

Pérdida de inyectividad del pozo durante el proceso de estimulación química de gas en yacimientos apretados de gas condensado

Autor(es): Carlos A. Cardona- Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; Daniel López- Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; Richard D. Zabala- Departamento de Tecnologías de Producción, Gerencia Técnica, Vicepresidencia Técnica de Desarrollo, Ecopetrol SA; 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

Después de la inyección de tratamiento químico disperso en gas (GaStim) en un yacimiento maduro compacto colombiano de gas condensado, se observó una pérdida de inyectividad que condujo a una reducción de la productividad en el pozo. El objetivo principal de este estudio es evaluar las causas de la pérdida de inyectividad debido al proceso GaStim a través de pruebas estáticas y dinámicas. Para ello se realizaron isotermas de adsorción del tratamiento sobre la superficie de la roca y mediciones del ángulo de contacto (CA). Además, se estudió la interacción de los fluidos del yacimiento con el tratamiento químico a través de mediciones de tensión interfacial y formación de emulsión. La reproducción de las condiciones de inyección de campo a escala de laboratorio se logró con éxito e incluyó la caída de presión de la corriente de gas desde el cabezal del pozo hasta la ruta de inyección y una prueba de desplazamiento del núcleo para diferentes relaciones de líquido a gas (LGR). Se encontró que en LGR de $0.4 \text{ bbl} \cdot \text{MMscf}^{-1}$, el 24% del tratamiento químico disperso es condensado/retenido, promoviendo tanto la emulsión como el bloqueo capilar que lleva a una reducción de la permeabilidad al gas (Kg) del 66%. Aunque a $0,025 \text{ bbl} \cdot \text{MMscf}^{-1}$ no hay evidencia de bloqueo capilar, la reducción de Kg del 47,7% puede estar asociada al bloqueo de la emulsión según la distribución de la gota de emulsión y de la garganta del poro. Esta investigación proporciona un panorama del diseño preciso de las operaciones de GaStim basado en un procedimiento experimental esquemático para establecer las condiciones de flujo de inyección y la interacción entre la superficie de la roca y los fluidos del yacimiento con el tratamiento disperso, lo que demuestra que el éxito de esta técnica depende del tratamiento químico empleado y la relación líquido-gas durante la intervención de campo.

1. Introducción

El aumento de la demanda de energía y la disminución de los recursos de hidrocarburos han intensificado la búsqueda de nuevas fuentes de energía. En 2018, el consumo mundial de petróleo y gas tuvo un importante aumento de 1,8% y 3,0%, respectivamente (1,7 millones de barriles por día de petróleo y 96 mil millones de metros cúbicos de gas) [1]. En este sentido, los yacimientos de baja permeabilidad, como los tight gas, se han convertido en una de las fuentes de gas más importantes para EE. UU. y China debido a las reservas recuperables probadas que rondan los 459 y 777 billones de pies cúbicos (TFC) [2,3]. Las formaciones de arenas compactas normalmente se definen como un sistema estratificado en una estructura de depósito clástica, con permeabilidades efectivas al gas inferiores a $0,1 \text{ mD}$ [4]. En particular, en Colombia, la cuenca de los Llanos, ubicada en la cordillera oriental de los Andes, contiene los dos yacimientos de gas natural más grandes del país, llamados Cusiana y Cupiagua [5–7]. De acuerdo con La Administración de Información Energética (EIA) por sus siglas en inglés, 363 Billones de Pies Cúbicos (BCF) y las reservas probadas de gas natural se acercaron a 4,02 TFC [8].

La producción en yacimientos de condensado de gas compacto plantea varios desafíos asociados con la baja permeabilidad del yacimiento y los diferentes mecanismos de daño causados durante la vida productiva del pozo [9–11]. Reducción de la permeabilidad alrededor del pozo como resultado de filtrado o invasión de sólidos, migración de finos, hinchazón de arcilla, descamación de compuestos inorgánicos, precipitación/deposición de asfaltenos y atrapamiento de agua son comunes dependiendo de las propiedades

petrofísicas de las formaciones de arenas apretadas y los fluidos del yacimiento [9,11–13]. algún tratamiento basados en coagulantes, floculantes, antifloculantes, solventes no polares y dispersantes son ampliamente utilizados en el control de la precipitación y deposición de asfaltenos [14–17], los fluidos ácidos se utilizan como un medio común. método para la remediación por desestabilización de finos a través de la disolución de los minerales [18–20] y uno de los métodos de remediación más comunes para el banco de condensado es la estimulación química de tipo compresión usando surfactantes para movilizar el condensado en la región cercana al pozo [21]. Estos tipos de estimulaciones químicas se utilizan comúnmente mediante la inyección de una fase líquida, lo que podría dificultar la penetración profunda en formaciones compactas [22,23]. Además, según Restrepo et al. [23], existen diferentes mecanismos de daño a la formación tales como precipitación/deposición de asfaltenos, desestabilización de finos y acumulación de condensado que podrían tener lugar lejos del pozo y se denominan mecanismos de daño profundo (DDM). Para resolver el problema del daño profundo, se utilizan comúnmente varios tratamientos químicos. Por lo tanto, se han propuesto nuevas técnicas para lograr una penetración profunda en medios porosos para mitigar el daño a la formación [22–24]. Uno de ellos es la estimulación química propiamente dicha, que se basa en la dispersión del tratamiento químico en el flujo de gas, conocida como estimulación química de gas (GaStim) [7,23,25–27].

La dispersión química en una corriente de gas como una técnica novedosa en la industria del petróleo y el gas se ha utilizado en la estimulación de pozos para mejorar la producción en campos maduros, lo que permite una penetración más profunda y, por lo tanto, una mayor durabilidad del tratamiento [7,23,27]. Franco et al. [7] realizaron una estrategia de estimulación enfocada en bancos líquidos (como condensado de petróleo y agua) y sólidos orgánicos (como asfaltenos) mediante la incorporación de mezclas de alcohol y surfactantes en la corriente de gas. Según los autores, el cambio en la tasa de petróleo superó las expectativas y no se observó una disminución de la tasa de petróleo durante 1 año de producción posterior a la estimulación. Restrepo et al. [23,27] realizaron una serie de desplazamientos de núcleos y pruebas de campo para evaluar la técnica GaStim en formaciones compactas. En la primera parte de la investigación, los autores compararon la remediación de daños por condensación mediante dos técnicas principales, como la inyección de un lote líquido y la dispersión del tratamiento en una corriente de gas. Con base en la permeabilidad al gas del sistema (Kg), los investigadores encontraron que el daño se elimina en un 16,8% usando un lote líquido. Sin embargo, utilizando la técnica GaStim, el daño se eliminó en un 52,8% [23]. Se evaluaron una serie de productos químicos para la remediación de daños en pruebas de inundación de núcleos para establecer el tratamiento más adecuado en la reducción de las saturaciones de condensado y salmueras en muestras de núcleos apretados. Además, para eliminar la acumulación de salmuera y condensado. El proceso se llevó a cabo durante 9.5 días y se reportó la aparición de una emulsión inversa durante los primeros cuatro días después de abierto, sin embargo, esta emulsión se manejó adecuadamente. Los informes indican un aumento en la tasa de aceite del 40% y una reducción en el GOR del 30% cuatro meses después del tratamiento. Con base en los resultados, no hubo daño de formación asociado con la emulsión formada. En otra prueba de campo, los mismos autores evaluaron la coinyección de un solvente de asfalto disperso en una corriente de gas a un valor de LGR de 1 bbl·MMSCF⁻¹ para la remediación del daño de los asfaltenos en sistemas de petróleo volátil altamente subsaturados, mostrando cambios positivos en las tendencias de declive debido a la redisolución de los asfaltenos [27]. La aplicación más reciente de la inyección de dispersión líquida en un flujo de gas fue realizada por Medina et al [26] como una técnica prometedora para ayudar al proceso de inyección de vapor en campos de petróleo extrapesado. En este caso, los autores dispersaron un nanofluido basado en nanocatalizadores para aumentar la calidad del petróleo crudo mediante la reducción del contenido de asfaltenos, la viscosidad y el aumento de la gravedad API. Los autores establecen que una mayor profundidad de penetración conduce a una mayor cantidad de crudo que puede ser contactado por el nanofluido basado en nanocatalizadores, por lo que se logró un aumento sustancial en la recuperación de petróleo. Sin embargo, los estudios mencionados carecen de la evaluación de las condiciones de flujo de inyección tratando de asegurar una penetración profunda del tratamiento y evitar cualquier bloqueo capilar producido por la pérdida en la capacidad de carga de la corriente de gas durante el viaje desde la boca del pozo hasta la vía de inyección [28,29]. Además, la compatibilidad de los fluidos es otro tema de preocupación que los investigadores consideran porque la formación de precipitados de fases emulsionadas podría afectar el éxito del proceso de estimulación a través del bloqueo de la garganta del poro o la alteración de la humectabilidad [30].

Estos ejemplos muestran el potencial de esta tecnología, especialmente en formaciones compactas debido a la mejora en la eficiencia de barrido y la penetración profunda del estímulo químico en el yacimiento [23]. La aplicación más reciente se utilizó como alternativa para la remediación del daño de deformación en un yacimiento de condensado de gas compacto (etiquetado como pozo RE), que se encuentra por debajo del punto de burbuja. En este caso, la aplicación consistió en la co-inyección de un disolvente comercial de asfaltenos dispersos en una corriente de gas, con el objetivo de incrementar el índice de inyectividad del pozo debido a la remediación del daño de formación. En la figura 1 se muestra el índice de inyectividad de gas a 6 meses para el pozo RE, donde se puede observar que el periodo de intervención fue de 1 mes aproximadamente. Durante la etapa de estimulación de gas, se dispersó aproximadamente 15 BOPD (barriles de petróleo por día) del tratamiento químico en 30 MMSCFD (Millones de pies cúbicos de gas en condiciones estándar por día), lo que corresponde a una relación líquido a gas (LGR) de 0,5 bbl MMSCFD⁻¹. Además, la inyectividad de los pozos de energía renovable se redujo notablemente. Antes de la intervención del pozo, el índice de inyectividad exhibe un valor promedio de 2757.17 KPCD·MPa⁻¹. Sin embargo, luego de la intervención del pozo, el índice de inyectividad se redujo en un 51,92%, alcanzando un valor promedio de 1325,64 KPCD·MPa⁻¹. Sin embargo, hasta el momento, no existe una explicación para la disminución de la inyectividad del pozo durante y después del proceso de estimulación.

En este punto, aunque la técnica GaStim ha tenido éxito en pruebas de campo anteriores, para el pozo RE los resultados no fueron los esperados. Cabe mencionar que esta técnica tiene varios aspectos que ameritan investigación para entender la pérdida de inyectividad en el pozo como son i) el transporte del químico disperso en una corriente de gas, ii) las interacciones entre el químico disperso con los fluidos del yacimiento y iii) la adsorción del tratamiento químico sobre la superficie de la roca. Por lo tanto, el objetivo de este estudio es comprender la pérdida de inyectividad durante la operación de GaStim en la prueba de campo recreando las condiciones a escala de laboratorio a través de una configuración experimental hecha en laboratorio. Esta configuración experimental reproduce las condiciones de inyección de campo, que incluye la caída de presión de la corriente de gas desde el cabezal del pozo hasta la ruta de inyección y un desplazamiento de fluido a escala central, con el objetivo de evaluar la capacidad de transporte de gas y la compatibilidad de los fluidos del yacimiento en diferentes relaciones de líquido a gas. Además, se realizaron procedimientos experimentales estáticos para obtener información sobre las interacciones entre el tratamiento, los fluidos del yacimiento y la superficie de la roca. Se realizó la evaluación de la compatibilidad de los fluidos, tensión interfacial de los fluidos y grado de emulsificación en presencia del tratamiento. Además, se evaluó la adsorción del tratamiento en la superficie de la roca y la posterior alteración de la mojabilidad para una mejor comprensión de los resultados del desplazamiento y el mecanismo de daño de formación asociado en la prueba de campo. Esta investigación corresponde al primer estudio desde el diseño de laboratorio a medida del tratamiento hasta la prueba de campo para comprender los fenómenos que tienen lugar cuando se inyectan agentes tensoactivos al medio poroso en una corriente de gas. Se espera que este trabajo proporcione un conocimiento más profundo de la técnica GaStim para garantizar futuras aplicaciones exitosas debido al análisis integral de las condiciones de inyección y las interacciones de fluidos y rocas a escala de poro.

