

ACIPET

Alteración de la humectabilidad de una roca arenisca por adsorción de óxido de grafeno (OG)

J. Gómez, Universidad Industrial de Santander; J. Rodríguez, Universidad Industrial de Santander.

E. Mejía, Universidad Industrial de Santander; N. Santos, Universidad Industrial de Santander.

L. Carrillo, Universidad Industrial de Santander.

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

La humectabilidad de los minerales presentes en un yacimiento es una propiedad determinante para los porcentajes de recobro. Una de las estrategias propuestas para incrementar el recobro se basa en la alteración de la humectabilidad de las rocas de los yacimientos petrolíferos. Aproximadamente, el 60% de los reservorios mundiales de petróleo tienen rocas hospedantes de tipo arenisca, razón por la cual es de suma importancia desarrollar metodologías eficientes para alterar la mojabilidad de las mismas.

En este estudio, se evaluó la alteración de la humectabilidad de una roca arenisca debido a la adsorción de óxido de grafeno (OG). Se determinó el efecto de la concentración de OG, salinidad y pH sobre la tensión interfacial y ángulo de contacto. Los resultados muestran que la adsorción de OG induce cambios importantes de la humectabilidad de la roca. Para concentraciones altas de OG y salinidad baja, el pH demostró ser un factor determinante en la alteración de la mojabilidad. Bajo ciertas condiciones, la mojabilidad de la superficie cambia de ser altamente oleofílica (150°) a una mojabilidad intermedia al aceite (90°).

Introducción

La aplicación de nanotecnología en EOR puede ser posible utilizando dos métodos: nanofluidos y/o nanoemulsiones. Los nanofluidos son definidos como nanopartículas con un tamaño de partícula promedio de menos de 100 nm, que se puede dispersar en un fluido base, es decir, agua destilada y/o salmuera (Das et al., 2007, 2021; Taylor et al., 2013; Bhuiyan et al., 2015; Sun et al., 2017; Qi et al., 2018). El recobro mejorado (EOR) en yacimientos de roca arenisca tiene gran importancia dado que casi una cuarta parte de las rocas sedimentarias del mundo son areniscas. Adicional, los métodos de recobro químico (CEOR) son usados para resolver el problema de la recuperación de crudo de este tipo de yacimientos (Wasan and Nikolov, 2003; Giraldo et al., 2013; AlizadehPahlavan et al., 2018; Kumar and Sharma, 2018).

El CEOR mejora la recuperación de aceite debido a varios mecanismos: disminuir la tensión interfacial aceite/agua (IFT) mediante el aumento del número capilar, lo que da como resultado mayores cantidades de desplazamiento de aceite de los poros; aumentar la viscosidad del fluido de barrido en relación con la del aceite, lo que conduce a una disminución de la relación de movilidad que es adecuada para mejorar la recuperación de aceite; y alterar la humectabilidad de la roca de yacimiento para que se vuelva más húmeda, lo que puede mejorar el desplazamiento microscópico del petróleo atrapado en los poros de la roca. (Ali et al., 2018; Sagala et al., 2019). Khoshkar et al., 2020; Yang y Leong, 2020).

En este sentido, se ha propuesto una nueva teoría acerca del desplazamiento de petróleo de una superficie sólida gracias a la dispersión de nanopartículas (Wasan y Nikolov, 2003). Wasan y Nikolov concluyeron en su trabajo que, las nanopartículas podían formar una película en forma de cuña en el punto de contacto trifásico entre la gota de aceite, el nanofluido y la superficie de la roca, aplicando una fuerza llamada presión de disyunción estructural al vértice de la película en forma de cuña y la superficie de contacto de las fases. Lo que genera en última instancia, que la gota de aceite se separe de la superficie del poro de la roca y sea expulsada por fuerza capilar (Peng et al., 2017; Radnia et al., 2018a,b).

La interacción entre las nanopartículas y la roca del yacimiento juega un papel importante en el rendimiento de los nanofluidos para aplicaciones EOR, una comprensión profunda de este aspecto ayuda a diseñar un proyecto exitoso de EOR asistido por nanopartículas. Las nanopartículas bien diseñadas pueden adsorberse en las interfaces agua-aceite y en los poros de la roca mientras viajan a través de las rocas del yacimiento. Esto puede disminuir la IFT y producir gotas finas de emulsión de aceite en agua, que es adecuado para EOR.

Sin embargo, junto con el mecanismo de reducción de IFT, la alteración de la humectabilidad de la roca del yacimiento por nano partículas también puede mejorar la recuperación de petróleo.

