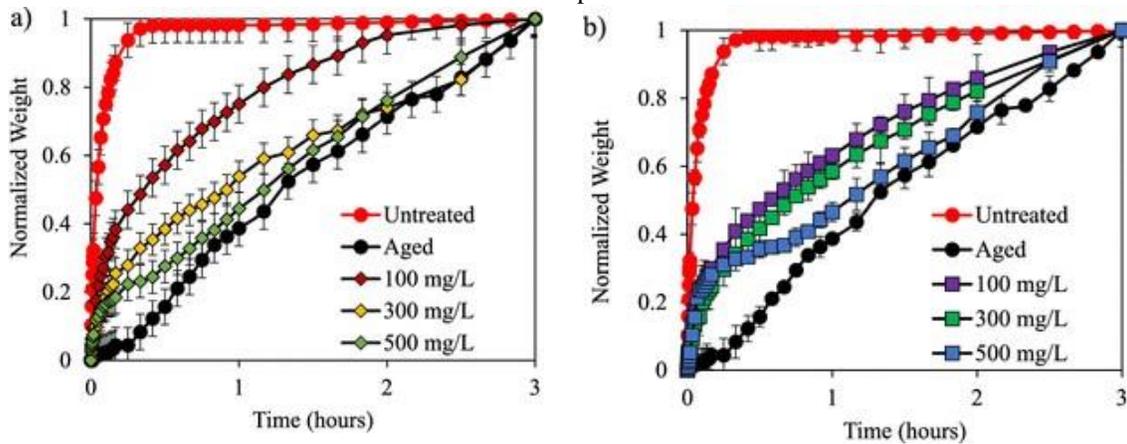


Figura 3. Prueba de imbibición de agua en muestras de arenisca tratada y no tratada saturada de aire con DAX en ausencia y presencia de (a) nanocompuestos 5CSN y (b) 7CSN a una temperatura fija de 70 ° C y nanocompuestos de 100, 300 y 500 mg·L⁻¹.

Fotografías de ángulo de contacto de la gota de agua sobre muestras de arenisca no tratada y tratada con DAX en ausencia y presencia de nanopartículas 5CSN y 7CSN en dosis fijas de nanocompuestos de 100 mg·L⁻¹ se muestran en la Figura 4. Además, las fotografías del ángulo de contacto para los otros sistemas se muestran en la Figura 3 de la Información de Soporte. Los valores del ángulo de contacto para muestras de arenisca sin tratar y tratada con DAX en ausencia y presencia de nanopartículas 5CSN y 7CSN a diferentes dosis se muestran en la Tabla 2. La tendencia del valor del ángulo de contacto obtenida para los núcleos tratados respalda los resultados de la prueba de imbibición. Es decir, se observa que el aumento de la dosificación de nanopartículas hidrofóbicas promueve una superficie más humectable con aceite. En términos del potencial de alteración de la mojabilidad, con base en los resultados obtenidos para los nanocompuestos hidrofóbicos, se recomienda que, para evitar efectos adversos sobre la mojabilidad de la roca, se use una concentración baja de nanopartículas. [64]

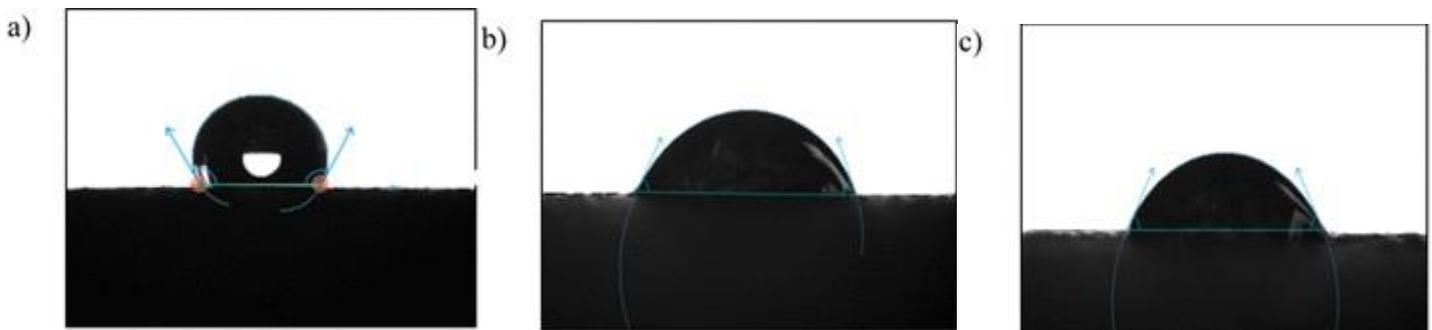


Figura 4. Fotografías de ángulo de contacto de gotas de agua sobre muestras de arenisca tratada con DAX en ausencia y presencia de 5CSN y 7CSN a una temperatura fija de 70°C y nanocompuesto concentración de 100 mg·L⁻¹. (a) Sin tratar, (b) 5CSN y (c) 7CSN.