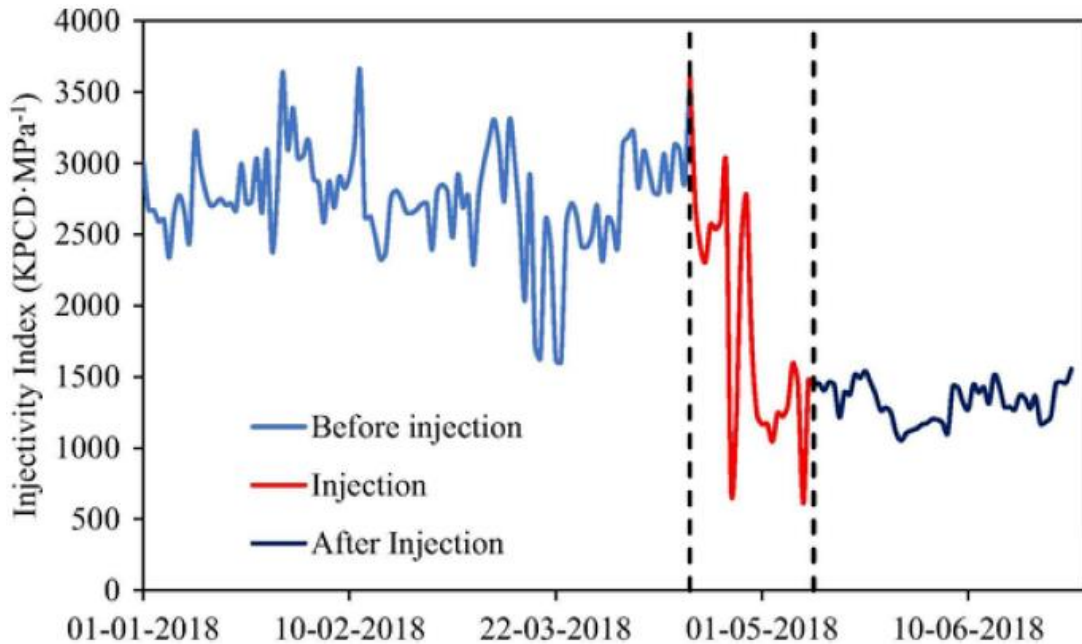


Figura 1. Evolución del índice de inyectividad para pozo RE, antes, durante y después de la estimulación con un disolvente de asfaltenos dispersos en la corriente de gas.

2. Materiales y métodos

2.1. Materiales

Un crudo ligero colombiano con 36,4 °API (con una gravedad específica de 0,843) obtenido de un yacimiento de gas-condensado en Colombia (pozo RE), se utilizó como fase oleosa en la formulación de la emulsión O/W y pruebas de inundación del núcleo. Este crudo tiene una viscosidad de 4.51 cP a 25 °C y un contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de 62.9, 27.6, 9.3 y 0.2% en fracción másica, respectivamente. Se empleó un surfactante no iónico proporcionado por una empresa operadora de Colombia, etiquetado como D1, para la remediación del daño de formación por asfaltenos y se usó tal como se recibió. Se usó arena de sílice limpia (arena de Ottawa, malla US Sieves 30–40). Empleada como muestra modelo de arenisca para la prueba de adsorción D1 en la superficie de la roca. El metanol (99,9%) y el tolueno (99%) se adquirieron de Panreac AppliChem (Castellar del Vallés, Barcelona, España) y se utilizaron para la limpieza del núcleo. La fase acuosa comprende una salmuera sintética hecha con agua desionizada y los siguientes reactivos basados en el análisis elemental de la salmuera de formación: $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, NaCl , KCl , $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{NiCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$, ZnCl_2 , LiCl , todos adquiridos de Panreac AppliChem (Castellar de Vallés, Barcelona, España). La composición de la

salmuera se muestra en la Tabla 1. Las propiedades de la fase acuosa obtenida como densidad, conductividad, tensión superficial, pH fueron de $1.059 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, $9200 \text{ }\mu\text{S}\cdot\text{cm}^{-1}$, $27,2 \text{ mN}\cdot\text{m}^{-1}$ y 6,43, respectivamente.

Tabla 1. Concentración de sal para la salmuera sintética utilizada como fase acuosa.

Salt	Concentration (mgL^{-1})
$\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	3.53
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	404.98
NaCl	4067.21
KCl	78.54
$\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	218.85
$\text{NiCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	7.131
$\text{Al}(\text{NO}_3)_3$	11.254
ZnCl_2	4.091
LiCl	22.44

2.2. Caracterización del tratamiento químico

El tratamiento químico D1 se caracterizó mediante análisis de espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), la estimación del número de equilibrio hidrofílico-lipofílico (HLB), densidad, índice de refracción (IR) y concentración micelar crítica (CMC). El análisis FTIR se realizó en un espectrómetro IRAffinity 1-S (Shimadzu Corporation, Japón), utilizando 2-propanol como estándar en condiciones atmosféricas [31]. Para las mediciones, se obtuvieron 10 barridos por minuto en un rango de longitud de onda de $600\text{--}4000 \text{ cm}^{-1}$ con una resolución de 1 cm^{-1} . Las medidas de densidad se realizaron utilizando un picnómetro de acuerdo con la norma ASTM D891-18 [32]. La CMC se obtuvo mediante la preparación de soluciones acuosas a diferentes concentraciones de D1 y la absorbancia UV-vis de las muestras se midió utilizando un Genesys Espectrofotómetro UV-Vis 10S de Thermo Scientific (Waltham, MA, Estados Unidos) a 304 nm [33]. Además, el método propuesto por Chun et al. [34] fue empleado para el cálculo del valor HLB para el tratamiento recibido. Las mediciones de la tensión interfacial se realizaron con una solución acuosa al 0,1% del tratamiento sobre una capa de tolueno. Los valores de HLB se pueden calcular con la siguiente expresión [34]:

$$HLB = \frac{-(\gamma - 45.7)}{2.36} \quad (1)$$

Donde γ ($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$) es la tensión interfacial del mencionado sistema.

2.3. Adsorción del tratamiento químico D1

La roca del yacimiento del pozo R1 está compuesta principalmente de cuarzo (90–95 %), arcillas (5–10 %) y arcillas migratorias como la caolinita (2–7 %). Los cuales están ampliamente distribuidos alrededor del reservorio [35]. En este sentido, debido a la alta proporción de cuarzo en la superficie de la roca, se utilizó arena de sílice limpia como solución modelo de medio poroso. Los experimentos de adsorción por lotes se realizaron a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ para diferentes concentraciones de tratamiento, de acuerdo con el procedimiento realizado por Guzmán et al [33]. El tratamiento químico se adicionó en agua desionizada a concentraciones desde $100 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ a $5000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, y $10 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$ de la masa seca de roca. Las muestras se agitaron durante 24 h para asegurar el equilibrio de adsorción y la concentración residual del tratamiento en la solución acuosa se midió por espectrofotometría UV-vis con un Genesys 10S. Espectrofotómetro UV-vis (Waltham, MA, Estados Unidos) a 304 nm , usando una curva de calibración de absorbancia UV-vis v. la concentración del tratamiento químico. La cantidad adsorbida del tratamiento químico fue determinada por el balance de masa en la siguiente ecuación:

$$N_{ads} = (C_i - C_E) \frac{V}{M} \quad (2)$$

Donde, C_i es la concentración inicial del tratamiento químico en solución ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$), C_E es la concentración de equilibrio del tratamiento en el sobrenadante ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$), V es el volumen de la solución (L) y M de la muestra de roca (g). Las isothermas de adsorción del tratamiento químico sobre el medio poroso modelo son descritas por el modelo de Equilibrio Sólido-Líquido (SLE) que describe la cantidad adsorbida en función de los parámetros K ($\text{g}\cdot\text{g}^{-1}$), H ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$), y N_{ads} ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$) [36]. El detalle del modelo SLE se muestra en el documento informativo de apoyo. Además, se afirma que la adsorción de surfactantes sobre superficies sólidas se considera un proceso exotérmico [37,38], lo que sugiere que la afinidad de adsorción disminuye al aumentar la temperatura, por lo que en condiciones de yacimiento, la cantidad adsorbida probablemente sería menor que a $25\text{ }^\circ\text{C}$. Sin embargo, en base a un estudio previo, se ha utilizado con éxito un modelo de predicción basado en la teoría de Polanyi para determinar otras isothermas a temperaturas diferentes a la isoterma obtenida experimentalmente a $25\text{ }^\circ\text{C}$ [39].

2.4. Mediciones de ángulos de contacto

La alteración de la mojabilidad de una muestra de roca mojada por petróleo usando el tratamiento D1 a $5000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ en la salmuera preparada se analizó a través de las mediciones del ángulo de contacto de gotas de salmuera y crudo para sistemas aire/agua/arenisca antes y después del tratamiento. En general, la roca del yacimiento del pozo R1 está compuesta principalmente de cuarzo (90–95 %), arcillas (5–10 %) y arcillas migratorias como la caolinita (2–7 %) [23]. Además, este tipo de yacimiento se caracteriza por presentar valores bajos de porosidad (5,8%) y permeabilidad (1 mD) [27]. Con base en las propiedades petrofísicas y la mineralogía de la superficie del yacimiento, se realizó una campaña de recolección y caracterización de muestras de afloramiento para garantizar la homogeneidad entre las muestras de núcleos de campo y los afloramientos. Las muestras de roca seleccionadas se sometieron a un proceso de envejecimiento con el crudo del yacimiento de interés durante 200 h a $80\text{ }^\circ\text{C}$ para promover la generación de una superficie de roca mojada por aceite según el procedimiento propuesto por Franco-Aguirre et al. [21]. Luego, las muestras de roca se sumergieron en el tratamiento D1 durante 12 h a $80\text{ }^\circ\text{C}$ y se secaron antes de las mediciones del ángulo de contacto. Las temperaturas utilizadas en los pasos de envejecimiento y remediación de las muestras de roca se seleccionaron para evitar la evaporación del fluido. Empleando el siguiente arreglo para la estimación de los ángulos de contacto en un dispositivo óptico que se muestra en la Fig. 2, las gotas de aceite y agua se colocaron en la superficie de la roca usando una bomba automática a una velocidad constante para formar gotas de líquido con un volumen aproximado de $5\text{ }\mu\text{L}$. Para el análisis de las fotografías tomadas por una cámara HD se empleó el modelo Young-Laplace y el Attention Theta Software (Biolin Scientific, Ver 4.1.0) para obtener los ángulos de contacto de las gotas de líquido colocadas en diferentes posiciones de la superficie de la roca.

2.5. Mediciones de tensión interfacial

Las interacciones entre el crudo ligero y la salmuera sintética para D1 se realizaron mediante mediciones de tensión interfacial (IFT) en dosis D1 de 1000, 2000 y $5000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$. Antes de las mediciones de IFT, el tratamiento se agregó a la salmuera sintética y se agitó durante 1 hora a 300 rpm. Se empleó el método de la placa de Wilhelmy [40] para las mediciones IFT, usando un tensiómetro de fuerza – K11 (Krüss, Alemania).

2.6. Preparación y caracterización de emulsiones de aceite en agua (O/W)

En la formación de emulsiones O/W se estudiaron tres variables como son la velocidad de agitación, el contenido de crudo y la dosificación del tratamiento químico. Con base en el análisis del efluente producido y las dosificaciones de D1 empleadas en la prueba de campo, el contenido de crudo propuesto y la dosificación del químico de tratamiento en la mezcla serán 1%, 5% y 10% en fracción volumétrica y $1000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, $2000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, y $5000\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$; respectivamente. Estos valores se obtuvieron con base en el análisis del efluente del fluido de producción durante la prueba de campo. La inyección de la corriente de gas en el pozo promovería el desplazamiento y la mezcla de los fluidos del yacimiento con el tratamiento disperso, lo que podría promover la formación de emulsiones en la formación. La fase acuosa (tratamiento D1 en la salmuera sintética a la dosis deseada) y la fase oleosa (contenido de crudo ligero en la mezcla) se homogeneizaron durante 5 min a 16000, 20,000 y 24000 rpm utilizando un homogeneizador de alta velocidad (Hamilton Beach Brands, Estados Unidos) con el fin de simular el movimiento de los fluidos cuando la corriente de gas se inyecta en el pozo de acuerdo con la tasa de inyección y la distribución del tamaño de poro del medio poroso [41].-1 del tratamiento químico se evaluó utilizando una velocidad de agitación baja (2000 rpm). Además, la concentración final ($2700\text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$) del tratamiento en la fase acuosa tras el proceso de adsorción sobre la muestra de roca. Toda la preparación, caracterización y almacenamiento de las emulsiones se realizó a temperatura ambiente ($25\text{ }^\circ\text{C}$). La formulación de las 30 emulsiones diferentes se proporciona en la Tabla S1 del Documento de material complementario.

