

## **Evaluación de interacción roca-fluido en un proceso de recuperación mejorada por inyección de formulación química**

Evaluation of rock-fluid interaction in an enhanced recovery process by injection of chemical formulation

Lourdes Valentina Lesmes-Garrido<sup>1\*</sup> <https://orcid.org/0009-0003-7300-8599>

Magdelis Terrero-Toirac<sup>1</sup> <https://orcid.org/0009-0002-7657-744X>

Alicia Cremé-Espinosa<sup>1</sup> <https://orcid.org/0009-0004-4434-3002>

Edgar Alejandro George -De Armas<sup>1</sup> <https://orcid.org/0009-0001-6149-7757>

<sup>1</sup>Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba

\* Autor para correspondencia. Correo electrónico: lesmes @ceinpet.cupet.cu

### **RESUMEN**

La interacción roca-fluido se asocia al daño de la formación y ocurre por introducción de “fluidos extraños” que causan desequilibrios químicos y físicos en la matriz de la roca y en los fluidos en su interior, lo que reduce la permeabilidad de la formación. La investigación tiene como objetivo: evaluar propiedades de interacción roca-fluido en un proceso de recuperación mejorada, a escala de laboratorio, con inyección de formulación química, en búsqueda de alternativas para el mejoramiento de la producción de petróleo e incremento del factor de recobro de los yacimientos. Se realizaron ensayos de mojabilidad y caracterización física y química de los fluidos inyectados y los efluentes (sólidos totales disueltos, densidad, conductividad, cloruro, calcio, magnesio y pH) antes y después del contacto con la formación. Sobre la base de determinaciones de densidad, contenido de agua y sedimento, asfaltenos y comportamiento reológico, se realizó la caracterización del crudo del pozo Seboruco y también del agua de capa que fue analizada en cuanto su composición iónica y su clasificación. Tales ensayos indicaron un crudo pesado y pseudoplástico y el agua de capa del tipo hidrocarbonada sódica. Los ensayos de interacción roca-fluido evidenciaron cambios significativos en la

mojabilidad de la roca, de oleohumectada a acuohumectada. Los análisis de los efluentes corroboraron intercambio iónico en el sistema roca-fluido como son: los incrementos de pH y aumento de contenido de cloruro, calcio y magnesio, obtenido al paso de la formulación, que en alguna forma favorecieron al desplazamiento del crudo en el medio poroso.

**Palabras clave:** daño de la formación; mojabilidad; factor de recobro; yacimiento.

## **ABSTRACT**

The rock-fluid interaction is associated with formation damage and occurs due to the introduction of foreign fluids that cause chemical and physical imbalances in the rock matrix and in the fluids insides, which reduces the permeability of formation The objective of the research is to evaluate properties of rock-fluid interaction in an improved recovery process. The research is developed on a laboratory scale with injection of chemical formulation, in search of alternatives for the improvement of oil production and the increase of the recovery factor of the reservoirs. Wettability tests and physical-chemical characterization of the injected fluids and effluents (total dissolved solids, density, conductivity, chloride, calcium, magnesium and pH) were carried out before and after contact with the formation. Based on determinations of density, water and sediment content, asphaltenes and rheological behavior, the characterization of the crude oil from the Seboruco well was carried out, as well as the layer water that was analyzed for its ionic composition and its classification. Such tests indicated a heavy and pseudoplastic crude oil, and a sodium hydrocarbonated layer water. The rock-fluid interaction tests showed significant changes in the wettability of the rock, from to oil-wet to water-wet. The analyzes of the effluents corroborated ionic exchange in the rock-fluid system such as: The increases in pH and increased content of chloride, calcium and magnesium obtained during the formulation step, which in some way favored the displacement of crude oil in the porous medium.

**Keywords:** formation damage; wettability; recovery factor; reservoirs.

Recibido: 15/01/2024

Aceptado: 10/04/2024

## Introducción

La Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) es aquel proceso en el que se incrementa la producción de crudo, mediante la inyección de materiales que no se encuentran en el yacimiento, o materiales que comúnmente están, pero que son inyectados a condiciones específicas, con el fin de alterar el comportamiento físico químico de los fluidos del yacimiento y de las propiedades roca-fluido.<sup>(1,2)</sup> En la actualidad, se dispone de una gran variedad de técnicas o métodos de RMP, la selección y aplicación de algunas de estas dependerá de las características del yacimiento, rentabilidad de los procesos, características de los fluidos presentes en el reservorio y del esquema de explotación que se desarrolle.