Tabla 2. Valores del ángulo de contacto para muestras de arenisca no tratada y tratada con DAX en ausencia y presencia de nanopartículas 5CSN y 7CSN en concentraciones de 100, 300 y 500 mg·L⁻¹ a los 70°C

Sistema	Concentración de Nanopartícula ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	Media	% Cambio	Diferencia de grados
Muestra sin tratar	0	$<10^\circ$		
Envejecido	0	$119.5 \pm 1.3^\circ$		
DAX	0	$82.2 \pm 0.5^\circ$	31.2	$37.3 \pm 0.5^\circ$
5CSN	100	$59.8 \pm 0.3^\circ$	49.9	$59.7 \pm 0.3^\circ$
	300	$64.1 \pm 2.5^\circ$	46.4	$55.4 \pm 2.5^\circ$
	500	$66.8 \pm 2.2^\circ$	44.1	$52.7 \pm 2.2^\circ$
7CSN	100	$60.7 \pm 2.6^\circ$	49.2	$58.8 \pm 2.6^\circ$
	300	$75.3 \pm 2.1^\circ$	45.6	$54.6 \pm 2.0^\circ$

2.2.2. Mediciones de tensión interfacial (IFT). Las medidas IFT en presencia de 5CSN y 7CSN en función de la concentración de los nanomateriales a una temperatura constante de 70°C se muestran en la Figura 5. Varios factores afectan la reducción de IFT en presencia de nanopartículas, incluida la energía de unión de los nanomateriales en la interfaz, que depende de varios factores, como la concentración de nanopartículas y la humectabilidad de la superficie.^{64–66} En este sentido, se obtiene una interfase compacta a la dosificación de nanopartículas donde se obtiene un valor mínimo de IFT.⁶⁴ En este caso, se observa un valor mínimo de IFT a una dosis de nanopartículas de $300 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$, lo que lleva a una reducción en el valor de IFT de 81,8 y 94,0% para 7CSN y 5CSN, respectivamente, en comparación con los sistemas en ausencia de nanocompuestos. ^{28,43,67} Este comportamiento puede deberse a la migración y alineación de más agregados de asfaltenos u otros compuestos polares a la interfase aceite/agua, lo que aumentaría su rigidez y afectaría los valores de IFT para todas las concentraciones evaluadas.^[68] La presencia de más grupos Si–OH proporciona superficies de nanocompositos heterogéneas, lo que promovería la interacción con ambas fases, potenciando la reducción del valor de IFT. Por esta razón, 5CSN es un sistema adecuado para una alta reducción del valor de IFT.

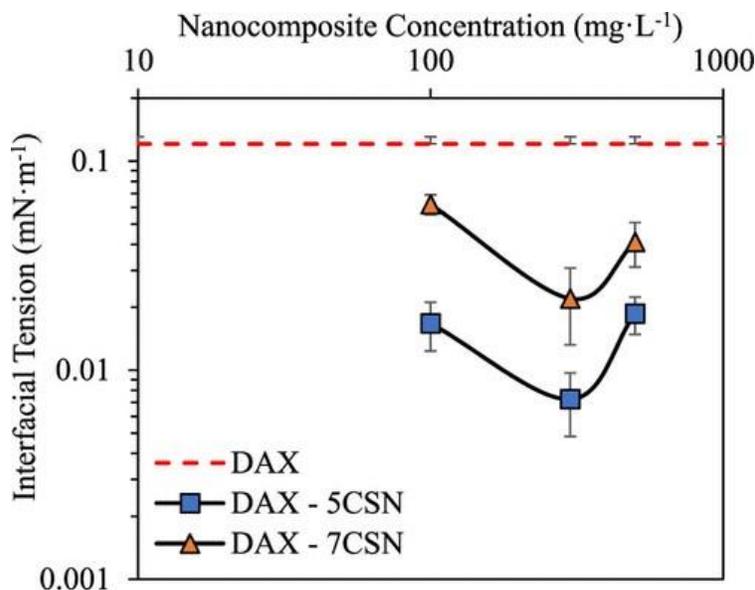


Figura 5. Datos IFT medidos para petróleo crudo y mezcla DAX/sistemas de salmuera en presencia y ausencia de 5CSN y 7CSN en función de la concentración de nanocompuestos y a una temperatura fija de 70°C .