En este sentido, se ha considerado el uso de materiales anfífilos a base de carbono en el proceso de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Bera y Belhaj (2016) investigaron el uso de la nanotecnología en la investigación petrolera del *upstream* como un estudio de caso. Al examinar los estudios de laboratorio realizados sobre las posibles aplicaciones de la nanotecnología en los yacimientos petrolíferos, concluyeron que las nanopartículas podrían producir un 10% de petróleo adicional en los experimentos realizados de inundaciones de núcleos. Además, en un estudio comparativo, Bera y colaboradores (2020) examinaron el rendimiento de la solución de *goma guar* con la ayuda de nanopartículas de sílice en el rango de temperaturas de 25°C a 75°C. Los resultados mostraron que la *goma guar* también mejora la recuperación de petróleo en un 44,3% de OOIP (Bera et al., 2020). Igualmente, Bera y colaboradores en el 2013 habían examinado la adsorción de dodecilsulfato de sodio aniónico (SDS), bromuro de cetiltrimetilamonio catiónico (CTAB) y los tensioactivos Tergitol 15-S-7 no iónicos en la superficie de la roca. Según este estudio, se puede encontrar que la adsorción catiónica fue mayor que la del tensioactivo aniónico. Por lo tanto, concluyeron que al aumentar la concentración de surfactante hasta el punto de saturación, aumenta el proceso de adsorción de nanopartículas a la superficie de la roca, y también al aumentar la salinidad, aumenta la capacidad de adsorción.

Luo y colaboradores en el 2017 diseñaron y fabricaron a base de grafeno nanofluidos anfífilos. En su trabajo lograron aumentar la eficiencia de recuperación de aceite a una concentración de 0.005 wt% en un 7.5% y por otro lado reducir el ángulo de contacto de 150° a 79°, cambiando la superficie de la roca de condiciones mojadas por aceite a condiciones intermedias. Descubrieron que el nanofluido era muy efectivo en concentraciones muy bajas, de modo que el nanofluido pudo acercarse a la superficie de contacto del agua y el aceite y reducir la IFT en el ambiente salino. Luo y colaboradores en el 2016 también habían diseñado y producido un nanofluido de grafeno con nanolaminas anfífilas que son muy efectivas para los experimentos de *coreflooding*. Estas partículas sólidas se acercaron espontáneamente a la interfase aceite/agua y redujeron la IFT, independientemente de la humectabilidad de su superficie. Informaron también de la aparición de películas interfaciales elásticas entre la interfaz de aceite y agua que puede ser las responsables de la alta eficiencia de recuperación de petróleo. El resultado de la medición de la inundación del núcleo en un núcleo con una porosidad del 25,8% y una permeabilidad de 132 mD mostró que la eficiencia del desplazamiento fue del 69,6% después de la inundación con salmuera y del 15,2% con la inundación con nanofluidos, y la recuperación total de petróleo es del 17,9%.

Li y colaboradores en el 2017 diseñaron y sintetizaron un nuevo nanofluido basado en nanopartículas de carbono fluorescentes para EOR, este nanofluido tenía la alta capacidad de alterar la humectabilidad de la roca y de mover el crudo del medio poroso. Es este estudio, se realizó la síntesis y funcionalización de OG para alterar la mojabilidad de la roca de condiciones mojables por petróleo a mojables por agua. En estudios previos, la funcionalización del OG por otros compuestos no ha tenido un efecto significativo en modificar la alteración de la mojabilidad de la roca y en reducir el ángulo de contacto (Radnia et al., 2017; Ji et al., 2011; Rezaei-Namin et al., 2019). Se han realizado algunas investigaciones sobre el efecto de las nanopartículas de OG en la alteración de la mojabilidad de la roca en yacimientos de carbonatos, pero no se ha investigado a fondo en yacimientos de arenisca. En este estudio, se realizó la síntesis de óxido de grafeno (OG) mediante el método de Hummer a diferentes salinidades y pH con el objetivo de encontrar la concentración óptima a la cual se obtuvo el menor ángulo de contacto y menor IFT con el fin de alterar la mojabilidad de la roca y mejorar la recuperación de petróleo en el yacimiento.

Metodología desarrollada

El procedimiento experimental utilizado, incluye la síntesis y caracterización de las nanopartículas de óxido de grafeno (OG), luego se realizó la preparación del nanofluido en las salmueras a diferentes pH evaluando y observando la estabilidad de las dispersiones mediante potencial Z y pruebas de añejamiento, posterior a esto se realizó las pruebas de IFT y ángulo de contacto en el equipo KRUSS, donde finalmente se realizó un análisis experimental para conocer las condiciones óptimas del tratamiento. El procedimiento se observa en la figura 1.

Materiales y equipos. Polvo de grafito, nitrato de sodio, permanganato de potasio, ácido sulfúrico, ácido clorhídrico, peróxido de hidrógeno al 30%, cloruro de sodio, hidróxido de sodio y tolueno. Todos los reactivos son de grado analítico, fueron usados para la síntesis del OG mediante el método de Hummer. Los nanofluidos fueron preparados a diferentes concentraciones, salinidades y pH y la estabilidad de las dispersiones fue evaluada en el equipo *Zetasizer Nano Series* (Malvern Instruments Ltd, Malvern) mediante potencial Z, para las medidas de IFT y ángulo de contacto se usó el equipo KRUSS DSA25E mediante el método de gota sessile, el método de ajuste para el ángulo de contacto fue de Young-Laplace.