Las interacciones roca-fluido son de orígenes electrostáticos, estructurales y moleculares, que ocurren a escala microscópica entre la superficie del mineral y los distintos fluidos contenidos en el espacio poroso. Son interacciones que se describen muy complejas, no sólo desde el punto de vista matemático, sino físico – químico, ya que dependen de una gran cantidad de factores tales como: presión, temperatura, composición, cantidad y distribución de fluidos presentes, mineralogía, disolución, precipitación e intercambio catiónico, entre otros.<sup>(2,3,4,5)</sup>

La interacción roca-fluido está asociada al daño de la formación y ocurre por la introducción de “fluidos extraños” (que no están en el yacimiento) que causan desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos contenidos en su interior, con la cual se reduce la permeabilidad de la formación.<sup>(6,7)</sup>

Varias son las técnicas que se utilizan en la caracterización de las interacciones roca-fluido, dentro de ellas se encuentran la mojabilidad. La mojabilidad aplicada a un yacimiento de petróleo es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase de petróleo o agua. Se

considera que el movimiento de fluidos a través del reservorio, los cambios de temperatura y presión, la producción y la inyección de fluidos químicos usados para el incremento de la producción son factores que afectan la mojabilidad.<sup>(1)</sup> Uno de los métodos por los cuales se determina la mojabilidad de la roca es mediante la medición del ángulo de contacto que se forma por la interface de dos fluidos inmiscibles con la superficie de la roca. El ángulo de contacto varía entre 0 y 180°; y se clasifica como:  $0 < \theta < 70$  mojado al agua,  $70 < \theta < 110$  mojado neutro y de  $110 < \theta < 180$  mojado al petróleo.<sup>(8)</sup>

Dadas las características del crudo y las complejidades geológicas que se presentan en los yacimientos, cualquier proceso de RMP que se diseñe a escala de laboratorio o en pruebas pilotos, requiere de una especial atención en el entendimiento del comportamiento del sistema roca fluido y sus mecanismos de interacción. Tal afirmación se infiere por el hecho de la importancia que representa la determinación de la mojabilidad de las rocas que permite el conocimiento de la distribución de los fluidos, y de esta forma se evalúa, si el método de recuperación mejorada por cambio de mojabilidad es una técnica efectiva para la determinación del grado de recuperación de petróleo de un yacimiento.<sup>(9,10)</sup>

Se plantea por diferentes autores, que el análisis de los efluentes en cualquier proceso de RMP que se utilice, es una forma de que se corrobore la alteración de la mojabilidad que se produce por intercambio entre la roca y los fluidos que contienen y aquellos que llegan a la formación, sin que se produzcan daños, lo que permite que se haga una valoración eficiente del cambio de la mojabilidad y su relación directa en el mejoramiento de producción de petróleo.<sup>(11,12)</sup>

Dada la necesidad de búsqueda de alternativas para el mejoramiento de la producción de petróleo en el incremento del factor de recobro de los yacimientos, se realiza la investigación con el objetivo de evaluar propiedades de interacción roca–fluido que se presenta en un proceso de recuperación mejorada, con el que se lograron cambios significativos en la mojabilidad de la roca de mojado a petróleo a mojado en agua que de alguna forma favoreció el desplazamiento del crudo en el medio poroso.

## Métodos utilizados y condiciones experimentales

Se creó un modelo físico de medio poroso, inicialmente saturado con agua y petróleo a temperatura y presión semejante a las condiciones del Yacimiento Seboruco a través del cual se realizan en diferentes etapas las pruebas de inyección en el medio poroso en el orden: crudo, agua, formulación química y finalmente agua. En cada una de las etapas de inyección y desplazamiento se recuperan fluidos que son los efluentes.<sup>(3)</sup>

Para la caracterización del crudo se utilizaron las normas y procedimientos siguientes: norma COVENIN 2683-90(ASTM D-4007-81) "Determinación de agua y sedimento (BSW)", NC-ASTM-D1298:2016 "Densidad", ASTM – D1250-08:2013 "Determinación de densidad grado API", CI – GC/ P 20 09 "Asfalteno", Procedimiento del Laboratorio Física de Yacimientos "Agua libre".CI – GC/ P 20 07" Viscosidad dinámica". Para la determinación del comportamiento reológico del crudo, se realizó un procesamiento estadístico con el uso del programa "STATGRAPHICS" plus versión 5.1 donde se obtuvo con el empleo de una regresión no lineal, el modelo que mejor ajusta, descrito por la ley de Potencia ( $\log t = k + n \cdot \log Dr$ ), con un coeficiente de correlación ( $R^2$ ) en todos los casos mayor de 99 %.