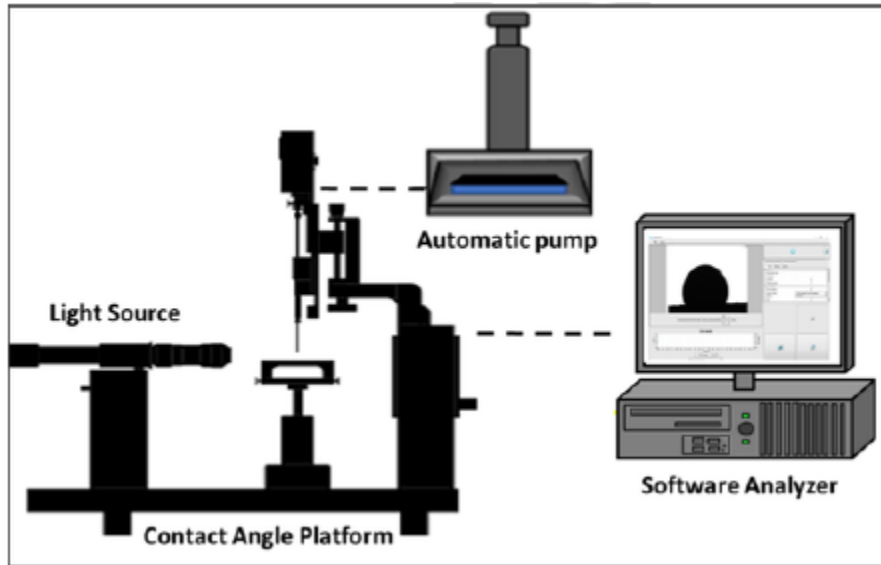


Figura 2. Configuración de tensiómetro óptico para mediciones de ángulo de contacto.

La distribución del tamaño de gota de las emulsiones más estables se comparó con la distribución de la garganta de poro de la formación objetivo en el pozo RE (que fue estimulado con la técnica GaStim). En este sentido, se evalúa el efecto sobre el bloqueo de poros de varias distribuciones de gargantas de poros por la presencia de la emulsión seleccionada y se estima el grado de daño en la formación.

2.6.1. Distribución del tamaño de las gotas

Se empleó el software Motic Images plus 3.0 para evaluar la distribución del tamaño de las gotas de las emulsiones preparadas a través del análisis de microfotografía. Las microfotografías se tomaron en el microscopio óptico Motic BA310 (Motic, Estocolmo, Suecia) a 20 aumentos. La emulsión se colocó en un portaobjetos de vidrio y se cubrió con un cubreobjetos. Las imágenes digitales se adquirieron a 1 y 96 h después de la preparación de la emulsión O/W y las curvas de distribución del tamaño de gota se obtuvieron utilizando el software STATGRAPHICS Centurion XV (Statgraphics Technologies, Virginia, Estados Unidos).

2.6.2. Prueba de estabilidad de la emulsión

La estabilidad de la emulsión se determinó mediante la medición del grado de separación de fases gravitacional a través de la estimación del porcentaje de la altura de la fase crema sobre la altura de la muestra total del sistema [42–44]. Se determinó el índice de formación de crema de la emulsión (CI). Extraído en base a la siguiente ecuación.

$$CI[\%] = \frac{H_C}{H_T} \times 100$$

Donde H_C es altura de la fase cremosa, y H_T es la altura total de la muestra

2.7. Prueba de desplazamiento

Se realizan pruebas de desplazamiento para analizar los posibles problemas asociados con la dispersión del tratamiento y la coalescencia de las gotas de la fase líquida desde la cabeza del pozo hasta la vía de inyección y su interacción con los fluidos de formación y la superficie de la roca. La composición del gas utilizado en las siguientes pruebas se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. La composición del gas empleado en la prueba de desplazamiento.

Compound	Mole Fraction
CL_2	3.21
CH_4	93.49
C_4H_6	1.33
C_3H_8	1.25
C_4H_{10}	0.72

2.7.1. Evaluación del tratamiento de coalescencia y deposición realizada a 120 °C

En función de las condiciones de inyección de campo utilizadas en el proceso GaStim, se realizó una configuración experimental para evaluar la coalescencia de las gotas D1 y el volumen de líquido formado posterior para diferentes proporciones de líquido a gas (LGR) en la corriente de inyección. La tasa de inyección de gas, el factor volumétrico correspondiente del gas, el área de flujo efectivo, la presión de fondo de pozo (BHP) y boca de pozo (WHP), y la caída de presión de la corriente de gas sufrida entre boca de pozo y fondo de pozo fueron las variables empleadas para recrear las condiciones de inyección del proceso de estimulación de gas. En este sentido, el montaje experimental que se muestra en la Fig. 3 está compuesto por dos bombas de desplazamiento y dos cilindros de desplazamiento para las fases líquida y gaseosa, respectivamente.

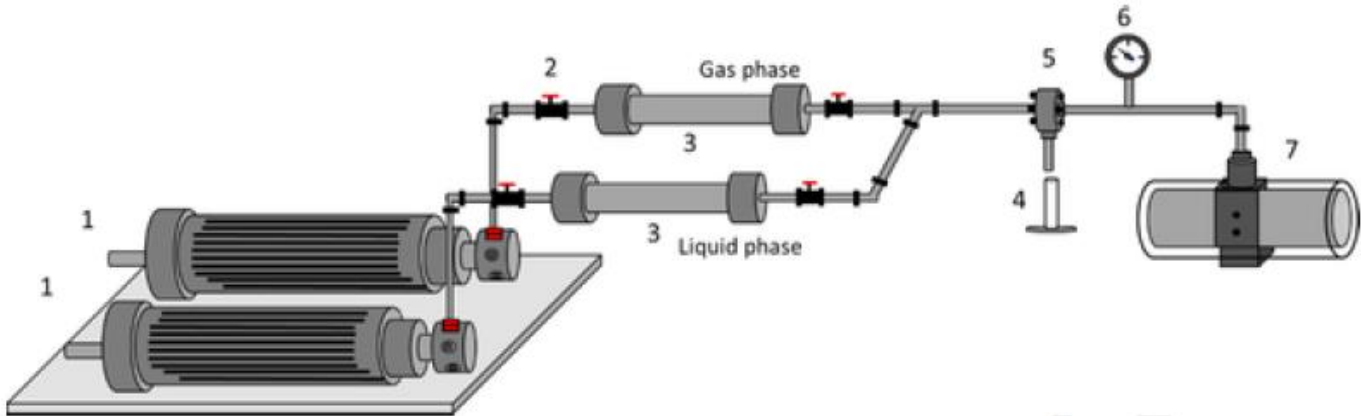


Fig. 3. Representación del montaje experimental para la coalescencia del tratamiento químico después de una caída de presión de 23,44 MPa: 1) bomba de desplazamiento positivo, 2) válvulas, 3) cilindros, 4) probeta para muestreo, 5) diafragma, 6) manómetros, 7) multiplicador presión. Temperatura: 120 °C. Tasa de inyección de gas: 50 MMscf·d⁻¹. Valores LGR: 0,025, 0,075, 0,125, 0,2, 0,29, 0,4 y 0,5 bbl·MMscf⁻¹.

La reinyección de la corriente de gas y el tratamiento D1 se realizó mediante el empleo de bombas de desplazamiento positivo que aseguran un caudal preciso del gas y el tratamiento D1 inyectado en la corriente de inyección, como se puede ver en la Fig. 1. Con base en la prueba de campo, la corriente de gas en la proyección se recreó a escala de laboratorio a través de una configuración experimental hecha en laboratorio. Para ello se empleó el caudal de gas, el factor volumétrico de gas y el área efectiva de flujo de la trayectoria de inyección en el pozo R1 para estimar el caudal de la corriente de gas. Finalmente, el valor de LGR se utilizó para calcular el caudal D1. Las fases combinadas fluyen a través de un diafragma para promover una caída de presión equivalente a la caída de presión calculada para la prueba de campo, y el volumen de gotas químicas que coalescen se recolecta usando un tubo de ensayo. El tratamiento como fase líquida se dispersa en una corriente de gas usando valores LGR de 0.025, 0.075, 0.125, 0.2, 0.29, 0.4 y 0.5 bbl·MMscf⁻¹ a un flujo de gas constante de 50 MMscf·d⁻¹. El gas con el tratamiento disperso fluye a través del diafragma con una caída de presión de 23,44 MPa. Se calculan las diferencias entre el líquido total inyectado en la corriente de gas y el líquido recogido después del diafragma y se informa el porcentaje del líquido que recolectado en el sistema.

2.7.2. Inyección de tratamiento químico en el medio poroso

La prueba de desplazamiento del tratamiento en una corriente de gas se evalúa empleando el arreglo experimental que se muestra en la Fig. 4. La prueba de desplazamiento incluye la coalescencia de las gotas de tratamiento debido a la caída de presión desde el cabezal del pozo y el movimiento de la corriente de gas a través de los medios porosos, con el fin de estudiar las interacciones entre el tratamiento químico, los fluidos de formación y la superficie de la roca en condiciones de yacimiento. Se empleó un núcleo de arenisca de una formación productora de hidrocarburos en Colombia y sus propiedades petrofísicas se muestran en la Tabla 3.

El ensayo se realizó a una temperatura de 120 °C, una presión de confinamiento de 24,13 MPa y una presión intersticial de 10,34 MPa. Inicialmente, el medio poroso se limpió con una mezcla de tolueno/metanol y luego se secó a 120 °C durante 12 h. La permeabilidad absoluta del núcleo (K_{abs}) se midió mediante la inyección de 10 volúmenes de poro (PV) de la salmuera sintética en el medio poroso. Posteriormente, se inyectó 10 PV del crudo liviano para la estimación de la permeabilidad efectiva del petróleo (K_o) a la saturación de agua residual (S_{wr}). La línea base de permeabilidad al gas (K_g) se obtuvo mediante la inyección de la corriente de gas después de la adición del crudo ligero. Además, se satura el medio poroso con los 10 PV del crudo liviano y se le agrega la salmuera sintética hasta la ruptura del sistema. La corriente de gas con el tratamiento disperso se inyecta a valores de LGR de 0.4 y 0.025 y luego se estiman K_g después del proceso de estimulación. La caída de presión es monitoreada, y se estima la reducción del K_g para identificar la posible reducción en la movilidad del gas. La Fig. 2 de los datos complementarios muestra una representación esquemática de los pasos realizados para evaluar la inyección del tratamiento químico en el medio poroso.

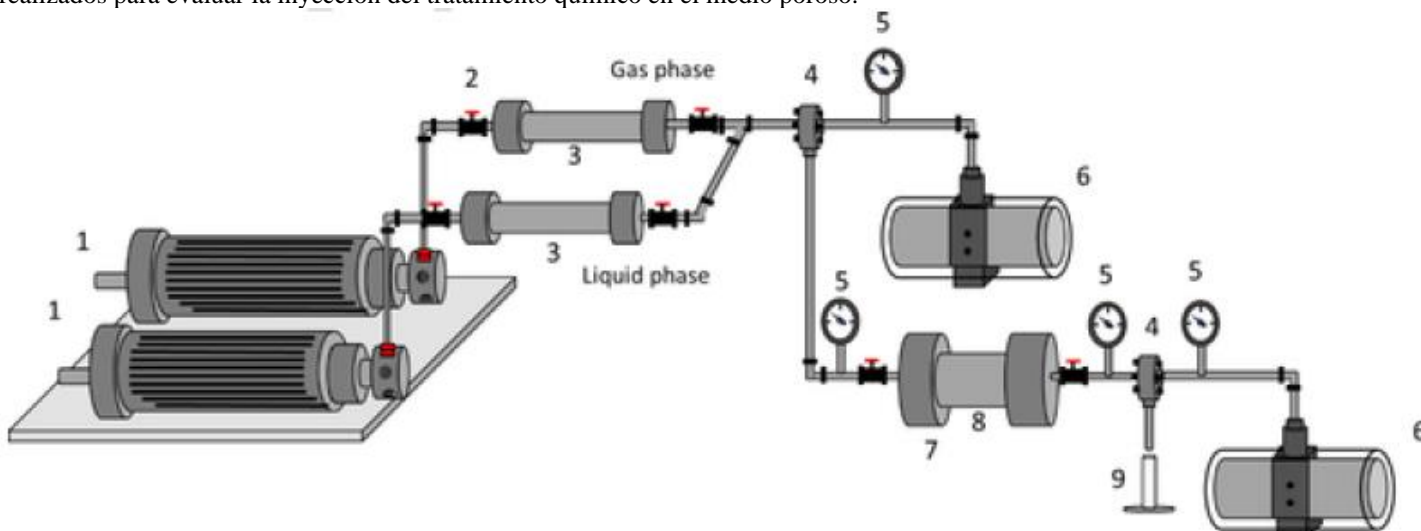


Figura 4. Representación esquemática de la configuración experimental para las pruebas de desplazamiento: 1) bomba de desplazamiento positivo, 2) válvulas, 3) cilindros, 4) diafragma, 5) manómetros, 6) presión multiplicadora, 7) portamuestras, 8) núcleo de arenisca, 9) tubo de ensayo para muestreo. Presión de confinamiento: 24,13 MPa. Presión intersticial: 10,34. Temperatura: 120 °C. Tasa de inyección de gas: 50 MMscf·d⁻¹. Valores LGR: 0,025 y 0,4 bbl·MMscf⁻¹.