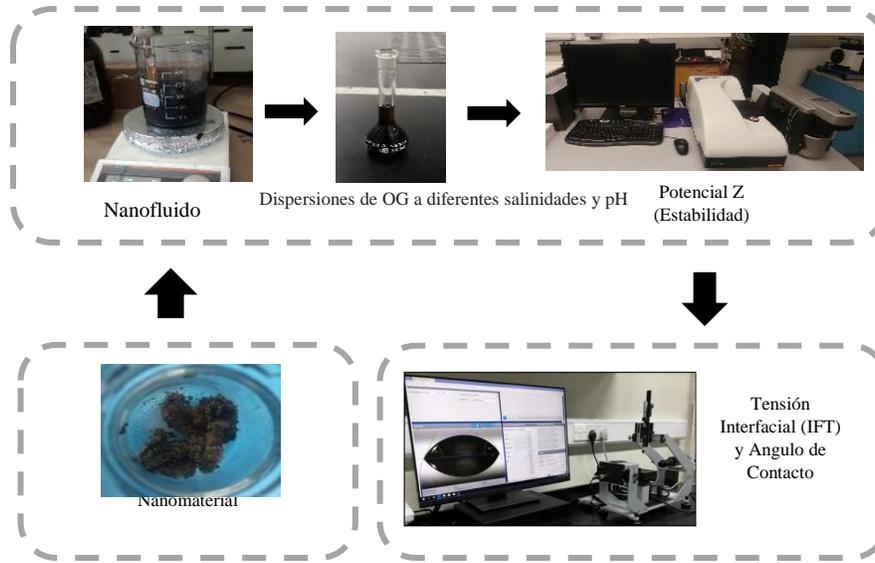


Figura 1. Representación esquemática del procedimiento experimental de la síntesis del OG y su aplicación en las pruebas de IFT y CA

Muestras de roca. Los núcleos de arenisca se obtuvieron de un campo petrolero ubicado en Barrancabermeja, fueron limpiados con tolueno y metanol en un extractor tipo Soxhlet, se le realizó análisis SEM y se examinaron con EDS para identificar minerales. Como era de esperar, la arenisca contiene principalmente sílice y oxígeno; En la figura 2 se observa el análisis SEM antes del tratamiento.

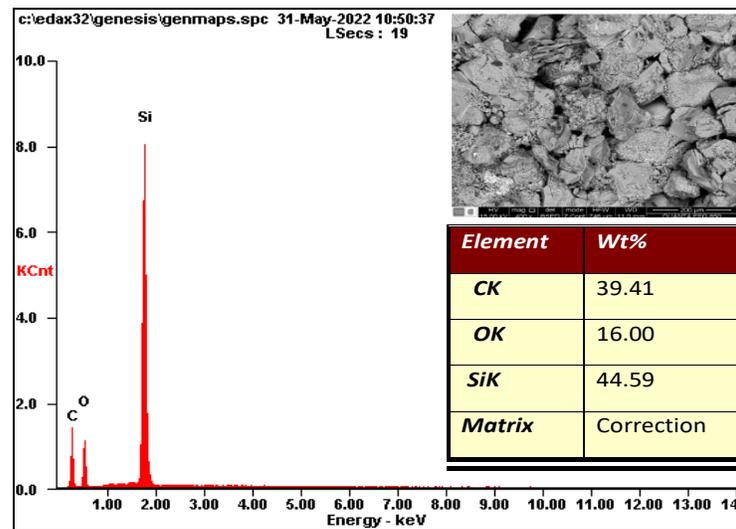


Figura 2. Analisis EDS arenisca antes del tratamiento

Fluidos. Se utiliza crudo pesado de un campo del Magdalena Medio, con una densidad y viscosidad de $0,9243 \text{ g/cm}^3$ y 40 cp a temperatura de formación (120°F), respectivamente, así como con un API de 21 y con una composición SARA mostrada en la tabla 1. La salmuera de formación tiene la composición mostrada en la tabla 2 y 3. Se preparan suspensiones de OG con concentraciones iniciales de 300, 600 y 900 ppm, el pH de la solución se ajusta a 4, 6 y 8 con HCl o NaOH 0,01 M y la salinidad se varía entre 300, 600 y 900 ppm de STD.

Tabla 1. Composición SARA Crudo Pozo 123

ID de la muestra	Fracciones, % p/p				
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfáltenos	Volátiles
Crudo Pozo 123	39,1	25,8	21,2	11,9	2,0

Tabla 2. AFQ salmuera de yacimiento

N°	FECHA	MUESTRA	Ph	T	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ⁼	SO ₄ ⁼
	MUESTREO			(°C)	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
1	6/10/2021	Pozo 123	7,37	19,4	4301,00	366,0	0,0	4,0

Tabla 3. Composición salmuera de yacimiento

N°	FECHA	MUESTRA	Na ⁺	K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Ba ⁺⁺	Fe ⁺⁺	SiO ₂	STD
	MUESTREO		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
1	6/10/2021	Pozo 123	2394,40	15,60	46,20	372,50	8,60	16,70	0,00	28,20	7550

Tensión interfacial. La gota colgante es uno de los métodos conocidos para medir la IFT entre aceite y nanofluido en condiciones ambientales. Aquí, para medir IFT, se requiere una aguja en forma de U para inyectar la gota de aceite en su punta. Para ello, se llena una celda llena del nanofluido expuesta a una luz de gran intensidad puesta en contraste con una cámara, una vez se inyecta la gota de crudo en el medio del nanofluido se graba la imagen de la forma de la gota usando la cámara del equipo KRUSS. Así la imagen de la gota es analizada por el software y cuantifica la IFT.