Para la caracterización de las aguas, se utilizaron las normas siguientes:

ISO 9964-3:93 (confirmado 2019): "Determinación de sodio y potasio", ISO 6058:84 (confirmado 2017): "Determinación de calcio y magnesio" y potasio", APHA 4500C Cl<sup>-</sup>:2017: "Determinación de cloruros", ASTM D516:16 (publicado 2019) "Determinación de sulfatos", APHA 4500F S<sup>2-</sup>:2017: "Determinación de sulfuros", APHA 2320:2017: "Alcalinidad", APHA 2540:2017: "Determinación de STD", ISO10523:2008 (confirmado 2017): Determinación de pH, APHA 2510:2017": "Determinación de conductividad".

La caracterización de los efluentes se realizó mediante las normas siguientes:

ISO/FDIS 10414-1:2007(E): "Determinación de Cloruro, dureza total, calcio y magnesio", APHA 2540:2017: "Determinación de STD, ISO10523:2017: Determinación de pH", APHA 2510:2017": "Determinación de conductividad"

Para la medición del ángulo de contacto, se utilizó, muestra de roca con litología de carbonato perteneciente al Yacimiento Seboruco, la que fue cortada y preparadas en varias placas con una dimensión de 3cm por 1cm. Se limpian las placas. Una vez limpia se introduce las placas en petróleo del pozo Seboruco y se mide el ángulo de contacto hasta que se mantenga constante en un tiempo de envejecimiento de 30 días con una mojabilidad de mojado al petróleo. Posteriormente se introduce cada una de las plaquitas mojado al petróleo, en la formulación química para un tiempo de 24h, 48 h, 72h y 120 h. Se extrae la plaquita de la formulación cumplido ese tiempo y se procede a medir el ángulo después del contacto con la formulación química.

## Resultados y discusión

### Caracterización del crudo

En un proyecto de explotación de los pozos es importante conocer las propiedades físicas químicas de los fluidos que contienen el yacimiento, uno de ellos es el petróleo.

En la tabla 1, se muestran los resultados de la caracterización realizado al crudo del pozo Seboruco, en cuanto contenido de agua y sedimento, densidad viscosidad, asfáltenos y comportamiento reológico.

**Tabla 1-** Características del crudo Seboruco

Parámetros, U	Crudo Seboruco
BSW, %	12,00
Densidad a 15 °C (g/cm <sup>3</sup> )	0,9878
°API	11,7
Agua libre, (%)	0
Viscosidad dinámica (mPa.s) a 6,31 s <sup>-1</sup> a 30 °C	4684
Viscosidad dinámica (mPa.s) a 6,31 s <sup>-1</sup> a 50 °C	1014
Viscosidad aparente (Pa.s) a 10.0 s <sup>-1</sup> a 30 °C	4,43
Índice n a 30 °C	0,97
Índice de consistencia K (Pa.s <sup>n</sup> ) a 30 °C	4,78
Viscosidad aparente (Pa.s) a 10.0 s <sup>-1</sup> a 50 °C,	1,00
Índice n a 50 °C	0,98
índice de consistencia K (Pa.s <sup>n</sup> ) a 50 °C	1,04
Asfáltenos, (%)	16,69±0,06

La muestra de crudo Seboruco por los valores de densidad y °API se clasifica como un petróleo pesado, con alta viscosidad a condiciones de yacimiento (gradiente de velocidad a  $6,31 \text{ s}^{-1}$ ), para las temperaturas estudiadas. Los valores de asfaltenos que se reportan en la tabla son altos y típicos del yacimiento en cuestión. Los parámetros reológicos (n, K) obtenidos como resultados del ajuste del modelo indican un crudo con comportamiento no newtoniano del tipo pseudoplástico.

### Caracterización de las aguas de yacimientos

El agua de los yacimientos, es otro fluido importante en conocer, en cualquier proceso de explotación de los pozos, de ahí que sea necesario caracterizarla en sus propiedades físicas químicas.

En la tabla 2, aparecen los resultados de caracterización del agua de capa tomada en un pozo de Seboruco.