3. Resultados

3.1. Caracterización del tratamiento químico

La identificación del grupo funcional en la estructura del tratamiento se determinó mediante espectroscopia FTIR y se muestra en la Fig. 5. Los espectros FTIR del tratamiento recibido muestran bandas correspondientes a la vibración de estiramiento de CH_3 y CH_2 - grupos entre 2988 y 2868 cm^{-1} , que está asociado con el contenido alifático del producto recibido [45,46]. Se puede inferir que la presencia de compuestos amidas a través de las vibraciones de deformación de los grupos N-H a 1600 y 800 cm^{-1} [47]. Las vibraciones de deformación de los grupos O-H asociadas con el contenido de alcohol o grupo carbonilo se observan a 1450 cm^{-1} [46,47]. La vibración COOH también se puede observar en la banda correspondiente entre 1375 y 1240 cm^{-1} [45,47]. La banda debida a la vibración de estiramiento asimétrica y simétrica del COC de un éster alifático se distingue a 1160 y 1150 cm^{-1} respectivamente [45,46]. Por esta razón, el análisis FTIR sugiere que el tratamiento químico tiene grupos funcionales alifáticos e hidrofílicos como CH_2 y CH_3 , y OH, COOH, $-\text{CONH}_2$ y COC, respectivamente.

La Tabla 4 muestra las propiedades estimadas de D1. La concentración micelar crítica (CMC) del producto recibido es cercana a 1068 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$, lo que significa que en el rango de concentración por debajo de la CMC, solo los monómeros del tratamiento coexisten en solución [48]. Mientras tanto, al aumentar la concentración del tratamiento, las micelas comienzan a formarse en la solución. Por otra parte, según la clasificación de Griffin y el valor HLB obtenido (que ronda los 13), se puede inferir que el carácter de los compuestos químicos es más hidrofílico que lipofílico, indicando una buena solubilidad en compuestos polares [49]. En este sentido, el tratamiento químico recibido puede actuar como agente emulsionante O/W, favoreciendo la dispersión de las gotas de aceite en una fase acuosa continua [50–52].

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del núcleo de arenisca.

Property	Value
Length (cm)	6.38
Diameter (cm)	3.78
Porous Volume (mL)	4.2
Porosity (%)	5.9

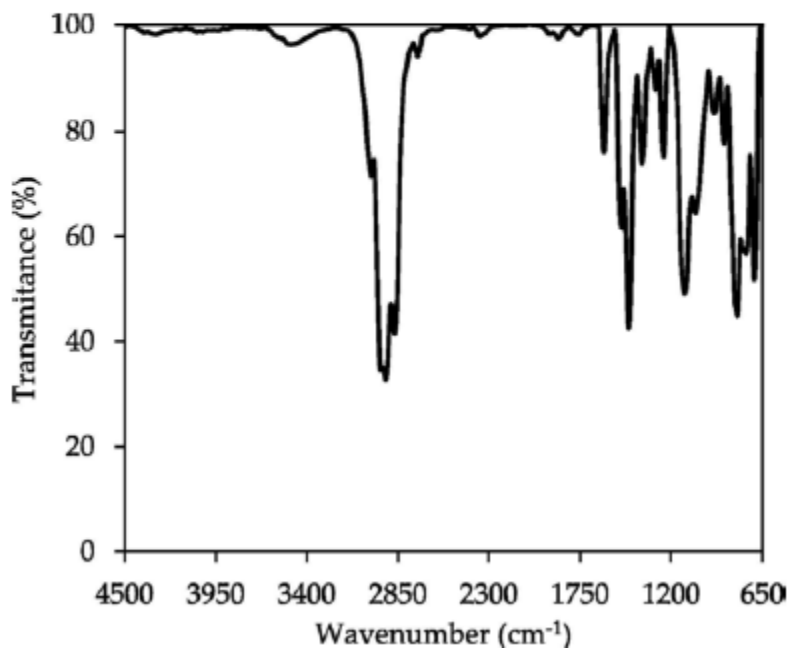


Figura 5. Espectroscopia FTIR del tratamiento químico D1 recibido.

3.2. Tratamiento químico adsorción sobre la roca.

Las interacciones entre el tratamiento D1 y la superficie de la roca se analizaron mediante el estudio de la adsorción estática del químico en la superficie de la roca y el efecto posterior en la modificación de la mojabilidad. La adsorción de tensioactivos en superficies sólidas conduce a cambios en el comportamiento de humectación y la estabilidad coloidal, afectando la movilidad de las fases a escala de poro [37]. Existen varios mecanismos relacionados con la adsorción de compuestos tensioactivos que determinan las propiedades Propiedad Valor interfaciales sólido-líquido tales como atracción/repulsión, electroestática, interacciones cadena-cadena, intercambio iónico, quimisorción, enlaces de hidrógeno y enlaces hidrofóbicos. [37,53]. Una vez que los agentes tensioactivos interactúan con la superficie de la roca, las moléculas adsorbidas comienzan a cubrir la roca por una monocapa, promoviendo la alteración de la humectabilidad de la superficie de la roca. Considerando la presencia de grupos lipofílicos en el tratamiento D1 como $-CH_2$ y CH_3 , y grupos hidrófilos como OH , $-COOH$, $-CONH_2$ y COC , se espera que la interacción entre los compuestos D1 con la superficie de la roca conduzca a diferentes modos de adsorción como enlaces de hidrógeno y enlaces hidrofóbicos [37]. La adsorción de la isoterma D1 sobre la roca se muestra en la Fig. 6. De acuerdo con el esquema de clasificación de la IUPAC, la adsorción del tratamiento sobre la superficie de la roca podría clasificarse como una isoterma Tipo I [54], donde las moléculas adsorbidas cubren la roca por un fenómeno de adsorción monocapa llenando los pequeños poros de la muestra, sugiriendo una alta afinidad entre el adsorbente y el adsorbato. Además, hay una rodilla entre 200 y 500 $mg \cdot L^{-1}$ y podría estar asociado con la superposición de la cobertura monocapa y el inicio de la adsorción multicapa [54,55]. En la concentración inicial más alta del tratamiento, la cantidad adsorbida es de $229,7$ $mg \cdot g^{-1}$ indicando una alta capacidad de adsorción de la muestra de roca. Además, la predicción de la isoterma de adsorción basada en la teoría de Polanyi a 80 $^{\circ}C$ se muestra en la Fig. S3 de la información complementaria, donde se muestra que la afinidad de adsorción disminuye al aumentar la temperatura debido al proceso exotérmico que se está dando entre el tratamiento y la superficie de la roca [37,38].

Se calcularon los parámetros del modelo SLE para el modelo de medio poroso propuesto (N, H , y K), donde se puede inferir una alta afinidad de adsorción con la superficie de la roca debido a un valor de H bajo ($2.291 \text{ mg}\cdot\text{g}^{-1}$) [56]. Además, existe un bajo grado de autoasociación del tratamiento químico sobre la superficie de la roca, como consecuencia del valor de K obtenido ($1.971 \text{ g}\cdot\text{g}^{-1}$) [36], debido a la polaridad del tratamiento, lo que concuerda con el resultado obtenido para HLB. Cabe mencionar que $RSME\%$ es inferior al 10%, lo que indica que el modelo SLE es capaz de describir el comportamiento de adsorción de la roca en el rango de concentraciones utilizadas. Teniendo en cuenta que la inyección de productos químicos es a menudo antieconómica debido a la gran cantidad de pérdida por la interacción de los compuestos tensioactivos con la superficie de la roca, es recomendable para la evaluación de la adsorción del tratamiento químico [37]. En este sentido, es importante señalar que el tratamiento D1 muestra una alta afinidad por la superficie de la roca con base en los resultados de adsorción obtenidos, lo que podría ser otro tema de preocupación en la efectividad del proceso de estimulación química con gas.

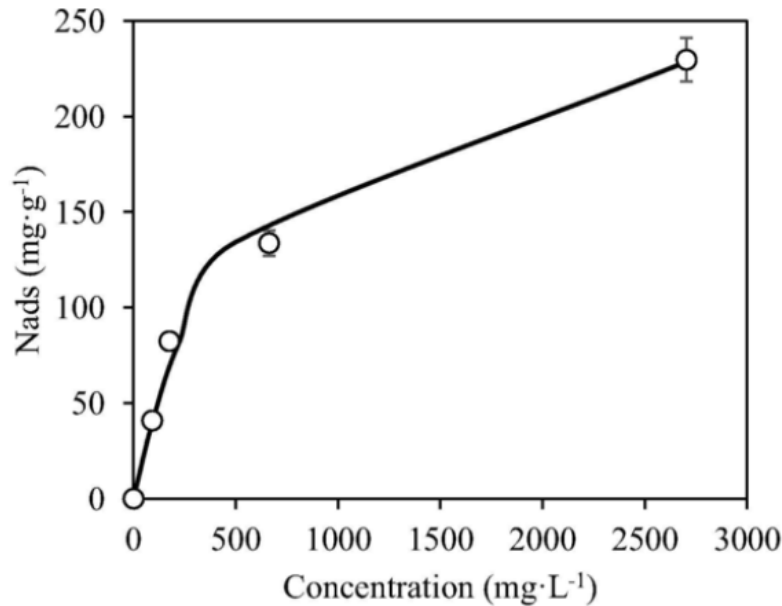


Figura 6. Isotermas de adsorción del tratamiento químico D1 en medios porosos modelo evaluados a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los símbolos representan datos experimentales y la línea continua es del modelo de equilibrio sólido-líquido (SLE).

3.3. Mediciones de ángulos de contacto

La alteración de la mojabilidad de las muestras de roca mojada por petróleo debido a los compuestos activos en el D1 se realizó mediante mediciones del ángulo de contacto. La Fig. 7 muestra las microfotografías de ángulo de contacto de gotas de agua y aceite antes y después de la inmersión en el tratamiento D1. Los resultados revelan que el proceso de envejecimiento en las muestras de arenisca fue exitoso debido al alto valor del ángulo de contacto de la salmuera en lugar del ángulo de contacto del petróleo crudo. Después de la inmersión en el tratamiento D1, ambos ángulos de contacto cambian. En este sentido, el ángulo de contacto con la salmuera se reduce un 52,9% y el ángulo de contacto con el aceite aumenta un 18,1% tras la inmersión de la muestra de roca en el tratamiento D1. Los resultados sugieren que el tratamiento D1 tiene la capacidad de alterar la superficie de la roca mojada por petróleo mediante la desorción de las fracciones pesadas del crudo y la posible adsorción de los compuestos activos presentes en el tratamiento D1. Para el tratamiento D1, se espera que los compuestos alifáticos en el tratamiento D1 promuevan la desorción de las fracciones de petróleo pesado por la difusión de las moléculas en el tratamiento de matriz, mientras que los compuestos activos en D1 interactuarían con los grupos funcionales de roca descubiertos a través del hidrógeno y fuerzas de Van der Waals [23]. La desviación estándar para las mediciones del ángulo de contacto depende de cada medición y fue de hasta $\pm 1,7^{\circ}$.

3.4. Mediciones de tensión interfacial

Las interacciones entre el tratamiento químico con los fluidos del yacimiento se realizaron mediante la evaluación de las medidas de tensión interfacial y el estudio del grado de emulsificación entre el crudo y la salmuera de formación en presencia del tratamiento D1. En este sentido, la tensión interfacial (IFT) entre el crudo ligero y la salmuera se muestra en la Fig. 8 y se midió a diferentes concentraciones de tratamiento químico (desde $0 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ hasta $5000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$) a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. En ausencia del producto químico, la IFT en la interfase crudo ligero/salmuera fue de aproximadamente $24,2 \text{ mN}\cdot\text{m}^{-1}$. De acuerdo con el índice de inestabilidad coloidal (CII), que es de 1.71, este petróleo liviano tiene asfaltenos inestables que podrían migrar a la interfase agua/petróleo, promoviendo la reducción de la tensión interfacial y la fuerza de emulsificación de la fase [57,58].