Angulo de contacto. Las mediciones del ángulo de contacto se utilizan para evaluar el orden de alteración de la humectabilidad de las rocas de arenisca. Los tapones de arenisca fueron cortados al tamaño de la celda del equipo KRUSS y posterior a la limpieza mencionada anteriormente, fueron completamente saturados con envejecimiento en salmuera durante 7 días, seguido del petróleo crudo durante 20 días para alterar la tendencia a humedecer su superficie a condiciones de humedad por petróleo. Todos los procesos de envejecimiento se realizan a 120°F y presión atmosférica. Los sustratos humedecidos en aceite se envejecen durante aproximadamente 3 días en los nanofluidos a evaluar (a las diferentes concentraciones de OG, pH y salinidad). Para medir el ángulo de contacto, las rodajas de arenisca se ponen en la celda y se libera la gota de crudo. Se toman y analizan las imágenes laterales de las gotas de crudo utilizando el software Kruss Advance.

Diseño experimental. Para estudiar los efectos combinados e individuales de tres factores independientes del proceso de adsorción del OG sobre la arenisca, Se eligen tres factores principales: Concentración de óxido de grafeno (OG), pH y salinidad para el diseño experimental. Cada factor está codificado en tres niveles: -1, 0, +1, el nivel máximo en los sólidos totales disueltos, se toma considerando la solubilidad de los nanofluidos en la solución, se establece como valor tope 900 ppm para evitar precipitaciones del OG. El máximo nivel de concentración de nanofluidos se establece teniendo en cuenta la literatura, dejando como valor tope de 900 ppm de OG y los niveles de pH se toman equidistantes al valor neutro, 4, 6 y 8. En la tabla 4 se observan los factores y niveles a evaluar.

Tabla 4. Factores experimentales

FACTOR	UNIDAD	NIVELES		
		BAJO (-1)	INTERMEDIO (0)	ALTO (1)
pH	N.A	4	6	8
[]Nano	ppm	300	600	900
TDS	ppm	300	600	900

Con finalidad de ejecutar un análisis de varianza (ANOVA), se opta por un diseño factorial de tres niveles 3³, teniendo todas las combinaciones posibles entre los distintos niveles de cada uno de los factores en un bloque, el total el diseño está compuesto por 27 experimentos.

Resultados y discusión

Resultados diseño experimental. Los experimentos diseñados junto con los resultados obtenidos para las variables de respuesta (IFT y ángulo de contacto), se tabulan en la tabla 5. La tensión interfacial y el ángulo de contacto obtenidos en los experimentos son la respuesta de las variaciones entre los distintos niveles de los factores, cada uno de estos factores realiza un aporte sobre los cambios que se evidencian en los resultados. Por lo tanto, es importante establecer cuales factores tienen efectos estadísticamente significativos sobre la tensión interfacial y el ángulo de contacto y cuál de todos tiene mayor peso.

Tabla 5. Datos para análisis de varianza

Bloque	pH	[] Nanos	TDS	IFT	Ángulo de contacto
		ppm	ppm	mN/m	°
1	4	300	300	55,25	144,76
2	6	300	300	61,69	127,88
3	8	300	300	27,82	155,90
4	4	600	300	29,08	111,60
5	6	600	300	25,91	137,20
6	8	600	300	22,68	107,00
7	4	900	300	26,58	99,10
8	6	900	300	23,49	134,80
9	8	900	300	24,30	138,40
10	4	300	600	36,34	132,28
11	6	300	600	22,56	137,29
12	8	300	600	32,87	116,01
13	4	600	600	31,50	145,10
14	6	600	600	28,18	157,70
15	8	600	600	24,59	111,40
16	4	900	600	50,47	143,50
17	6	900	600	28,14	136,60
18	8	900	600	22,12	85,90
19	4	300	900	31,13	149,44
20	6	300	900	38,85	149,40
21	8	300	900	25,06	132,00
22	4	600	900	26,04	140,40
23	6	600	900	36,04	159,00
24	8	600	900	26,00	116,20
25	4	900	900	27,11	159,60
26	6	900	900	22,60	149,00
27	8	900	900	25,60	92,00

Para realizar el análisis de varianza se utilizó el software Statgraphics, en el cual se ingresa el diseño elaborado anteriormente, modelando el comportamiento de la tensión interfacial y del ángulo de contacto, particionando la variabilidad de esta debida a cada uno de los efectos. Para el análisis estadístico se observa el “valor-P” el cual debe ser menor a 0,05 ante un factor cuyo efecto sea estadísticamente significativo con un nivel de confianza del 95%.

El aporte de cada factor depende de cuantos factores e interacciones entre estos se manejen, si se tiene una función de una variable, dicha variable tendrá un efecto estadísticamente significativo pero el comportamiento de la función no será el esperado. Una función con muchos coeficientes puede adaptarse a varios comportamientos, pero entre los coeficientes, según el caso, pocos tendrán efectos estadísticamente significativos. Con la finalidad de encontrar un equilibrio se opta por evaluar los efectos de los factores principales e interacciones entre dos factores.