El mejor material para la prueba de imbibición del núcleo en condiciones de yacimiento para la inhibición del daño a la formación por precipitación/deposición de asfaltenos sería 5CSN a $300 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$ porque este nanocompuesto puede promover la formación de agregados de asfaltenos de bajo tamaño y también mejorar la movilidad del crudo debido a la reducción significativa de IFT y su impacto positivo en la alteración de la mojabilidad.

2.3. Pruebas de imbibición del núcleo. La prueba dinámica tuvo como objetivo determinar el efecto de 5CSN como un nanocompuesto novedoso en la inhibición del daño por formación de asfaltenos en condiciones de yacimiento a una dosis fija de nanomaterial de 300 mg·L⁻¹. Figura 6 muestra las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para cada etapa mencionada en la prueba de desplazamiento, incluyendo la línea de base, la primera inducción del daño por asfaltenos, la remediación DAX, la inyección de nanofluidos y la segunda inducción del daño por asfaltenos para corroborar la inhibición. Con base en las curvas de Kr, la permeabilidad relativa del petróleo en Sw disminuye de 1 a 0,51 después de la inducción del daño 1, lo que sugiere la precipitación y deposición de grandes agregados de asfaltenos en el medio poroso. La remediación del daño se logró mediante la inyección del tratamiento DAX, que aumenta el valor de Kro a 0,93 mediante la disolución de las fracciones de asfalto depositadas. En este sentido, es importante señalar que los valores de Kro y Krw en función del Sw se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$Kri|_{si} = \frac{Ki|_{si}}{Kb} \quad (1)$$

Dónde $Kri|_{si}$ es la permeabilidad relativa de la fase en el valor de saturación de la fase i, $Ki|_{si}$ es la permeabilidad efectiva de la fase i en el valor de saturación de la fase i y Kb la permeabilidad de referencia. Después del proceso de inhibición del nanofluido, el valor de Kro alcanza 1,2, lo que sugiere que las condiciones de movilidad del crudo después de la inyección del nanofluido han mejorado en comparación con el escenario de referencia. En este sentido, la alteración de las fuerzas de superficie/interfaz a través de la reducción de la IFT de los fluidos de yacimiento y la alteración de la mojabilidad estimulan la movilidad del crudo en los medios porosos, mostrando hallazgos prometedores relacionados con la recuperación de crudo. Además, después del daño 2, el valor de Kro solo se reduce en un 7,5 %, lo que contrasta con la reducción del 49 % en el Kro para el escenario de referencia, mostrando no solo la mejora en la recuperación de crudo sino también la inhibición del daño por asfaltenos.

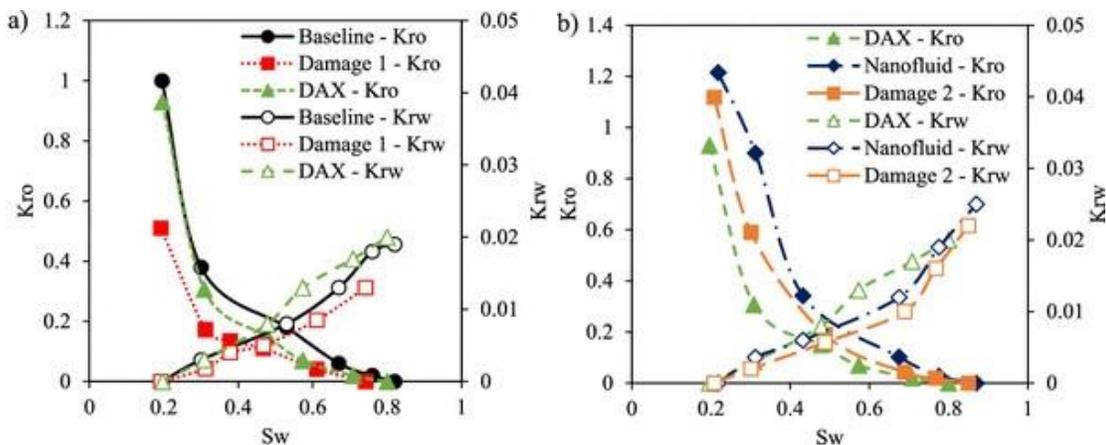


Figura 6. (a) Curvas de permeabilidad relativa al agua (Krw) y al petróleo (Kro) para los escenarios base, dañado y remediado, (b) Curvas de permeabilidad relativa al agua (Krw) y al petróleo (Kro) para los escenarios remediado, inhibido y dañado. Temperatura de 70°C; sobrecarga y presión intersticial de 31,1 y 16,9 MPa, respectivamente. Composición de nanofluido: DAX en presencia de 5CSN a una dosis de nanocompuesto de 300 mg·L⁻¹.

La Tabla 3 muestra los resultados en términos de saturación irreducible de agua (Swr), saturación de petróleo residual (Sor) y Kro en Swr.