**Tabla 2-** Caracterización del agua de capa


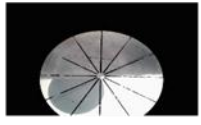
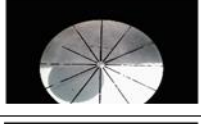

Compuestos químicos	Concentración m/L
Ca	236
Mg	109
Na	17003
K	280
HCO <sub>3</sub>	5368
CO <sub>3</sub>	528
SO <sub>4</sub>	145
Cl	21797
OH	0
Fe	0
Sulfuro	399
Total de aniones	27838
Total de cationes	17628
Total general	45466
Densidad	1,0305 g/cm <sup>3</sup>
Salinidad estimada	50,2479 g/cm <sup>3</sup>
Conductividad	68,5 ms/cm
Resistividad	0,0146 ohm-m
pH	7,97
Temperatura	25 °C

El agua de capa presenta una salinidad alta, clasificándose entre agua salada a salmuera (salmueras débiles), en correspondencia a una densidad alta de  $1,03 \text{ g/cm}^3$  y un pH neutro o débilmente alcalino. Se clasifica al tipo de agua Hidrocarbonada sódica. Se considera que la muestra de agua evaluada se corresponde con las aguas típicas asociadas a los yacimientos de las formaciones carbonatadas, es decir pertenecen al acuífero asociado a la estructura petrolera.

### Estudios de interacción roca- fluidos por pruebas de mojabilidad

En la tabla 3 se presentan los resultados de la mojabilidad obtenida con las placas de roca en contacto con el crudo y con la formulación para diferentes tiempos.

**Tabla 3- Mojabilidad**

Placas	Ángulos en grados (°)	Clasificación	Imagen
En contacto con el petróleo por 30 días	150	Mojado al aceite (petróleo)	
Mojado al petróleo en contacto con la formulación en 48 horas	90	Mojado Neutro	
Mojado al petróleo en contacto con la formulación en 72 horas	90	Mojado Neutro	
Mojado al petróleo en contacto con la formulación en 120 horas	60	Mojado al agua	

Como se observa en la tabla 3, inicialmente las placas de rocas para un tiempo de 30 días se mojaron en aceite (petróleo) con ángulo de 150 grado. Posteriormente cada placa mojada al petróleo al ponerse en contacto con la formulación se produjo un cambio a mojado neutro para tiempo de 48 y 72 horas y finalmente a las 120 horas cambia a mojado al agua. Esto es un resultado positivo y muy importante para el mecanismo de drenaje e incremento del factor de recobro.



En la figura 1 se muestra los ángulos obtenidos contra los diferentes días que estuvieron las placas de roca de carbonato en contacto con la formulación.



**Fig. 1-** Mojabilidad por ángulo de contacto contra el tiempo

Se observa en la figura 1 que a los 5 días se obtiene un ángulo de  $60^\circ$ , que corresponde a mojado al agua, estos resultados son favorable para la Recuperación Mejorada de Petróleo.

En las figura 2 se presentan imágenes de la roca en cuanto su mojabilidad con el crudo del pozo Seboruco y la formulación química.



( a )

( b )

( c )

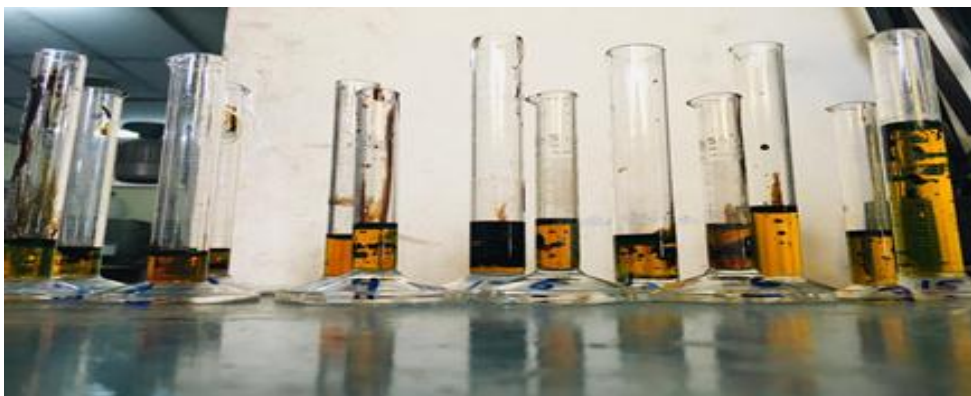
**Fig. 2-** Placas de roca despues del contacto con crudo y con la formulación química

En la figura 2 se observan las siguientes características:

- a) Petróleo pegado a la placa de la roca, después de 30 días sumergido en crudo, se clasifica mojada al petróleo.
- b) Placa de roca aún con petróleo pegado, con 72 horas en contacto con la formulación se clasifica mojada neutro.
- c) Placa de roca limpia de petróleo con 120 horas en contacto con la formulación se clasifica mojada al agua.