Otro recurso para ajustar los valores son las transformaciones, las cuales en el caso de statgraphics se aplican a la variable dependiente. Aplicar transformaciones desmedidas puede alterar los datos, cambiar mucho los valores puede dar resultados engañosos, por ello se decide realizar una transformación “recíproco”. La tabla de análisis de varianza se presenta en la tabla 6 para la IFT y en la tabla 7 para el ángulo de contacto.

Tabla 6. Análisis ANOVA para IFT

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:pH	66,3921	1	66,3921	0,98	0,3453
B:[] Nanos	0,24964	1	0,24964	0,00	0,9528
C:TDS	11,7506	1	11,7506	0,17	0,6857
AA	44,1731	1	44,1731	0,65	0,4379
AB	0,143008	1	0,143008	0,00	0,9642
AC	86,457	1	86,457	1,28	0,2847
BB	136,613	1	136,613	2,02	0,1858
BC	246,432	1	246,432	3,64	0,0854
CC	5,20802	1	5,20802	0,08	0,7871
AAB	81,09	1	81,09	1,20	0,2993
AAC	0,046225	1	0,046225	0,00	0,9797
ABB	42,012	1	42,012	0,62	0,4490
ABC	73,872	1	73,872	1,09	0,3207
ACC	38,5434	1	38,5434	0,57	0,4678
BBC	149,328	1	149,328	2,21	0,1682
BCC	396,408	1	396,408	5,86	0,0360
Error total	676,691	10	67,6691		
Total (corr.)	2695,18	26			

Tabla 7. Análisis ANOVA para ángulo de contacto

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
A:pH	1278,71	1	1278,71	6,34	0,0270
B:[] Nanos	624,929	1	624,929	3,10	0,1039
C:TDS	760,151	1	760,151	3,77	0,0761
AA	1635,15	1	1635,15	8,10	0,0147
AB	334,224	1	334,224	1,66	0,2224
AC	2004,15	1	2004,15	9,93	0,0084
BB	2,96807	1	2,96807	0,01	0,9055
BC	56,3333	1	56,3333	0,28	0,6069
CC	96,3203	1	96,3203	0,48	0,5028
AAC	187,507	1	187,507	0,93	0,3541
ABB	7,59002	1	7,59002	0,04	0,8495
ABC	766,753	1	766,753	3,80	0,0750
ACC	639,584	1	639,584	3,17	0,1003
BBC	220,028	1	220,028	1,09	0,3170
Error total	2421,53	12	201,794		
Total (corr.)	11075,0	26			

El análisis de la varianza brinda información útil para la formulación de arreglos, en busca de reducir la tensión interfacial y el ángulo de contacto se deben analizar los efectos principales que sean estadísticamente significativos, en la figura 3 y 4 se observan la malla de superficie de respuesta estimada para ángulo de contacto e IFT respectivamente.

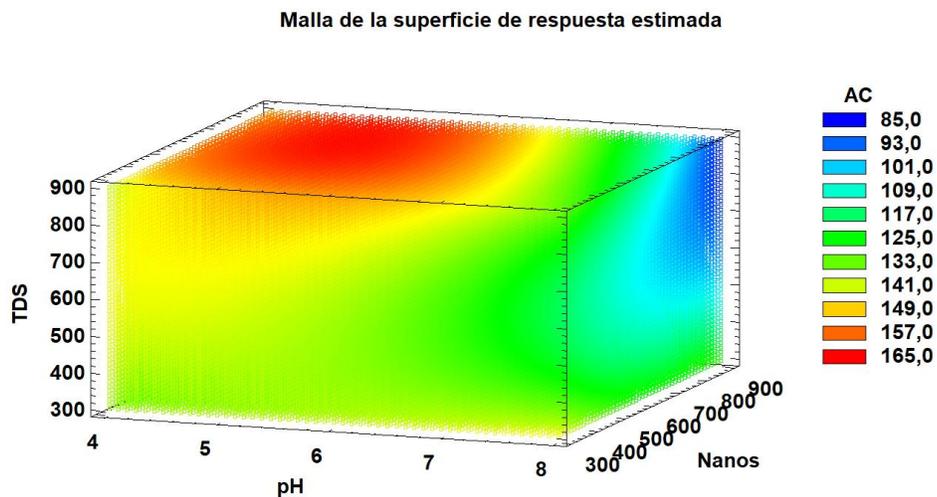


Figura 3. Malla de superficie de respuesta estimada para ángulo de contacto.