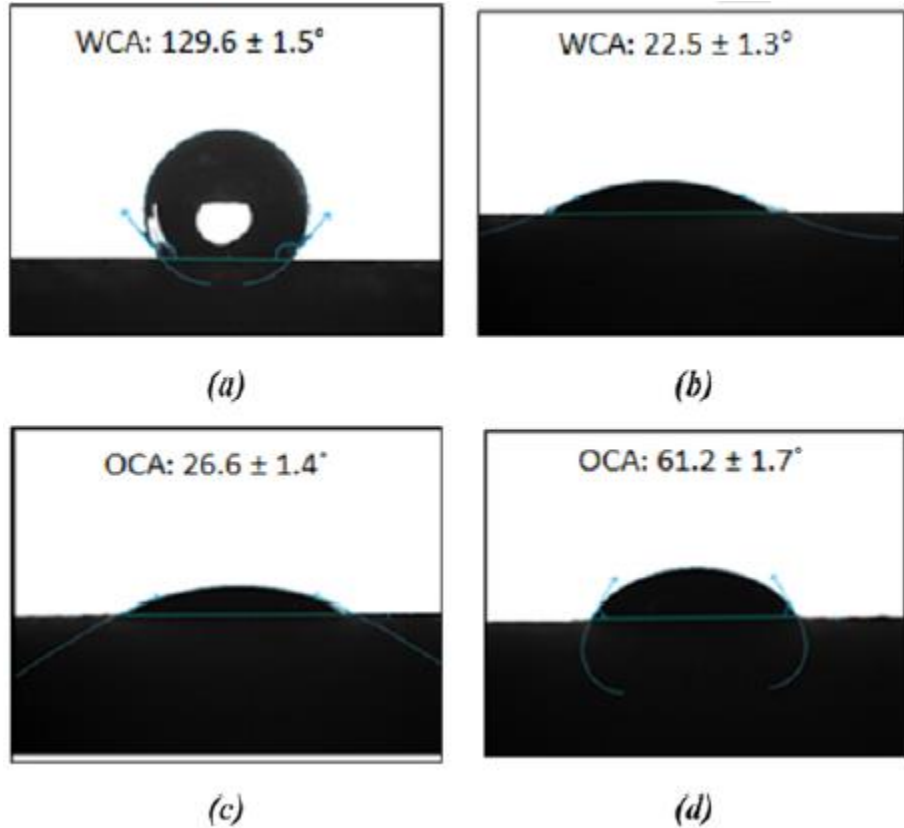


Figura 7. Fotografías de ángulos de contacto para salmuera/muestra de roca mojada por aceite/aire y aceite/muestra de roca mojada por aceite/sistemas de aire antes y después del tratamiento D1: (a) gota de agua y (b) gota de aceite. Después del tratamiento D1: (c) gota de agua y (d) gota de aceite.

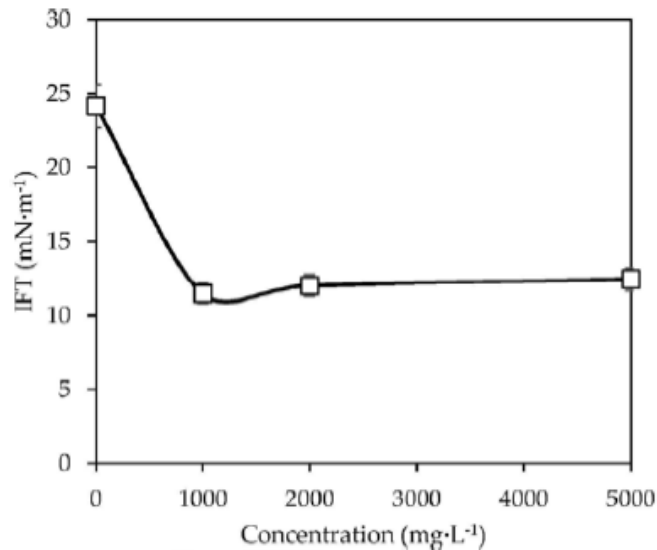


Figura 8. Tensión interfacial aceite/salmuera (IFT) en presencia y ausencia del tratamiento químico D1 en dosis entre 0 y 5000 mg·L⁻¹. Temperatura: 25 °C.

De hecho, los altos saturados y el bajo contenido de resina favorecen la formación de daños por asfaltenos [59]. Por otro lado, la concentración del tratamiento químico influye en la variación de la IFT entre los sistemas de aceite y agua [60–62]. La inclusión de compuestos tensioactivos que pueden estar alineado en la interfase aceite-agua imparte estabilidad a estos sistemas, disminuyendo la tensión interfacial y aumentando su estabilidad termodinámica como se puede observar en la presente investigación, donde al valor más bajo de IFT (es decir, la dosis D1 más alta) se observa el máximo grado de emulsificación [37]. Por debajo de la CMC del tratamiento,

las moléculas permanecen como monómeros promoviendo la reducción de IFT por la adsorción de las moléculas en la interfase aceite/agua [62,63]. En este sentido, un aumento en las moléculas de monómeros en la interfase aceite/agua reduce el valor de IFT hasta un valor mínimo, ubicado en la CMC [60,63]. A esta concentración, los monómeros comienzan a formar micelas por la orientación de las colas lipofílicas juntas y la exposición de los grupos hidrofílicos, lo que aumenta el valor de IFT [63]. Por ello, a una concentración de $1000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ (cerca de CMC) el valor de IFT se reduce en un 52,4%. Sin embargo, a $2000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ (después de CMC) la reducción del 50,2%, lo que sugiere que el IFT aumenta, lo que concuerda con lo informado por Salaguer et al. [64,65]. La desviación estándar para las mediciones de tensión interfacial fue de hasta $\pm 0,9 \text{ mN}\cdot\text{m}^{-1}$.

3.5. Preparación de emulsiones O/W

Esta sección muestra el resumen de los resultados obtenidos en la formulación de las emulsiones O/W y se divide en tres segmentos principales, donde se analiza el efecto de las variables estudiadas en la formación de emulsiones O/W en presencia del tratamiento químico. El análisis de los datos se basa en el percentil 50 (d50) de la distribución del tamaño de gota y los valores de CI para cada sistema evaluado. De acuerdo con la distribución del tamaño de poro de las emulsiones preparadas que se muestran en las Figs. S4, S5 y S6 de los datos complementarios, el alto contenido de petróleo crudo, la baja dosis de D1 y la baja tasa de agitación producen gotas más grandes y dispersas, lo que reduce el grado de emulsificación de las muestras [66]. Se afirma que el tamaño de las gotas de la emulsión cambia notablemente con la temperatura debido a los cambios en la interacción no iónica con ambas fases, la disminución de la viscosidad de la fase continua y el aumento de la coalescencia de las gotas, afectando los resultados en la distribución del tamaño de las gotas y la emulsión. prueba de estabilidad [37].

3.5.1. Efecto del contenido de petróleo crudo

La Fig. 9 muestra el efecto del contenido de aceite en el tamaño del radio de gota y el índice de formación de crema para las emulsiones preparadas a una dosis de tratamiento químico de $5000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ y una velocidad de agitación de 24000 rpm, después del proceso de agitación. El aumento en la cantidad de fase dispersa promovería la coalescencia de las gotas a través de un aumento en la entropía efectiva de las colisiones de las gotas, produciendo una gota de aceite de mayor tamaño y reduciendo la estabilidad de la emulsión [67–69]. Como el vol. La fracción de volumen del aceite aumenta, la separación entre las gotas disminuye y las fuerzas de atracción de London-van der Waals permitirán las colisiones de las gotas y la subsiguiente floculación [70]. En este sentido, a un contenido de crudo de 0,1 y 10 en fracción volumétrica, el tamaño del radio de gota de las emulsiones es de 0,91 y $1,87 \mu\text{m}$, respectivamente. Adicionalmente, la floculación de las gotas contribuye a la reducción del índice de crema (CI) lo que significa una disminución en el grado de emulsificación de los sistemas. La floculación de las gotas podría ajustarse mediante el aumento de los componentes activos de superficie en la interfase aceite/agua para regular las interacciones de atracción y repulsión entre las gotas [71,72]. Los resultados concuerdan con lo informado por Zungur et al. [42].

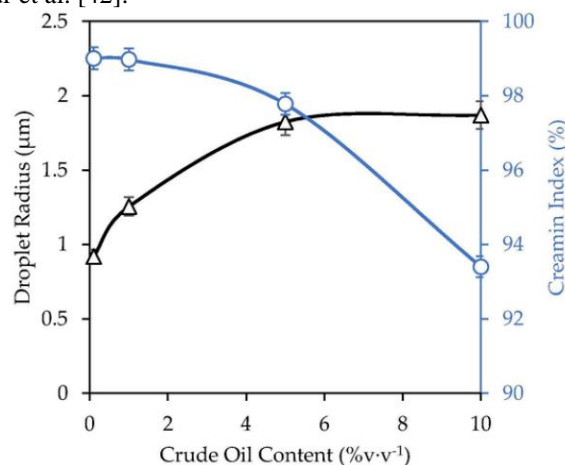


Figura 9. Tamaño del radio de gota e índice de formación de crema en función del contenido de aceite crudo para emulsiones preparadas con $5000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ del tratamiento químico y tasa de agitación de 24000 rpm.

3.5.2. Efecto de la concentración del tratamiento

El efecto de la dosis de tratamiento en el tamaño de gota y grado de emulsificación de la emulsión preparada a un contenido de petróleo crudo de 1% en fracción volumétrica y una velocidad de agitación de 24000 rpm se muestra en la Fig. 10. A partir de los resultados se observó una relación entre la reducción de la IFT y el tamaño de gota debido al aumento de la concentración del tratamiento. En este sentido, el aumento de la concentración produce un aumento de las moléculas de tratamiento adsorbidas en la interfase aceite-agua, promoviendo la formación de una película interfacial delgada entre los dos fluidos y dificultando el contacto, coalescencia y agregación

de la fase dispersa [73,74]. La teoría de la estabilización estérica de los tensioactivos no iónicos sugiere que el petróleo crudo como fase dispersa podría estabilizarse mediante atracciones repulsivas, debido a las interacciones entre los grupos funcionales del tratamiento y los compuestos del petróleo crudo en la gota [67]. Sin embargo, a altas concentraciones de tratamiento, la desestabilización de la emulsión ocurre como resultado de la rápida coalescencia a través de la floculación de las gotitas debido a las atractivas interacciones entre el tratamiento no adsorbido a granel y el tratamiento adsorbido en la interfase de las gotitas [44,72,73, 75]. Este comportamiento no se observó para todas las concentraciones estudiadas, infiriéndose que no hay suficientes moléculas de tratamiento para saturar la superficie de las gotas y promover la floculación de las gotas., el tamaño de la gota de aceite se reduce en más de un 55,5% en comparación con el sistema sin adición de tratamiento. Sin embargo, este no es el sistema con mayor grado de emulsificación y la razón es que se requiere un exceso de moléculas de tratamiento para estabilizar grandes áreas interfaciales [76]. Es posible concluir que la emulsión más compacta y estable se obtuvo a una velocidad de agitación de 24000 rpm, el contenido de crudo de 1% en fracción volumétrica y una dosis de tratamiento de 5000 mg·L⁻¹ presenta un radio de tamaño de gota de 1,25 μm y un índice de formación de crema del 99,1 %.

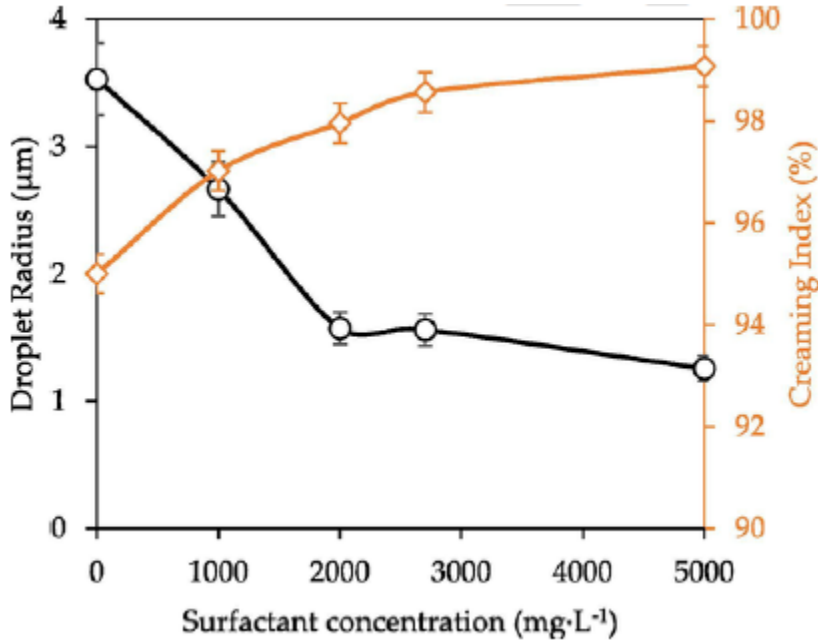


Figura 10. Tamaño del radio de gota e índice de formación de crema en función de la concentración de tratamiento para emulsiones preparadas con un contenido de aceite crudo del 1% en fracción volumétrica y una velocidad de agitación de 24000 rpm.