Tabla 3. Saturación residual de petróleo (Sor), saturación de agua irreducible (Swr) y permeabilidad relativa del petróleo crudo (Kro) en condiciones de Sor para los escenarios base, daño 1, DAX, nanofluido y daño 2 (Temperatura de 70°C; sobrecarga y presión intersticial de 31,1 y 16,9 MPa, respectivamente.)

Sistema	Swr	Sor	Kro
Línea base	1,95	0,18	1
Daño 1	1,92	2,58	51
DAX	1,96	0,2	93
nanofluido	2,18	0,13	121
Daño 2	2,08	0,15	112

Los resultados muestran que existe un aumento en la saturación de petróleo residual debido a la inducción del daño por asfaltenos 1 y daño 2, que corresponden a 7.8 y 2%, respectivamente. Además, el bajo cambio en el punto de cruce de Kro y Krw sugiere que después del proceso de inhibición, la formación de agregados de asfaltenos de bajo tamaño no tiene un efecto considerable sobre las propiedades petrofísicas en comparación con el caso de referencia. Estos resultados concuerdan con los resultados informados por Betancur et al.,[43] quien demostró que las nanopartículas no solo inhiben la agregación de asfaltenos sino que también afectan la humectabilidad de la superficie de la roca.

Finalmente, la Figura 7 muestra las curvas de recuperación de petróleo para el escenario base, el primer daño, remediación DAX, nanofluido inyección y segundo daño. El primer daño provoca una disminución del factor de recuperación de petróleo del 11,7% en comparación con la línea de base. La remediación DAX provoca un aumento del 6,5% en el factor de recuperación de petróleo desde el primer daño. Sin embargo, esto no es suficiente para llegar a la línea de base. La inyección de nanofluidos provoca un aumento del 7,8 % en el factor de recuperación de petróleo desde la línea de base, mientras que el segundo daño muestra un aumento del 5,19 % desde la línea de base. De acuerdo con estos resultados, el nuevo cardanol/ SiO₂ Los nanocompuestos no solo inhibieron el daño de formación por asfalteno n-C7, pero también podría reducir las restricciones de superficie/interfaz para la movilidad del petróleo crudo en el yacimiento, lo que conduciría a mejoras en la recuperación de petróleo.

Conclusiones

La inclusión de los nanocompuestos de SiO₂/cardanol en la inhibición del daño de la formación de asfaltenos podrían mejorar la movilidad del petróleo crudo a través de la alteración de la superficie de la roca y la reducción de las fuerzas interfaciales en la escala de los poros. Este estudio proporcionó un procedimiento experimental sistemático para la selección de la dosis de nanopartículas basada en la prueba de humectabilidad y tensión interfacial (IFT), especialmente para nanopartículas modificadas con desechos orgánicos que exhiben alta hidrofobicidad. Se encontró que por el aumento en el contenido de cardanol en la superficie del nanocompuesto, se reduce la tendencia del nanomaterial a promover una superficie de roca más mojada por agua. Eso podría deberse al aumento en el grado de hidrofobicidad de los nanocompuestos. Además, a bajo contenido de cardanol, los nanocompuestos muestran una alta reducción en el valor de IFT, probablemente debido a la presencia de Si-OH y varios grupos funcionales orgánicos en la superficie de las nanopartículas que potencian la interacción con ambas fases. En condiciones de yacimiento, el nanocompuesto que contiene 5% de cardanol en Este comportamiento permite la aplicación de ambos procesos simultáneamente, es decir, inhibición de asfaltenos y estimulación de pozos, lo que podría ser favorable para la industria petrolera. la superficie de SiO₂ (5CSN) a una dosis de 300 mg·L⁻¹ muestra un alto potencial de inhibición para la inhibición del daño de los asfaltenos, reduciendo el impacto en las propiedades petrofísicas a través de la formación de agregados de bajo tamaño, evitando el bloqueo de las gargantas de los poros y la alteración de la mojabilidad de la superficie de la roca a una superficie de roca mojada por agua. Además, la capacidad del 5CSN para reducir las restricciones superficiales e interfaciales mejora la recuperación de petróleo.

Referencias

- (1) Bera, A.; Belhaj, H. Application of nanotechnology by means of nanoparticles and nanodispersions in oil recovery-A comprehensive review. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2016, 34, 1284–1309.
- (2) Yuan, B.; Moghanloo, R. G., Using Nanofluids to Control Fines Migration in Porous Systems. In *Formation Damage During Improved Oil Recovery*, Elsevier: 2018; pp. 177–215, DOI: 10.1016/B978-0-12-813782-6.00004-X.
- (3) Franco, C. A.; Nassar, N. N.; Ruiz, M. A.; Pereira-Almao, P.; Cortés, F. B. Nanoparticles for inhibition of asphaltene damage: adsorption study and displacement test on porous media. *Energy Fuels* 2013, 27, 2899–2907.
- (4) Ponmani, S.; Nagarajan, R.; Sangwai, J. In *Applications of nanotechnology for upstream oil and gas industry*, *J. Nano Res.*, 2013; Trans Tech Publ: 2013; pp. 7–15.