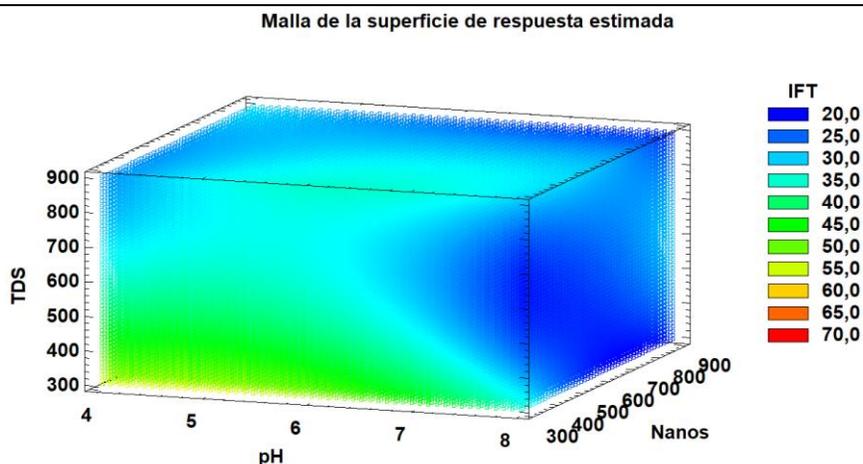


Figura 4. Malla de superficie de respuesta estimada para IFT.

La figura 3 muestra la interacción entre la concentración de óxido de grafeno, el pH y la salinidad, la región con tono azul oscuro indica que a concentraciones altas de OG, pH altos y a salinidad de 900 ppm se obtiene el ángulo de contacto deseado, siendo el factor más estadísticamente significativo sobre el ángulo de contacto el pH y la concentración de nanos, mientras que para la IFT los efectos estadísticamente significativos esta la concentración de nano y la salinidad.

Según el comportamiento observado en el análisis de varianza y medias de cada uno de los niveles de los factores se recomienda establecer las formulaciones según niveles óptimos de los factores, se observa en la tabla 8.

Tabla 8. Niveles óptimos de los factores experimentales

Prioridad	Formulaciones		
	pH	□ Nanos	TDS
1	8	900	900
2	8	900	600
3	8	900	300
4	8	600	900

De acuerdo a los niveles óptimos tanto del análisis como de los experimentos, se determina que las condiciones óptimas para disminuir la tensión interfacial y el ángulo de contacto son una concentración inicial de OG de 900 ppm, una salinidad de 900 ppm y un valor de pH de 8.

Carga superficial de OG y la arenisca. Cuando el óxido de grafeno se sumerge en agua, el ácido carboxílico y los grupos hidroxilo fenólicos de las láminas del óxido de grafeno se ionizan. La carga negativa de la superficie del óxido de grafeno pertenece a la ionización de estos grupos funcionales. A medida que aumenta el pH, aumentan los sitios negativos derivados de los grupos carboxílico y fenólico. Como resultado, la carga superficial de OG se vuelve más negativa a valores de pH básicos, pero al aumentar la salinidad de 300 ppm a 900 ppm hace que se vuelva menos negativa, esto puede deberse a la supresión de la doble capa eléctrica en salinidades más altas.

Como se observó en el análisis de la roca, la arenisca utilizada está compuesta de mineral cuarzo como componente principal, cuando el cuarzo se sumerge en agua, las moléculas de agua se disocian en la superficie de la sílice y se forman los grupos silanol (-SiOH). La formación de sitios -SiO- genera cargas negativas en la superficie del cuarzo. Además, la superficie de las hojas del OG muestra que hay abundantes grupos que contienen oxígeno en la superficie. Por lo que tanto los grupos -OH de la arenisca como los grupos de OG que contienen O se ionizarían a valores de pH altos, también se podría decir que puede incluir la interacción $n - \pi$ entre grupos -O- de arenisca y electrones π de OG. La presencia de electrolitos a valores altos de pH de la solución mejora la adsorción del OG sobre la arenisca.

Alteración de la superficie de la roca después de la adsorción de OG. En la figura 5 se muestra la imagen SEM y el EDS de la arenisca antes de tratamiento y después del tratamiento óptimo (concentración de OG 900 ppm, TDS 900 ppm y pH 8), se puede observar las hojas de OG adsorbidas en la superficie de la arenisca, al igual que en el análisis EDS la presencia del OG.

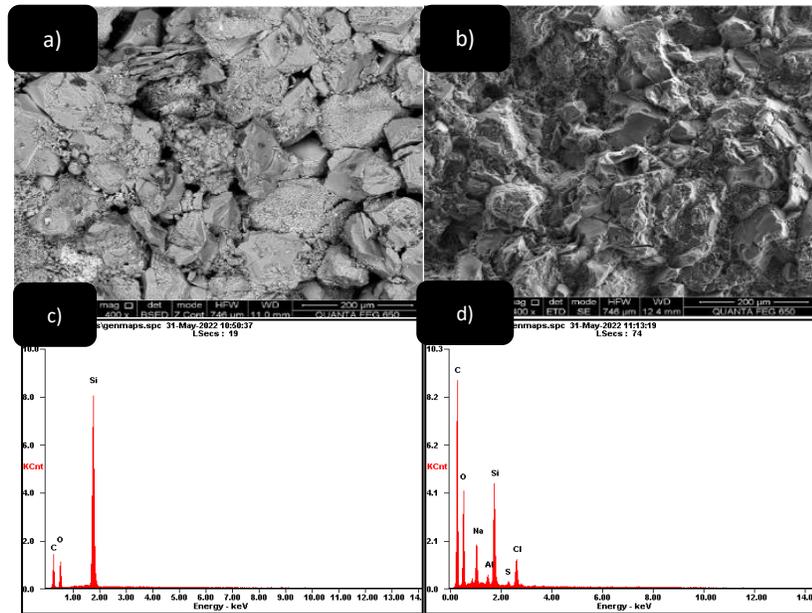


Figura 5. (a) SEM de la arenisca antes de tratamiento, (b) SEM de la arenisca despues del tratamiento optimo, (c) Análisis EDS de la arenisca antes de tratamiento y (d) análisis EDS de la arenisca despues del tratamiento optimo.