La remediación del banco de condensado se logra utilizando compuestos tensoactivos que reducen el valor de la tensión interfacial de los fluidos del yacimiento, aumentando la movilización del condensado en la región cercana al pozo [21]. Sin embargo, dependiendo del tipo de yacimiento, la generación de emulsión podría conllevar otros tipos de daños a la formación, como el bloqueo de poros [77,78]. Por lo tanto, es posible inferir que la elección del tratamiento fue mala debido al alto grado de emulsificación que presenta este tratamiento con los fluidos del yacimiento del pozo RE respecto al tamaño de la garganta del yacimiento.

3.5.3. Efecto de la tasa de agitación

El grado de emulsificación a través del índice de formación de crema y el tamaño de gota de las emulsiones de aceite crudo en agua preparadas se ha estudiado para velocidades de mezclado de 2000, 16000, 20000 y 24000 rpm, y los resultados se muestran en la Fig. 11. la aplicación de energía mecánica para deformar la interfase entre dos fases y promover la formación de gotas grandes, que posteriormente se rompen en otras más pequeñas, se logra comúnmente para la emulsificación de dos fases inmiscibles con la presencia de un agente tensoactivo [73]. El aumento de la velocidad de mezcla da como resultado una disminución en el tamaño de las gotas de la fase dispersión de aceite, debido a un aumento en el área interfacial entre las dos fases por la aplicación de energía mecánica [68]. Por esta razón, se puede observar una importante reducción del tamaño de gota por el aumento de la velocidad de mezclado, sea provocar un aumento en la velocidad de agitación de 2000 a 20000 rpm implica una reducción del 66,7% en el tamaño de gota de la fase dispersa. Además, el índice de formación de crema de los sistemas evaluados se ve potenciado por el crecimiento de la velocidad de mezclado, lo que produce un mayor grado de emulsificación. Por esta razón, el sistema más estable y emulsionado está asociado con la tasa de agitación más alta, con la concentración de tratamiento más alta y un contenido de petróleo crudo de 1%v·v⁻¹. En el campo, se espera que el aumento de la tasa de agitación a través de la inyección de la corriente de gas promueva un menor radio de tamaño de gota y un alto grado de emulsificación.

3.5.4. Distribución del tamaño de la garganta del poro frente a la distribución del tamaño de las gotas

Varios autores han estudiado el flujo de la emulsión a través de los medios porosos, encontrando que las gotas de aceite de la emulsión pueden bloquear las gargantas de los poros, reduciendo la permeabilidad de los medios porosos [79–83]. Cuando las gotas de emulsión quedan atrapadas en el poro, se adoptan mecanismos como el filtrado y la intercepción, que dependen de la relación entre el tamaño de la gota y el tamaño del poro (D_p/P_p) [78]. Cuando el tamaño de los poros es más pequeño que el tamaño de las gotas, las gotas obstruirían las constricciones de los poros al alojarse entre los granos, promoviendo la reducción de la permeabilidad de los medios porosos [77,78]. De lo contrario, la intercepción ocurre cuando las interacciones de la gota/superficie de la roca promueven la unión de gotas más pequeñas en las gargantas de los poros debido a las fuerzas de van der Waals, eléctricas, hidrodinámicas y gravitatorias. En este sentido, la intercepción de gotas cerca de las gargantas de los poros puede mejorar la deformación de las gotas por la reducción del diámetro efectivo de los poros [78]. Soo et al. [84] afirman que los tamaños de gota y garganta de poro y la química de ambas fases dominan la captura de las gotas. Higo. –1 del tratamiento D1. En este sentido, se presenta la frecuencia absoluta y acumulada de los datos para analizar el bloqueo de los poros por las gotas de aceite atrapadas en función de la distribución del tamaño de los poros y las gotas. La distribución del tamaño de poro de la formación A muestra 2 picos principales en rangos de 0.1–10 y 10–100 μm , con un equivalente prestado P_{p90} de 1,74 μm . El percentil estadístico de la distribución del tamaño de la garganta del poro, el D_{p90} la relación de la emulsión seleccionada y el tamaño de la garganta del poro, y el porcentaje de poros obstruidos se resumen en la Tabla S2 del material complementario. Debido a la D_p obtenida la relación, el mecanismo de filtrado podría promover el bloqueo de poros en más del 90 % de los poros, debido a la similitud del tamaño de la garganta de los poros y el tamaño de las gotas de aceite [77,82,84]. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el análisis del poro obstruido podría subestimarse porque no se considera el mecanismo de intercepción. Sin embargo, se espera que la acumulación de gotas de tratamiento en las gargantas de poro más grandes contribuirá a la reducción de la permeabilidad del medio poroso. En este sentido, una relación entre D_{p90} con el porcentaje de poros obstruidos solo se puede lograr mediante el mecanismo de filtrado.

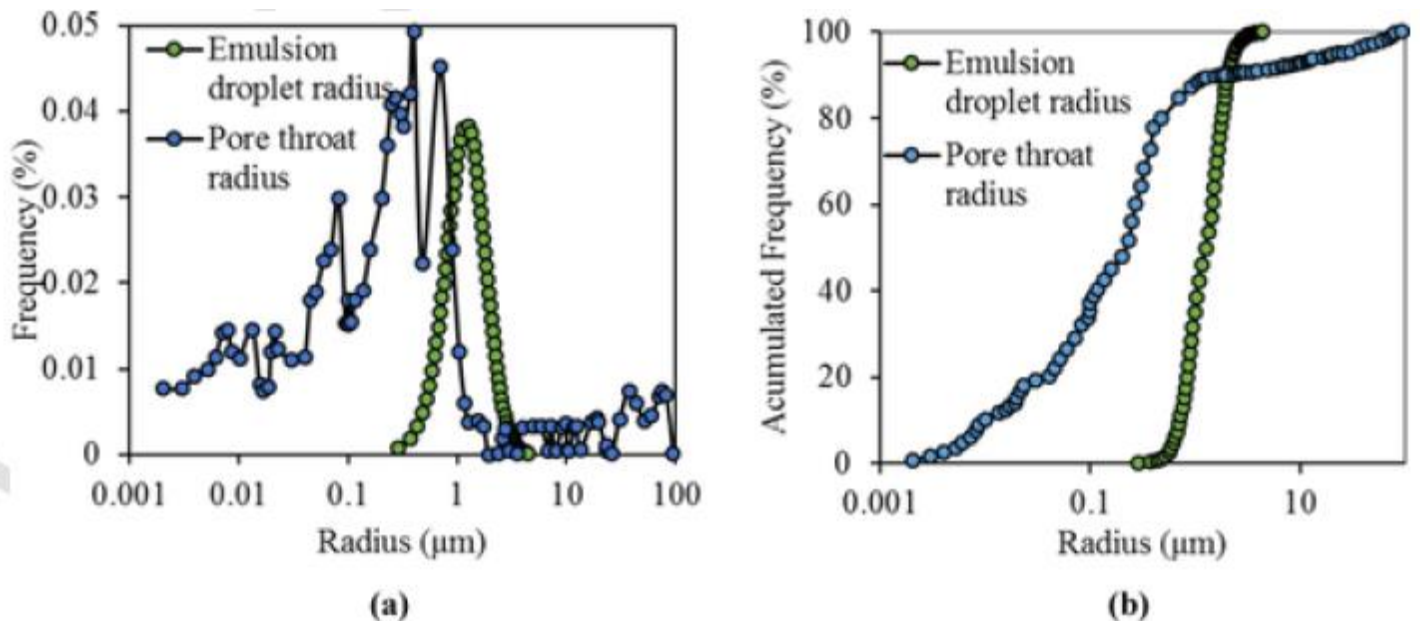


Figura 12. Distribución de tamaño de garganta de poro de la formación A contra la distribución de tamaño de gota de la emulsión preparada a 24000 rpm, con un contenido de crudo ligero de 1 en fracción de volumen y una concentración de tratamiento D1 de 5000 $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$. (a) Frecuencia absoluta, (b) Frecuencia acumulada.

3.6. Prueba de desplazamiento

3.6.1. Evaluación del tratamiento de coalescencia y deposición realizada a 120 °C

Las fuerzas disruptivas aerodinámicas y de tensión superficial son responsables de la deformación y fragmentación de las gotas de líquido dispersas en una corriente de gas [85]. Según Hinze et al. [29], la disipación de energía turbulenta puede ser lo suficientemente alta como para superar las fuerzas de tensión superficial para producir la deformación, ruptura y dispersión de las gotas en gotas más pequeñas. La evidencia experimental muestra que un parámetro adimensional importante como el número de Weber (We) está

relacionado con la formación de gotas estables o inestables [86,87]. Guildenbecher et al. [86], afirma que cuando aumentan las fuerzas disruptivas, es decir, el número We , la deformación y posterior fragmentación de las gotas será mayor. Dos mecanismos para la formación de gotitas son el goteo y la formación de satélites, según lo descrito por Jiang et al. [88]. En este sentido, el modo de goteo ocurre cuando el líquido y el gas fluyen a alta velocidad produciendo la formación de gotitas uniformes, y el modo de formación de satélites se produce con flujos altos de líquido y bajo de gas y genera grandes gotas polidispersas. Han et al. [89] sugieren que el aumento en la velocidad de la corriente de gas puede evitar la interacción de las gotas de líquido mediante la reducción del tamaño de las gotas y su movimiento en una dirección diferente a la del flujo de la corriente de gas. Las colisiones gota-gota ocurren debido a la turbulencia de la corriente de gas y la coalescencia de las gotas depende de las fuerzas de presión del gas [90]. Una caída de presión en el flujo de gas reducirá el impulso de la corriente, lo que podría afectar la capacidad de carga de las gotas aguas abajo, promoviendo la coalescencia de las gotas y su unión a las paredes laterales [28]. Se espera que el aumento en la cantidad de líquido disperso en la corriente de gas afecte la formación del tamaño de las gotas y la probabilidad de colisión, dando como resultado la formación de gotas de mayor tamaño. Después de la caída de presión del sistema, una reducción en la energía turbulenta de la corriente promovería la coalescencia de las gotas y una mayor adherencia a las paredes laterales, lo que podría afectar la inyectividad de la pared por la formación de una fase líquida en el fondo de la misma. el pozo, promoviendo un bloqueo capilar alrededor del pozo. La fracción de la fase líquida formada después de una caída de presión de 24,13 MPa en comparación con la cantidad de tratamiento dispersado en la corriente de gas se muestra en la Fig. 13. En el valor LGR más bajo, el porcentaje de fase líquida formada después de la caída de presión es cero, lo que sugiere que a la tasa de gas definida después de la caída de presión. No obstante, a medida que aumenta la cantidad de tratamiento en la corriente de gas, el líquido formado después del diafragma subiría. En este sentido, al valor superior de LGR, el 24% en fracción volumétrica del tratamiento inyectado en la corriente de gas genera una fase líquida tras una caída de presión de 24,13 MPa.

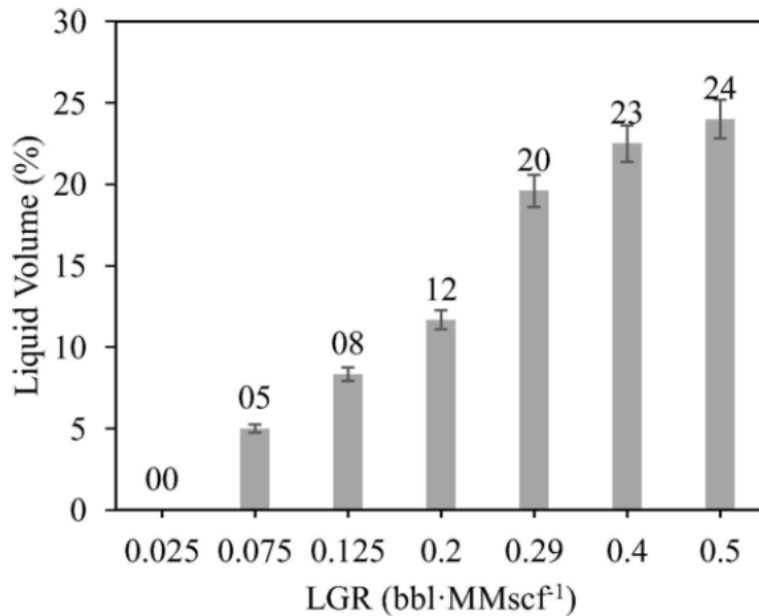


Figura 13. Cantidad de fase líquida producida a partir de la corriente de gas con tratamiento disperso después de una caída de presión de 24,13 MPa.