- (5) Hosseinpour, N.; Khodadadi, A. A.; Bahramian, A.; Mortazavi, Y. Asphaltene adsorption onto acidic/basic metal oxide nanoparticles toward in situ upgrading of reservoir oils by nanotechnology. *Langmuir* 2013, 29, 14135–14146.
- (6) Turkenburg, D.; Chin, P.; Fischer, H. In Use of modified nanoparticles in oil and gas reservoir management, SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, 2012; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2012.
- (7) Rahmani, A. R.; Bryant, S.; Huh, C.; Athey, A.; Ahmadian, M.; Chen, J.; Wilt, M. Crosswell magnetic sensing of superparamagnetic nanoparticles for subsurface applications. *SPE J. (Soc. Pet. Eng.)* 2015, 20, 1,067–1,082.
- (8) Kanj, M. Y.; Rashid, M.; Giannelis, E. In Industry first field trial of reservoir nanoagents, SPE Middle East oil and gas show and conference, 2011; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2011.
- (9) Hoelscher, K. P.; De Stefano, G.; Riley, M.; Young, S. In Application of nanotechnology in drilling fluids, SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition, 2012; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2012.
- (10) Zhang, J.; Li, L.; Wang, S.; Wang, J.; Yang, H.; Zhao, Z.; Zhu, J.; Zhang, Z. In Novel micro and nano particle-based drilling fluids: Pioneering approach to overcome the borehole instability problem in shale formations, SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition, 2015; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2015.
- (11) Maserati, G.; Daturi, E.; Del Gaudio, L.; Belloni, A.; Bolzoni, S.; Lazzari, W.; Leo, G. In Nano-emulsions as cement spacer improve the cleaning of casing bore during cementing operations, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2010.
- (12) Clavijo, J. V.; Roldán, L. J.; Valencia, L.; Lopera, S. H.; Zabala, R. D.; Cárdenas, J. C.; Durán, W.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Influence of size and surface acidity of silica nanoparticles on inhibition of the formation damage by bentonite-free water-based drilling fluids. Part I: nanofluid design based on fluid-nanoparticle interaction. *Adv. Nat. Sci.: Nanosci. Nanotechnol.* 2019, 10, No. 045020. (13) Clavijo, J. V.; Roldán, L. J.; Valencia, L.; Lopera, S. H.; Zabala, R. D.; Cárdenas, J. C.; Durán, W.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Influence of size and surface acidity of silica nanoparticles on inhibition of the formation damage by bentonite-free water-baseddrilling fluids. Part II: dynamic filtration. *Adv. Nat. Sci.: Nanosci. Nanotechnol.* 2020, 11, No. 015011.
- (14) Vargas, J.; Roldán, L. J.; Lopera, S. H.; Cardenas, J. C.; Zabala, R. D.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. In Effect of Silica Nanoparticles on Thermal Stability in Bentonite Free Water-Based Drilling Fluids to Improve its Rheological and Filtration Properties After Aging Process, Offshore Technology Conference Brasil, 2019; Annu. Offshore Technol. Conf.: 2019.
- (15) Kumar, D.; Chishti, S. S.; Rai, A.; Patwardhan, S. D. In Scale inhibition using nano-silica particles, SPE Middle East Health, Safety, Security, and Environment Conference and Exhibition, 2012; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2012.
- (16) Franco-Aguirre, M.; Zabala, R. D.; Lopera, S. H.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Ca-DTPMP nanoparticles-based nanofluids for the inhibition and remediation of formation damage due to CaCO₃ scaling in tight gas-condensate reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2018, 169, 636 – 645.
- (17) Díez, R.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. In Development of Nanofluids Based on Synergistic Effect of MgO Nanoparticles and a Quaternary Amine (CTAB) for the Inhibition of Formation Damage Caused By Fines Migration, 2017 AIChE Annu. Meet., Conf. Proc., 2017; AIChE: 2017.
- (18) Betancur, S.; Carrasco-Marín, F.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Development of composite materials based on the interaction between nanoparticles and surfactants for application in chemical enhanced oil recovery. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2018, 57, 12367 – 12377.
- (19) Betancur, S.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Magnetite-silica nanoparticles with a core-shell structure for inhibiting the formation damage caused by the precipitation/deposition of asphaltene. *J. Magnetohydrodyn. Plasma Res.* 2016, 21, 289 – 322.
- (20) Mohammadi, M.; Akbari, M.; Fakhroueian, Z.; Bahramian, A.; Azin, R.; Arya, S. Inhibition of asphaltene precipitation by TiO₂, SiO₂, and ZrO₂ nanofluids. *Energy Fuels* 2011, 25, 3150 – 3156.
- (21) Giraldo, L. J.; Gallego, J.; Villegas, J. P.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Enhanced waterflooding with NiO/SiO₂ 0-D Janus nanoparticles at low concentration. *J. Pet. Sci. Eng* 2019, 174, 40 – 48.
- (22) Taborda, E. A.; Franco, C. A.; Lopera, S. H.; Alvarado, V.; Cortés, F. B. Effect of nanoparticles/nanofluids on the rheology of heavy crude oil and its mobility on porous media at reservoir conditions. *Fuel* 2016, 184, 222 – 232.
- (23) Li, K.; Wang, D.; Jiang, S. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil Gas Sci. Technol. – Revue d'IFP Energies nouvelles* 2018, 73, 37.