### **Caracterización de las muestras de efluentes**

En la figura 3 se muestran las probetas con los fluidos recuperados durante la etapa de la inyección de la formulación química y posteriormente agua hasta que la recuperación de aceite fuera nula.



**Fig. 3-** Fluidos producidos por la inyección de formulación química

Se observa en la figura 3 que en cada una de las probetas se recupera un volumen de petróleo, como consecuencia de la interacción de la formulación química con el medio poroso, resultado que se considera positivo. En cada probeta que contenía el fluido acuoso se les realizó algunos ensayos físico químico que aparece en las tablas 4 y 5.

En la tabla 4 se presentan los resultados de los análisis físicos químicos realizados a los fluidos inyectados: formulación química y agua con respecto a los efluentes obtenidos después del contacto con el medio poroso con las cuales se comparan.

**Tabla 4-** Comparación de las muestras antes y después en el medio poroso

Fluido inyectados(antes)	STD, g/L	COND, mS/cm	pH	Densidad g/cm <sup>3</sup>	NaCl, %
Agua capa	30,8	61,8	8,00	1,0305	102,1
Formulación	24,1	48,1	5,8	1,0691	93,6
Efluentes después	STD, g/L	COND, mS/cm	pH	Densidad g/cm <sup>3</sup>	NaCl, %
1	25,0	49,9	7,15	1,0521	97,24
2	27,8	55,5	8,68	1,0466	107,9
3	26,6	53,4	8,96	1,0393	103,5
4	26,9	53,7	9,25	1,0360	104,41
5	26,4	53,7	9,28	1,0352	102,9
6	26,4	52,7	9,01	1,0320	103,2
7	26,4	52,8	9,13	1,0323	102,8

Se aprecia en la tabla 4 que la salinidad en base a sólidos totales disueltos (STD), y la conductividad, con respecto a la formulación presentan una tendencia de aumentar en los primeros volúmenes de desplazamientos y en los volúmenes siguientes de inyección a mantenerse estables en una menor proporción en comparación con el agua de capa lo que evidencia la no formación de deposiciones o precipitados de sales, o de formarse estos son diluidos y lavados con los siguientes baches de desplazamiento con agua. Lo anterior se corrobora al incrementarse en una proporción mayor el porcentaje de NaCl, y a su vez el pH manifiesta un aumento a ser más alcalino, a causa de la interacción que se produjo en el sistema roca fluido.

Así mismo, se realizó la determinación de Cl<sup>-</sup>, dureza total, Ca<sup>2+</sup> y Mg<sup>2+</sup> antes y después del contacto con el medio poroso, el cual se muestra en la tabla 5

**Tabla 5-** Análisis físico - químico de los fluidos inyectados y los efluentes

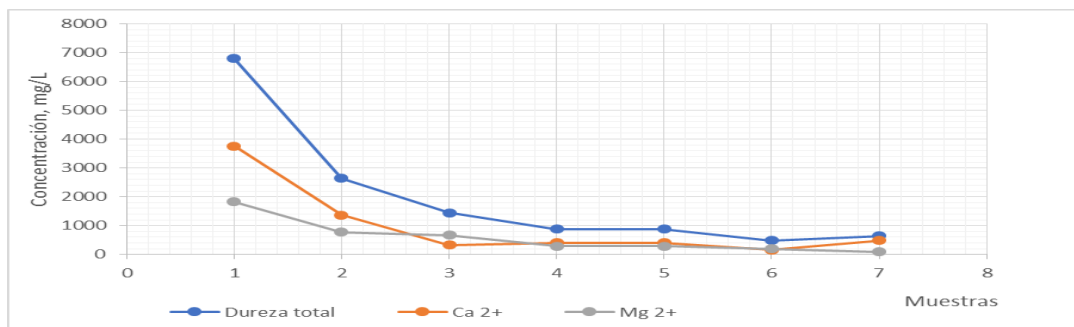
Previo al contacto con el medio poroso.(Fluido inyectado)				
Muestra	Cl <sup>-</sup> (m/L)	Dureza Total (m/L)	Ca <sup>2+</sup> (m/L)	Mg <sup>2+</sup> (m/L)
Formulación	19600	7120	2880	2544
Agua de capa	23400	720	480	144
Posterior al contacto con el medio poroso.(Efluentes)				
Efluentes	Cl <sup>-</sup> (m/L)	Dureza Total (m/L)	Ca <sup>2+</sup> (m/L)	Mg <sup>2+</sup> (m/L)
#1	27200	6800	3760	1824
#2	26800	2640	1360	768
#3	25600	1440	320	672
#4	25200	880	400	288
#5	26800	880	400	288
#6	24000	480	160	192
#7	24000	640	480	96