3.6.2. Inyección de tratamiento químico en el medio poroso

El comportamiento de la permeabilidad al gas (K_g) del núcleo en cada etapa evaluada se muestra en la Fig. 14. La permeabilidad al gas del núcleo de arenisca es inicialmente de 3.2 mD. Sin embargo, después de la inyección de la corriente de gas en presencia del tratamiento D1 a 0,4 bbl·MMscf⁻¹, el gas por la capacidad se reduce más de un 66% dando un K_g de 1,1 mD. De acuerdo con la relación LGR utilizada en esta etapa, se espera la formación de una fase líquida del tratamiento químico antes de la entrada al núcleo de arenisca, lo que equivale al 22,5% v·v del tratamiento inyectado ment, respaldando un bloqueo capilar en la entrada del núcleo [28]. Además, debido a la alta afinidad entre los fluidos del yacimiento y el tratamiento D1 y la energía proporcionada por la corriente de gas y las constricciones de los poros en el núcleo de arenisca, se observó emulsificación de petróleo crudo en los efluentes que podría contribuir en la reducción de K_g por el mecanismos de bloqueo descritos antes [77,78]. Por otro lado, considerando que la inyección de la corriente de gas a una relación LGR de 0.025 bbl·MMscf⁻¹ da como resultado una disminución del 41% de los K_g y no hay depósito de líquido. posición reportada luego de la caída de presión sufrida, es posible afirmar que el daño en el núcleo de arenisca en esta etapa podría deberse más a la emulsificación de las fases durante la inyección del tratamiento se dispersó en una corriente de gas que un bloqueo

capilar debido a la presencia de una fase líquida en la entrada del núcleo. Con base en los resultados obtenidos, se realizó una nueva etapa de estimulación con gas en el pozo RE con el objetivo de reducir la fracción volumétrica de las gotas de aceite por la floculación y coalescencia de la fase dispersa. Considerando la cantidad de fase líquida producida a partir de la corriente de gas después de la caída de presión y la reducción del valor de Kg a una LGR de 0.025, se llevó a cabo un nuevo proceso de estimulación de gas en el pozo RE a una tasa de gas de 70 MMSCFD con una LGR de 0,014, mostrando un aumento del 10,5% en el índice de inyectividad después de 5 días de la intervención del pozo en comparación con la inyectividad antes de la segunda operación de GaStim. De hecho, el índice de inyectividad del pozo RE se restauró parcialmente, superando las expectativas sobre la prueba de campo. Finalmente, la evolución del índice de inyectividad del pozo RE antes, durante, En este sentido, se puede inferir que una selección precisa de las condiciones de la corriente de gas determina el éxito de la técnica. Con base en un análisis integral de las interacciones entre los fluidos del yacimiento, la superficie de la roca y el tratamiento químico es posible proponer una condición de inyección adecuada para cada pozo. Los resultados estuvieron por encima de lo esperado debido a un índice de inyectividad mayor al registrado antes del nuevo proceso de estimulación con gas.

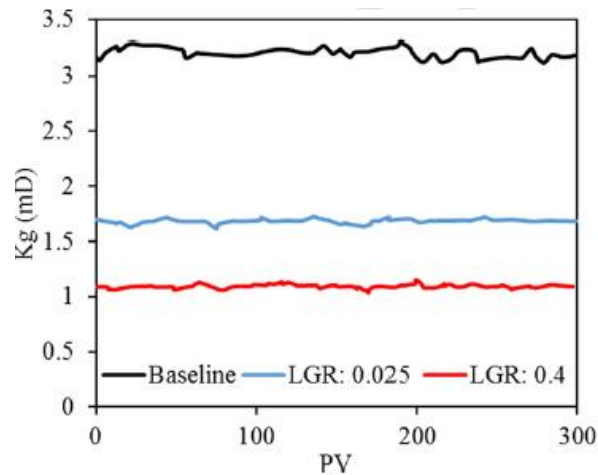


Figura 14. Evolución de la permeabilidad al gas durante el ensayo de desplazamiento en cada etapa. Presión de confinamiento: 24,13 MPa. Presión intersticial: 10,34 MPa. Temperatura: 120 °C. Tasa de inyección de gas: 50 MMscf·d⁻¹. Valores LGR: 0,025 y 0,4 bbl·MMscf⁻¹.

4. Conclusiones

La evaluación de la estimulación de pozos en campos maduros mediante la dispersión de tratamientos químicos en una corriente de gas revela que factores como los fenómenos de transporte del fluido disperso y las interacciones fluido-fluidos y fluidos roca determinan el éxito de la estimulación. En este sentido, el aumento de la dosis de tratamiento químico en la corriente de gas promovería la coalescencia y la fijación de gotitas en la superficie del pozo, lo que reduciría la inyectividad del gas en los medios porosos por restricciones de flujo capilar. La deposición de líquido para diferentes valores de LGR podría vincularse con la capacidad de transporte de la corriente de gas, que se reduce entre la boca del pozo y la zona de inyección, lo que promueve la coalescencia y la deposición de las gotas. Es más, las interacciones entre el tratamiento químico y los fluidos del yacimiento promueven la emulsificación de las fases y el grado de estabilidad de las emulsiones formadas en función del contenido de crudo, la tasa de agitación y la concentración química. Se considera la obstrucción de las gargantas de los poros por el mecanismo de filtrado, mostrando que entre el 33,22 y el 90,19% del espacio poroso podría estar bloqueado por la presencia de la emulsión formada. Sin embargo, el grado de daño sería mayor si se considera la intercepción. En este sentido, en condiciones de yacimiento, la inyección de químicos dispersos en una corriente de gas reduciría los Kg en 66.1 y 47.7% para valores de LRG de 0.4 y 0.025 respectivamente, mostrando que los medios porosos dañan. Se considera la obstrucción de las gargantas de los poros por el mecanismo de filtrado, mostrando que entre el 33,22 y el 90,19% del espacio poroso podría estar bloqueado por la presencia de la emulsión formada. Sin embargo, el grado de daño sería mayor si se considera la intercepción. En este sentido, en condiciones de yacimiento, la inyección de químicos dispersos en una corriente de gas reduciría los Kg en 66.1 y 47.7% para valores de LRG de 0.4 y 0.025 respectivamente, mostrando que los medios porosos dañan. Se considera la obstrucción de las gargantas de los poros por el mecanismo de filtrado, mostrando que entre el 33,22 y el 90,19% del espacio poroso podría estar bloqueado por la presencia de la emulsión formada. Sin embargo, el grado de daño sería mayor si se considera la intercepción. En este sentido, en condiciones de yacimiento, la inyección de químicos dispersos en una corriente de gas reduciría los Kg en 66.1 y 47.7% para valores de LRG de 0.4 y 0.025 respectivamente, mostrando que los medios porosos dañan. Este estudio proporciona un procedimiento sistemático para la selección del tratamiento químico y las condiciones de flujo de inyección con base en la capacidad de carga de la corriente de gas y los fluidos del yacimiento, la superficie de la roca y el tratamiento químico. En este caso, debido a las altas caídas de presión, la alta tasa de adsorción del tratamiento sobre la superficie de la roca y el alto carácter emulsionante, se recomienda el uso de

LRG bajo para evitar cualquier pérdida de inyectividad debido a la operación de GaStim.

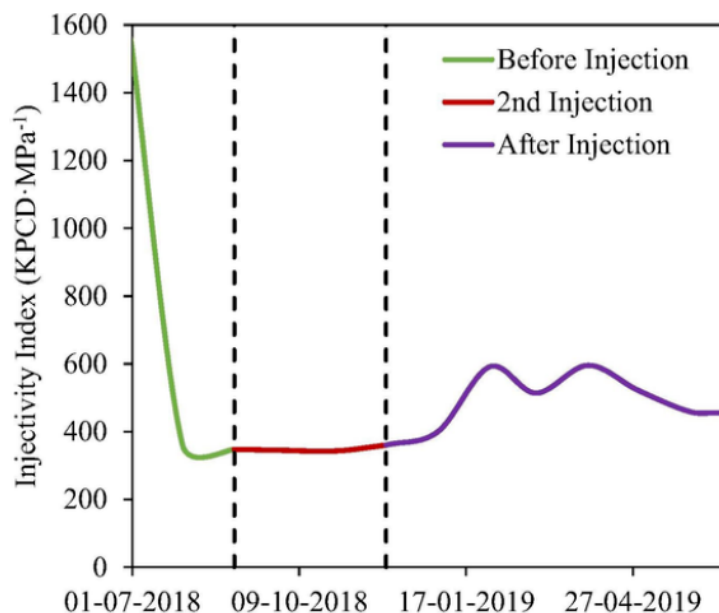


Figura 15. Evolución del índice de inyectividad para pozo RE, antes, durante y después de la segunda estimulación con un disolvente de asfaltenos disperso en la corriente de gas.

Referencias

- [1] Bob D. BP World Energy Statistics. Available; 2018. Available from: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>.
- [2] C A Franco, R Zabala, F B Cortés Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *J Petrol Sci Eng* 2017;157:39–55.
- [3] C Zou, R Zhu, K Liu, L Su, B Bai, X Zhang, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China: characteristics and recognition criteria. *J Petrol Sci Eng* 2012;88–89:82–91.
- [4] Bennion DB, Thomas FB. Formation Damage Issues Impacting the Productivity of Low Permeability, Low Initial Water Saturation Gas Producing Formations. *J Energy Resour Technol* 2005;127:240.
- [5] Trujillo NFS, Kafarov V, Jimenez F. Colombian energy outlook based on unconventional oil and gas reserves with projection to 2030. 21st World Petroleum Congress. World Petroleum Congress; 2014.
- [6] Rossen WR, Ocampo A, Restrepo A, Cifuentes HD, Marin J. Long-time diversion in surfactant-alternating-gas foam enhanced oil recovery from a field test. *SPE Reservoir Eval Eng* 2017;20(01):1-7.
- [7] Franco CA, Romero Z, Disney R, Zapata Arango JF, Mora E, Botero OF, et al. Inhibited gas stimulation to mitigate condensate banking and maximize recovery in cupiagua field. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers; 2012.
- [8] U.S. Energy Information Administration E. Country Analysis Executive Summary: Colombia; 2019. Available from: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Colombia/pdf/colombia_exe.pdf.
- [9] Bahrami H, Rezaee MR, Nazhat DH, Ostojic J, Clennell MB, Jamili A. Effect of water blocking damage on flow efficiency and productivity in tight gas reservoirs. *SPE Production and Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers; 2011.
- [10] H Bahrami, R Rezaee, B Clennell Water blocking damage in hydraulically fractured tight sand gas reservoirs: An example from Perth Basin, Western Australia. *J Petrol Sci Eng* 2012;88–89:100–106.
- [11] X Wu, H Pu, K Zhu, S Lu Formation damage mechanisms and protection technology for Nanpu nearshore tight gas reservoir. *J Petrol Sci Eng* 2017;158:509–515.
- [12] You L, Kang Y. Integrated evaluation of water phase trapping damage potential in tight gas reservoirs. 8th European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers; 2009.
- [13] M Franco-Aguirre, R D Zabala, S H Lopera, C A Franco, F B Cortés Ca-DTPMP nanoparticles-based nanofluids for the inhibition and remediation of formation damage due to CaCO₃ scaling in tight gas-condensate reservoirs. *J Petrol Sci Eng* 2018;169:636–645.
- [14] G A Mansoori, A Elmi Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and in pipelines. *Socar proceedings* 2010;4:12–23. [15] L C Rocha Junior, M S Ferreira, A C da Silva Ramos Inhibition of asphaltene precipitation in Brazilian crude oils

using new oil soluble amphiphiles. *J Petrol Sci Eng* 2006;51(1–2):26–36.

[16] E F Ghloum, M Al-Qahtani, A Al-Rashid Effect of inhibitors on asphaltene precipitation for Marrat Kuwaiti reservoirs. *J Petrol Sci Eng* 2010;70(1–2):99–106.

[17] S Betancur, J C Carmona, N N Nassar, C A Franco, F B Cortés 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(21):6122–6132.

[18] Restrepo A, Lastre M, Milne AW, Penalosa SJ, Castro E. Effective kaolinite damage control under unfavorable chemical environment: field case. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*; 2012.

[19] Hibbeler J, Garcia T, Chavez N. An integrated long-term solution for migratory fines damage. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers*; 2003.

[20] Stanciu C, Vo L, Nguyen P, Weaver J. Maintaining well productivity through controlling fines migration and scale formation. *EUROPEC 2015. Society of Petroleum Engineers*; 2015.

[21] M Franco-Aguirre, R D Zabala, S H Lopera, C A Franco, F B Cortés Interaction of anionic surfactant-nanoparticles for gas - Wettability alteration of sandstone in tight gas-condensate reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng* 2018;51:53–64.

[22] Marin J, Ocampo A, Clavijo J, Restrepo A, Lopera Castro SH, Diaz MP. *GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics*. 2012.