Se repitieron las mediciones de ángulo de contacto a las condiciones óptimas para estudiar el efecto del OG adsorbido en la alteración de la humectabilidad de la superficie de la arenisca. Como se muestra en la figura 6-a el ángulo de contacto para la roca arenisca mojada por aceite antes del tratamiento con los fluidos es de aproximadamente 145° , lo que representa una condición fuertemente mojada por aceite. En la figura 6-b se observa una disminución del ángulo de contacto gracias al tratamiento con la solución óptima de OG, cambiando el ángulo de contacto a aproximadamente 92° , lo que significa que la humectabilidad de las rodajas de arenisca cambia a condiciones fuertemente húmedas por aceite a condiciones intermedias.

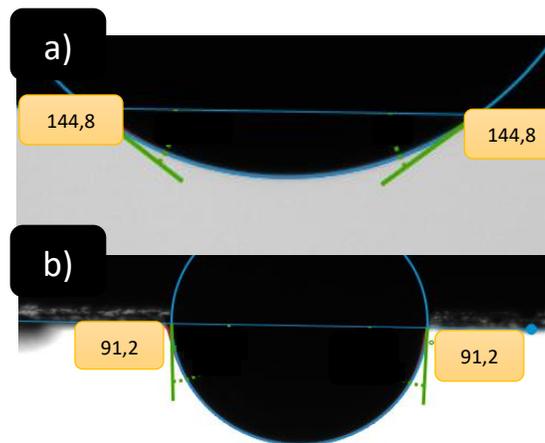


Figura 6. Cambio de humectabilidad de la roca (a) antes de tratamiento y (b) despues de tratamiento optimo con OG.

Conclusiones

En este trabajo se sintetizaron nanoparticulas de óxido de grafeno (OG) usando el famoso método de Hummer, Se encontró que a salinidades superiores a 900 ppm las dispersiones de OG no eran estables, se varió la concentración de OG en 300 ppm, 600 ppm y 900 ppm a diferentes pH y salinidades.

El potencial Z de las dispersiones siempre estuvo en los alrededores de -30 mV, mostrando estabilidad de las suspensiones coloidales.

Se evalúa el comportamiento de adsorción de OG sobre la superficie de la arenisca a varios niveles de concentración de OG (300 ppm, 600ppm y 900ppm), salinidad (300ppm, 600ppm y 900 ppm) y pH (4, 6 y 8). La adsorción de OG se ve significativamente afectada por la concentración de OG; el proceso de adsorción se mejora al aumentar el pH y la salinidad de la solución. Las condiciones óptimas para la adsorción de OG en la arenisca son: concentración de OG de 900 ppm, pH de 8 y salinidad de 900 ppm. La IFT disminuyó de 40 mN/m a 22 mN/m aproximadamente.

La humectabilidad de la superficie de la roca cambió de condiciones muy húmedas por petróleo (145°) a condiciones intermedias (91,2°) debido a la adsorción de OG sobre la arenisca. Esto puede explicarse debido a la presencia de grupos hidroxilo en la superficie del OG.

Actualmente se están desarrollando experimentos de Amott Harvey para corroborar los cambios en la mojabilidad de la roca y posteriormente se iniciaría los experimentos de coreflooding.