- (24) Jiang, R.; Li, K.; Horne, R. In A Mechanism Study of Wettability and Interfacial Tension for EOR Using Silica Nanoparticles, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2017; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2017.
- (25) Al-Anssari, S.; Wang, S.; Barifcani, A.; Iglauer, S. Oil-water interfacial tensions of silica nanoparticle-surfactant formulations. *Tenside, Surfactants, Deterg.* 2017, 54, 334 – 341.
- (26) Rezvani, H.; Panahpoori, D.; Riazi, M.; Parsaei, R.; Tabaei, M.; Cortes, F. B. A novel foam formulation by Al₂O₃/SiO₂ nanoparticles for EOR applications: A mechanistic study. *J. Mol. Liq.* 2020, 112730.
- (27) Betancur, S.; Olmos, C. M.; Pe´rez, M.; Lerner, B.; Franco, C. A.; Riazi, M.; Gallego, J.; Carrasco-Marín, F.; Cortes, F. B. A microfluidic study to investigate the effect of magnetic iron corecarbon shell nanoparticles on displacement mechanisms of crude oil for chemical enhanced oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng* 2020, 184, 106589.
- (28) Franco, C. A.; Zabala, R.; Cortes, F. B. Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *J. Pet. Sci. Eng* 2017, 157, 39 – 55.
- (29) Li, S.; Torsaeter, O. In The impact of nanoparticles adsorption and transport on wettability alteration of intermediate wet berea sandstone, SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition, 2015; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2015.
- (30) Karimi, A.; Fakhroueian, Z.; Bahramian, A.; Pour Khiabani, N.; Darabad, J. B.; Azin, R.; Arya, S. Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications. *Energy Fuels* 2012, 26, 1028 – 1036.
- (31) El-Diasty, A. I.; Aly, A. M. In Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery, SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, 2015; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2015.
- (32) Hamed Shokrlu, Y.; Babadagli, T. In Effects of nano-sized metals on viscosity reduction of heavy oil/bitumen during thermal applications, Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 2010; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2010.
- (33) Montes, D.; Henao, J.; Taborda, E. A.; Gallego, J.; Cortes, F. B.; Franco, C. A. 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* 2020, 5085.
- (34) Pe´rez-Robles, S.; Matute, C. A.; Lara, J. R.; Lopera, S. H.; Cortes, F. B.; Franco, C. A. Effect of Nanoparticles with Different Chemical Nature on the Stability and Rheology of Acrylamide Sodium Acrylate Copolymer/Chromium (III) Acetate Gel for Conformance Control Operations. *Nanomaterials* 2020, 10, 74.
- (35) De Boer, R. B.; Leerlooyer, K.; Eigner, M. R. P.; Van Bergen, A. R. D. Screening of crude oils for asphalt precipitation: theory, practice, and the selection of inhibitors. *SPE Prod. Facil.* 1995, 10, 55 – 61.
- (36) Afra, S.; Alrashidi, H.; Nasr-EL-Din, H. In Interrelationship between asphaltene precipitation methods and asphaltene characteristics and self-association behavior, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2017.
- (37) Karan, K.; Hammami, A.; Flannery, M.; Artur Stankiewicz, B. Evaluation of asphaltene instability and a chemical control during production of live oils. *Pet. Sci. Technol.* 2003, 21, 629 – 645.
- (38) Gonzalez, D.; Gonzalez, F.; Pietrobon, M.; Haghshenas, M.; Shurn, M.; Mees, A.; Stewart, C.; Ogugbue, C.; Duvivier, G. In Strategies to Monitor and Mitigate Asphaltene Issues in the Production System of a Gulf of Mexico Deepwater Subsea Development, Offshore Technology Conference, 2016; Proc. - Annu. Offshore Technol. Conf.: 2016.
- (39) Rezvani, H.; Kazemzadeh, Y.; Sharifi, M.; Riazi, M.; Shojaei, S. A new insight into Fe₃O₄-based nanocomposites for adsorption of asphaltene at the oil/water interface: an experimental interfacial study. *J. Pet. Sci. Eng* 2019, 177, 786 – 797.
- (40) Nassar, N. N.; Hassan, A.; Pereira-Almao, P. Comparative oxidation of adsorbed asphaltenes onto transition metal oxide nanoparticles. *Colloids Surf., A* 2011, 384, 145 – 149.
- (41) Nassar, N. N.; Hassan, A.; Pereira-Almao, P. Effect of Surface acidity and basicity of aluminas on asphaltene adsorption and oxidation. *J. Colloid Interface Sci.* 2011, 360, 233 – 238.
- (42) Kazemzadeh, Y.; Sharifi, M.; Riazi, M. Mutual Effects of Fe₃O₄/Chitosan Nanocomposite and Different Ions in Water for Stability of Water-in-Oil (w/o) Emulsions at Low – High Salinities. *Energy Fuels* 2018, 32, 12101 – 12117.
- (43) Betancur, S.; Carmona, J. C.; Nassar, N. N.; Franco, C. A.; Cortes, F. B. Role of particle size and surface acidity of silica gel nanoparticles in inhibition of formation damage by asphaltene in oil reservoirs. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2016, 55, 6122 – 6132.