[23] Restrepo A, Ocampo A, Lopera Castro SH, Diaz MP, Clavijo J, Marin J. *GaStim Concept - A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics*; 2012.

[24] K Li, X Jing, S He, B Wei Static Adsorption and Retention of Viscoelastic Surfactant in Porous Media: EOR Implication. *Energy Fuels* 2016;30(11):9089–9096.

[25] N V R Rao, N S Srinivas, Y B G Varma Dispersed phase holdup and drop size distributions in reciprocating plate columns. *Can J Chem Eng* 1983;61(2):168–177.

[26] Medina OE, Caro-Vélez C, Gallego J, Cortés FB, Lopera SH, Franco CA. Upgrading of Extra-Heavy Crude Oils by Dispersed Injection of NiO–PdO/CeO₂±δ Nanocatalyst- Based Nanofluids in the Steam. *Nanomaterials* 2019;9(12):1755.

[27] Restrepo A, Ocampo A, Lopera S, Coronado JL, Sanabria RB, Alzate LG, et al. *GaStim Concept-A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*; 2014.

[28] M R Maxey Droplets in turbulence: a new perspective. *J Fluid Mech* 2017;816:1–4.

[29] J O Hinze Fundamentals of the hydrodynamic mechanism of splitting in dispersion processes. *AIChE J* 1955;1(3):289–295.

[30] Restrepo A, Ocampo A, Lopera S, Coronado JL, Sanabria RB, Alzate LG, et al. *GaStim Concept-A Novel Technique for Well Stimulation. Part II: From Laboratory to Field Pilot Testing. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*; 2014.

[31] T Strother, S Lowry, B Bravo Measurement of dispersed oil in water using an infrared analysis method. *Thermo Fisher Scientific* 2013.

[32] ASTM D891-18. *Standard Test Methods for Specific Gravity, Apparent, of Liquid Industrial Chemicals*. West Conshohocken, PA: ASTM International; 2018.

[33] J D Guzmán, S Betancur, F Carrasco-Marín, C A Franco, N N Nassar, F B Cortés Importance of the Adsorption Method Used for Obtaining the Nanoparticle Dosage for Asphaltene-Related Treatments. *Energy Fuels* 2016;30(3):2052–2059.

[34] A H C Chun, A N Martin Measurement of Hydrophile-Lipophile Balance of Surface-Active Agents. *J Pharm Sci* 1961;50(9):732–736.

[35] Restrepo A, Ocampo A, Lopera Castro SH, Diaz MP, Clavijo J, Marin J. *GaStim Concept-A Novel Technique for Well Stimulation. Part I: Understanding the Physics. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers*; 2012.

[36] T Montoya, D Coral, C A Franco, N N Nassar, F B Cortés A Novel Solid–Liquid Equilibrium Model for Describing the Adsorption of Associating Asphaltene Molecules onto Solid Surfaces Based on the “Chemical Theory”. *Energy Fuels* 2014;28(8):4963–4975.

[37] P Somasundaran, L Zhang Adsorption of surfactants on minerals for wettability control in improved oil recovery processes. *J Petrol Sci Eng* 2006;52(1–4):198–212.

[38] S Betancur, F Carrasco-Marín, C A Franco, F B Cortés 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(37):12367–12377.

[39] J Giraldo, N N Nassar, P Benjumea, P Pereira-Almao, F B Cortés Modeling and Prediction of Asphaltene Adsorption Isotherms Using Polanyi’s Modified Theory. *Energy Fuels* 2013;27(6):2908–2914.

[40] J Drelich, C Fang, C White Measurement of interfacial tension in fluid-fluid systems. *Encyclopedia of Surfactants* 2002;3:3158–3163.

[41] F Civan Porous media transport phenomena. *John Wiley & Sons*; 2011.

[42] A Zungur, M Koç, F K Ertekin Physical Properties of Olive Oil in Water Model Emulsion: Effect of Aqueous and Oil Phase Concentration and Homogenization Types. *Academ Food J/Akademik GIDA* 2015;13(1).

[43] I K Hong, S I Kim, S B Lee Effects of HLB value on oil-in-water emulsions: Droplet size, rheological behavior, zeta-potential, and

- creaming index. *J Ind Eng Chem* 2018;67:123–131.
- [44] H Mirhosseini, C P Tan, N S A Hamid, S Yusof Effect of Arabic gum, xanthan gum and orange oil contents on ζ -potential, conductivity, stability, size index and pH of orange beverage emulsion. *Colloids Surf, A* 2008;315(1–3):47–56.
- [45] Pouchert CJ. *The Aldrich Library of FT-IR Spectra*, Aldrich Chemical Company. Inc Milwaukee, WI 1985.
- [46] Socrates G. Infrared characteristic group frequencies, Tables and charts. *Journal of the Am Chem Soc* 1995;117(5):1671-.
- [47] A P Dean, D C Sigee, B Estrada, J K Pittman Using FTIR spectroscopy for rapid determination of lipid accumulation in response to nitrogen limitation in freshwater microalgae. *Bioresour Technol* 2010;101(12):4499–4507.
- [48] E Ruckenstein, R Nagarajan Critical micelle concentration. Transition point for micellar size distribution. *J. Phys. Chem.* 1975;79(24):2622–2626.
- [49] A Bera, K Ojha, A Mandal, T Kumar Interfacial tension and phase behavior of surfactant-brine–oil system. *Colloids Surf, A* 2011;383(1–3):114–119.
- [50] W C Griffin Classification of surface-active agents by “HLB”. *J Soc Cosmet Chem* 1949;1:311–326.
- [51] W C Griffin Calculation of HLB values of non-ionic surfactants. *J Soc Cosmet Chem* 1954;5:249–256.
- [52] R C Pasquali, M P Taurozzi, C Bregni Some considerations about the hydrophilic–lipophilic balance system. *Int J Pharm* 2008;356(1–2):44–51.
- [53] Kh Jarrahian, O Seiedi, M Sheykhani, M V Sefti, Sh Ayatollahi Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanistic study. *Colloids Surf, A* 2012;410:1–10.
- [54] Thommes M, Kaneko K, Neimark AV, Olivier JP, Rodriguez-Reinoso F, Rouquerol J, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of Surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report). *Pure Appl Chem* 2015;87(9-10):1051-69.
- [55] Lowell S, Shields JE. *Powder surface area and porosity*. Springer Science & Business Media; 2013.
- [56] Medina OE, Gallego J, Arias-Madrid D, Cortés FB, Franco CA. Optimization of the load of transition metal oxides (Fe₂O₃, Co₃O₄, NiO and/or PdO) onto CeO₂ nanoparticles in catalytic steam decomposition of n-C₇ asphaltenes at low temperatures. *Nanomaterials* 2019;9(3):401.
- [57] S Asomaning Test Methods for Determining Asphaltene Stability in Crude Oils. *Pet Sci Technol* 2003;21(3–4):581–590.
- [58] SOLEYMANI NA, Bayandori L. Investigation of asphaltene stability in the Iranian crude oils; 2008.
- [59] Seifried C. Asphaltene precipitation and deposition from crude oil with CO₂ and hydrocarbons: experimental investigation and numerical simulation; 2016.
- [60] A Bera, A Mandal, B B Guha Synergistic Effect of Surfactant and Salt Mixture on Interfacial Tension Reduction between Crude Oil and Water in Enhanced Oil Recovery. *J Chem Eng Data* 2014;59(1):89–96.
- [61] W Qiao, J Li, Y Zhu, H Cai Interfacial tension behavior of double long-chain 1,3,5-triazine surfactants for enhanced oil recovery. *Fuel* 2012;96:220–225. [62] Cortés F, Lozano M, Santamaria O, Betancur Marquez S, Zapata K, Ospina N, et al. Development and Evaluation of Surfactant Nanocapsules for Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) Applications. *Molecules* 2018;23(7):1523.
- [63] A Z Hezave, S Dorostkar, S Ayatollahi, M Nabipour, B Hemmateenejad Investigating the effect of ionic liquid (1-dodecyl-3-methylimidazolium chloride ([C₁₂mim][Cl])) on the water/oil interfacial tension as a novel surfactant. *Colloids Surf, A* 2013;421:63–71.
- [64] J L Salager Physico-chemical properties of surfactant-water-oil mixtures: phase behavior, micro-emulsion formation and interfacial tension. *Citeseer* 1977.
- [65] Fan Y, Simon S, Sjöblom J. Chemical destabilization of crude oil emulsions: effect of nonionic surfactants as emulsion inhibitors. *Energy fuels* 2009;23(9):4575-83.
- [66] Kokal SL. Crude oil emulsions: A state-of-the-art review. *SPE Production & facilities* 2005;20(01):5-13.
- [67] N S Ahmed, A M Nassar, N N Zaki, H K Gharieb Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. *Fuel* 1999;78(5):593–600.
- [68] N N Zaki Surfactant stabilized crude oil-in-water emulsions for pipeline transportation of viscous crude oils. *Colloids Surf, A* 1997;125(1):19–25.
- [69] S N Ashrafizadeh, M Kamran Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *J Petrol Sci Eng* 2010;71(3–4):205–211.
- [70] P Kundu, V Kumar, I M Mishra Modeling the steady-shear rheological behavior of dilute to highly concentrated oil-in-water (o/w) emulsions: Effect of temperature, oil volume fraction and anionic surfactant concentration. *J Petrol Sci Eng* 2015;129:189–204.
- [71] R J Hunter *Foundations of colloid science*. Oxford University Press; 2001.
- [72] O Shamsara, S M Jafari, Z K Muhidinov Fabrication, characterization and stability of oil in water nano-emulsions produced by apricot gum-pectin complexes. *Int J Biol Macromol* 2017;103:1285–1293.
- [73] G Chen, D Tao An experimental study of stability of oil–water emulsion. *Fuel Process Technol* 2005;86(5):499–508.
- [74] W Liu, D Sun, C Li, Q Liu, J Xu Formation and stability of paraffin oil-in-water nano-emulsions prepared by the emulsion inversion point method. *J Colloid Interface Sci* 2006;303(2):557–563.
- [75] McClements D. *Food Emulsions: Principles, Practice and Techniques* CRC Press. New York: 2nd ed pp 1999;234.

- [76] M Shields, R Ellis, B R Saunders A creaming study of weakly flocculated and depletion flocculated oil-in-water emulsions. *Colloids Surf, A* 2001;178(1–3):265–276.
- [77] M Moradi, M Kazempour, J T French, V Alvarado Dynamic flow response of crude oil-in-water emulsion during flow through porous media. *Fuel* 2014;135:38–45.
- [78] Soo H, Radke C. A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media—I. Theory. *Chemical Engineering Science* 1986;41(2):263–72.
- [79] McAuliffe CD. Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. *J Petrol Technol* 1973;25(06):727–33.
- [80] Alvarado DA, Marsden Jr S. Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media. *Soc Petrol Eng J* 1979;19(06):369–77.
- [81] J A M H Hofman, H N Stein Permeability reduction of porous media on transport of emulsions through them. *Colloids Surf* 1991;61:317–329.
- [82] M I Romero, M S Carvalho, V Alvarado Experiments and network model of flow of oil-water emulsion in porous media. *Phys Rev E* 2011;84(4). doi:10.1103/PhysRevE.84.046305.
- [83] V R Guillen, M S Carvalho, V Alvarado Pore Scale and Macroscopic Displacement Mechanisms in Emulsion Flooding. *Transp Porous Med* 2012;94(1):197–206.
- [84] H Soo, C J Radke Flow mechanism of dilute, stable emulsions in porous media. *Ind Eng Chem Fund* 1984;23(3):342–347.
- [85] T G Theofanous Aerobreakup of Newtonian and Viscoelastic Liquids. *Annu Rev Fluid Mech* 2011;43(1):661–690.
- [86] Guildenbecher DR, Sojka PE. Experimental investigation of aerodynamic fragmentation of liquid drops modified by electrostatic surface charge. *Atomiz Sprays* 2011;21(2).
- [87] A K Flock, D R Guildenbecher, J Chen, P E Sojka, H-J Bauer Experimental statistics of droplet trajectory and air flow during aerodynamic fragmentation of liquid drops. *Int J Multiph Flow* 2012;47:37–49.
- [88] K Jiang, A X Lu, P Dimitrakopoulos, D L DeVoe, S R Raghavan Microfluidic generation of uniform water droplets using gas as the continuous phase. *J Colloid Interface Sci* 2015;448:275–279.
- [89] Bo Han, Ji Yu, H Meng Lattice Boltzmann simulations of liquid droplets development and interaction in a gas channel of a proton exchange membrane fuel cell. *J Power Sources* 2012;202:175–183.
- [90] J C Lasheras, E J Hopfinger Liquid Jet Instability and Atomization in a Coaxial Gas Stream. *Annu Rev Fluid Mech* 2000;32(1):275–308.