Referencias

1. Ali, J.A., Kolo, K., Khaksar-Manshad, A., Mohammadi, A.H., 2018. Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and foaming. *Egyptian Journal of Petroleum* 27 (4), 1371–1383.
2. Alizadeh-Pahlavan, A., Cueto-Felgueroso, L., Hosoi, A.E., McKinley, G.H., Juanes, R., 2018. Thin films in partial wetting: stability, dewetting and coarsening. *J Fluid Mech* 845, 642e681. <https://doi.org/10.1017/jfm.2018.255>.
3. Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., Mandal, A., 2013. Adsorption of surfactants on sand surface in enhanced oil recovery: isotherms, kinetics and thermodynamic studies. *Appl. Surf. Sci.* 284, 87–99.
4. Bera, A., Belhaj, H., 2016. Application of nanotechnology by means of nanoparticles and nanodispersions in oil recovery-A comprehensive review. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 34, 1284–1309.
5. Bera, A., Shah, S., Shah, M., Agarwal, J., Vij, R.K., 2020. Mechanistic study on silica nanoparticles-assisted guar gum polymer flooding for enhanced oil recovery in sandstone reservoirs. *Colloid. Surface. Physicochem. Eng. Aspect.* 598, 124–833.
6. Bhuiyan, M.H.U., Saidur, R., Amalina, M.A., Mostafizur, R.M., Islam, A., 2015. Effect of nanoparticles concentration and their sizes on surface tension of nanofluids. *Procedia Engineering* 105, 431e437. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.05.030>.
7. Das, S.K., Choi, S.U.S., Yu, W., Pradeep, T., 2007. *Nanofluids: Science and Technology*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey <https://doi.org/10.1002/9780470180693>.
8. Das, S., Katiyar, A., Rohilla, N., Bonnacaze, R.T., Nguyen, Q.A., 2021. Methodology for chemical formulation for wettability alteration induced water imbibition in carbonate reservoirs. *J Petrol Sci Eng* 198, 108136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108136>.
9. Giraldo, J., Benjumea, P., Lopera, S., Cortes, F., Ruiz, M., 2013. Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids. *Energy & Fuels* 27, 3659e3665. <https://doi.org/10.1021/ef4002956>.
10. Khoshkar, P.A., Fatemi, M., Ghazanfari, M.H., 2020. Static and dynamic evaluation of the effect of nanomaterials on the performance of a novel synthesized PPG for water shut-off and improved oil recovery in fractured reservoirs. *J. Petrol. Sci. Eng.* 189, 107-019.
11. Kumar, R., Sharma, T., 2018. Stability and rheological properties of nanofluids stabilized by SiO₂ nanoparticles and SiO₂-TiO₂ nanocomposites for oilfield applications. *Colloids. Surf. A Physicochem. Eng. Asp.* 539, 171e183. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.12.028>.
12. Li, Y., Dai, C., Zhou, H., Wang, X., Lv, W., Wu, Y., Zhao, M., 2017. A novel nanofluid based on fluorescent carbon nanoparticles for enhanced oil recovery. *Ind. Eng. Chem. Res.* 12464–12470.
13. Luo, D., Wang, F., Zhu, J., Cao, F., Liu, Y., Li, X., Willson, R.C., Yang, Z., Chu, C.W., Ren, Z., 2016. Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: high performance at low concentration. *Proc. Natl. Acad. Sci. Unit. States Am.* 113, 7711–7716.
14. Luo, D., Wang, F., Zhu, J., Tang, L., Zhu, Z., Bao, J., Willson, R.C., Yang, Z., Ren, Z., 2017. Secondary oil recovery using graphene-based amphiphilic Janus nanosheet fluid at an ultralow concentration. *Ind. Eng. Chem. Res.* 56 (39), 11125–11132.
15. Ji, J., Zhang, G., Chen, H., Wang, S., Zhang, G., Zhang, F., Fan, X., 2011. Sulfonated graphene as water-tolerant solid acid catalyst. *Chem. Sci.* 2, 484–487.
16. Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., Gai, Z., 2017. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. *Energies* 10, 1e33. <https://doi.org/10.3390/en10030345>.
17. Taylor, R., Coulombe, S., Otanicar, T., Phelan, P., Gunawan, A., Lv, W., Rosengarten, G., Prasher, R., Tyagi, H., 2013. Small particles, big impacts: a review of the diverse applications of nanofluids. *J. Appl. Phys.* 113 (1), 11e301. <https://doi.org/10.1063/1.4754271>.
18. Peng, C., Xiong, Y., Liu, Z., Zhang, F., Ou, E., Qian, J., Xiong, Y., Xu, W., 2013. Bulk functionalization of graphene using diazonium compounds and amide reaction. *Appl. Surf. Sci.* 280, 914e919. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2013.05.094>.
19. Qi, L., Song, C., Wang, T., Li, Q., Hirasaki, G.J., Verduzco, R., 2018. Polymer-coated nanoparticles for reversible emulsification and recovery of heavy oil. *Langmuir* 34, 6522e6528. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.8b00655>.

20. Radnia, H., Solaimany-Nazar, A.R., Rashidi, A.M., 2017. Experimental assessment of graphene oxide adsorption onto sandstone reservoir rocks through response surface methodology. *J. Taiwan. Inst. Chem. E.* 80, 34e45. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2017.07.033>.
21. Radnia, H., Rashidi, A.M., Solaimany-Nazar, A.R., Eskandari, M.M., Jalilian, M., 2018. A novel nano-fluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery. *J. Mol. Liq.* 271, 795e806. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.09.070>.
22. Rezaei-Namin, A., Rashidi, A., Ghareshkehlou, A.A., Ghasemy, E., Jalilian, M., 2019. Experimental application of functionalized N-doped graphene for improving enhanced oil recovery. *Colloid. Surface. Physicochem. Eng. Aspect.* 581, 123–801.
23. Sagala, F., Montoya, T., Hethnawi, A., Vitale, G., Nassar, N.N., 2019. Nanopyroxenebased nanofluids for enhanced oil recovery in sandstone cores at reservoir temperature. *Energy Fuels* 33 (2), 877–890.
24. Wasan, D., Nikolov, A.D., 2003. Spreading of nanofluids on solids. *Nature* 423,156e159. <https://doi.org/10.1038/nature01591>.
25. Yang, C., Leong, K.C., 2020. Wettability Alteration in Carbonate Reservoirs by Carbon Nanofluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*.