- (44) Romero, Z.; Disney, R.; Acuna, H. M.; Cortes, F.; Patino, J. E.; Cespedes Chavarro, C.; Mora, E.; Botero, O. F.; Guarín, L. In Application and evaluation of a nanofluid containing nanoparticles for asphaltene inhibition in well CPSXL4, OTC Brasil, 2013; Proc. - Annu. Offshore Technol. Conf.: 2013.
- (45) Zabala, R.; Mora, E.; Botero, O.; Cespedes, C.; Guarín, L.; Franco, C.; Cortes, F.; Patino, J.; Ospina, N. In Nano-technology for asphaltene inhibition in Cupiagua South Wells, IPTC 2014: Int. Pet. Technol. Conf., 2014; 2014.
- (46) Lo´pez, D.; Giraldo, L. J.; Lucas, E. F.; Riazi, M.; Franco, C. A.; Cortes, F. B. Cardanol/SiO₂ Nanocomposites for Inhibition of Formation Damage by Asphaltene Precipitation/Deposition in Light Crude Oil Reservoirs. Part I: Novel Nanocomposite Design based on SiO₂-Cardanol Interactions. *Energy Fuels* 2020, 34, 7048 – 7057.
- (47) Trbovich, M.; King, G. In Asphaltene deposit removal: Longlasting treatment with a co-solvent, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 1991; J. Pet. Sci. Eng: 1991.
- (48) Li, S.; Genys, M.; Wang, K.; Torsæter, O. In Experimental study of wettability alteration during nanofluid enhanced oil recovery process and its effect on oil recovery, SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2015; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2015.
- (49) Hendraningrat, L.; Torsæter, O. Metal oxide-based nanoparticles: revealing their potential to enhance oil recovery in different wettability systems. *Appl. Nanosci.* 2015, 5, 181 – 199.
- (50) Ali, J. A.; Kolo, K.; Manshad, A. K.; Mohammadi, A. H. Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egypt. J. Pet.* 2018, 27, 1371 – 1383.
- (51) Sun, X.; Zhang, Y.; Chen, G.; Gai, Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. *Energies* 2017, 10, 345.
- (52) Chengara, A.; Nikolov, A. D.; Wasan, D. T.; Trokhymchuk, A.; Henderson, D. Spreading of nanofluids driven by the structural

disjoining pressure gradient. *J. Colloid Interface Sci.* 2004, 280, 192 – 201.

- (53) McElfresh, P. M.; Holcomb, D. L.; Ector, D. In Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells, SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition, 2012; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2012.
- (54) Maghzi, A.; Mohammadi, S.; Ghazanfari, M. H.; Kharrat, R.; Masihi, M. Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: A pore-level investigation. *Exp. Therm. Fluid Sci.* 2012, 40, 168 – 176.
- (55) Li, R.; Jiang, P.; Gao, C.; Huang, F.; Xu, R.; Chen, X. Experimental investigation of silica-based nanofluid enhanced oil recovery: the effect of wettability alteration. *Energy Fuels* 2017, 31, 188 – 197.
- (56) Choi, Y.-S.; Kang, H.; Kim, D.-G.; Cha, S.-H.; Lee, J.-C. Mussel-inspired dopamine- and plant-based cardanol-containing polymer coatings for multifunctional filtration membranes. *ACS Appl. Mater. Interfaces* 2014, 6, 21297 – 21307.
- (57) Voirin, C.; Caillol, S.; Sadavarte, N. V.; Tawade, B. V.; Boutevin, B.; Wadgaonkar, P. P. Functionalization of cardanol: towards biobased polymers and additives. *Polym. Chem.* 2014, 5, 3142 – 3162.
- (58) Iji, M.; Moon, S.; Tanaka, S. Hydrophobic, mechanical and thermal characteristics of thermoplastic cellulose diacetate bonded with cardanol from cashew nutshell. *Polym. J.* 2011, 43, 738 – 741.
- (59) Li, S.; Hendraningrat, L.; Torsæter, O. In Improved oil recovery by hydrophilic silica nanoparticles suspension: 2 phase Flow experimental studies, IPTC 2013: Int. Pet. Technol. Conf., 2013; European Association of Geoscientists & Engineers: 2013; pp cp-350- 00212.
- (60) Hendraningrat, L.; Li, S.; Torsæter, O. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng* 2013, 111, 128 – 138.
- (61) Dahle, G. S. Investigation of how hydrophilic silica nanoparticles affect oil recovery in Berea sandstone: an experimental study. Master thesis Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysik, 2014.
- (62) Roustaei, A.; Moghadasi, J.; Bagherzadeh, H.; Shahrabadi, A. In An experimental investigation of polysilicon nanoparticles' recovery efficiencies through changes in interfacial tension and wettability alteration, SPE international oilfield nanotechnology conference and exhibition, 2012; SPE J. (Soc. Pet. Eng.): 2012.
- (63) Li, S.; Kaasa, A. T.; Hendraningrat, L.; Torsæter, O. In Effect of silica nanoparticles adsorption on the wettability index of Berea sandstone, Paper SCA2013 – 059 presented at the international symposium of the Society of Core Analysts held in Napa Valley, California, USA,

2013; 2013; pp. 16 – 19.

- (64) Kamal, M. S.; Adewunmi, A. A.; Sultan, A. S.; Al-Hamad, M. F.; Mehmood, U. Recent advances in nanoparticles enhanced oil recovery: rheology, interfacial tension, oil recovery, and wettability alteration. *J. Nanomater.* 2017, 2017, 1.

-
- (65) Peter, M.; Flores Camacho, J. M.; Adamovski, S.; Ono, L. K.; Dostert, K.-H.; O'Brien, C. P.; Roldan Cuenya, B.; Schauermaann, S.; Freund, H.-J. Trends in the binding strength of surface species on nanoparticles: how does the adsorption energy scale with the particle size? *Angew. Chem., Int. Ed.* 2013, 52, 5175 – 5179.
- (66) Esmailzadeh, P.; Hosseinpour, N.; Bahramian, A.; Fakhroueian, Z.; Arya, S. Effect of ZrO₂ nanoparticles on the interfacial behavior of surfactant solutions at air – water and nheptane – water interfaces. *Fluid Phase Equilib.* 2014, 361, 289 – 295.
- (67) Rezvani, H.; Riazi, M.; Tabaei, M.; Kazemzadeh, Y.; Sharifi, M. Experimental investigation of interfacial properties in the EOR mechanisms by the novel synthesized Fe₃O₄@ Chitosan nanocomposites. *Colloids Surf., A* 2018, 544, 15 – 27.
- (68) Parsaei, R.; Kazemzadeh, Y.; Riazi, M. Study of Asphaltene Precipitation during CO₂ Injection into Oil Reservoirs in the Presence of Iron Oxide Nanoparticles by Interfacial Tension and Bond Number Measurements. *ACS Omega* 2020, 5, 7877 – 7884.
- (69) Cortes, F. B.; Mejía, J. M.; Ruiz, M. A.; Benjumea, P.; Riffel, D. B. Sorption of asphaltenes onto nanoparticles of nickel oxide supported on nanoparticulated silica gel. *Energy Fuels* 2012, 26, 1725 – 1730.
- (70) Patino, J. E., C. F. B. Nanocatalysts for hydrocracking and methods of their use US Patent WO2013183004A2. 2016.
- (71) Donaldson, E. C.; Ewall, N.; Singh, B. Characteristics of capillary pressure curves. *J. Pet. Sci. Eng* 1991, 6, 249 – 261.
- (72) Giraldo, J.; Benjumea, P.; Lopera, S.; Cortes, F. B.; Ruiz, M. A. Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids. *Energy Fuels* 2013, 27, 3659 – 3665.
- (73) Vonnegut, B. Rotating bubble method for the determination of surface and interfacial tensions. *Rev. Sci. Instrum.* 1942, 13, 6 – 9.
- (74) Tiab, D.; Donaldson, E. C., *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*; Gulf professional publishing: 2015.