En la tabla 5 se observa un incremento de iones cloruros en todos los efluentes y de iones calcio sobre todo en las dos primeras muestra, si se compara con los valores iniciales del agua de capa y de la formulación. En el caso del magnesio en todas las muestras del efluente se observa aumento de la concentración de este ion al compararlo con la concentración inicial del agua de capa. De manera general el aumento de la concentración de estos iones de cloruro, calcio y magnesio corrobora la existencia de un intercambio iónico en el sistema roca-fluido.

En las figuras 4 y 5 se observa en las primeras muestras de los efluentes una alta concentración de iones cloruro, calcio y magnesio, con la inyección de la formulación química y posteriormente disminuyen con una tendencia de mantenerse estable debido a los lavados posteriores de desplazamiento con agua, que se produce en el medio poroso.



**Fig. 4-** Variación de la concentración de  $\text{Cl}^-$  después del contacto con el medio poroso



**Fig 5.** Variación de la concentración de iones después del contacto con el medio poroso

## Conclusiones

1. Con la caracterización físico química de los fluidos del pozo Seboruco, se identificó un crudo pesado y pseudoplástico de 11.7 °API y viscosidades de 4684 mPa·s para 30 °C y 1014 mPa·s para 50 °C a condiciones de yacimientos y el agua del tipo capa Hidrocarbonada sódica.
2. El análisis de interacción roca fluido con muestra de roca en presencia de la formulación química seleccionada provocó cambios significativos en la mojabilidad de la roca, de mojado a petróleo a mojado al agua.
3. Los análisis de los efluentes corroboraron el intercambio iónico que se produjo en el sistema roca fluido como son los incrementos de pH y aumento de contenido de cloruro, calcio y magnesio obtenidos al paso de la formulación, que de alguna forma contribuyó a una recuperación de petróleo. en el medio poroso.

## Referencias bibliográficas

1. ARAUJO M, ARAUJO YC. Nuevas técnicas para caracterizar interacciones roca - fluido. *Visión tecnológica*. Departamento de Yacimientos, PDVSA – Intevep, 2000, **8**(1). ISSN 1315-0855.
2. ESCOBAR MACUALO, F. H. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. [En Línea]. Colombia: Universidad Surcolombiana. [Consultado 14 de junio de 2023]. Disponible en.  
  
<https://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>
3. SALAGER J.L. *Recuperación Mejorada de Petróleo*, Cuaderno FIRPS357-C, Universidad de Los Andes, 2005. Disponible en.  
<https://oilproduction.net/files/S357C.pdf>
4. DUARTE D., AMOROCHO M., CHARRY G., OROZCO D. *Diseños de fluidos para contrarrestar el efecto de las interacciones roca/fluido y fluido/fluido en la productividad del pozo*. Instituto Argentino del Petróleo, 24-27 oct.2016. Disponible en.  
[https://www.iapg.org.ar/congresos/2016/produccion/presentaciones/Alerce/25\\_octubre/12.00/12.pdf](https://www.iapg.org.ar/congresos/2016/produccion/presentaciones/Alerce/25_octubre/12.00/12.pdf)
5. RODRÍGUEZ, D. *Evaluación de las interacciones roca-fluido al realizar Estimulaciones Química Tipo ASP para recobro mejorado de crudo en núcleo de roca de la formación Lagunillas, campo La salina Venezuela*. Tesis de Magister en Ciencias Geológicas. Facultad de ingeniería. Escuela geología, 2016, 123 p.
6. GEORGE DE ARMAS E.A., CREME ESPINOSA, A., MORALES ECHEVARRÍA C., LÓPEZ GUERRA S., AGÜERO GUTIÉRREZ G. Valoraciones sobre fundamentos de la interacción roca fluido en la perforación de pozos de petróleo. *Revista CENIC: Ciencia Químicas* Editorial Universitaria de la República de Cuba, enero 2013, **44**(1), pp. 68 – 80. ISSN 1015-8553.
7. JAIMES, M.G., ROJAS, JR., RODRIGUEZ, MJ., ZABALA RD., DORADO, R. Protocolo experimental para la evaluación de micro emulsiones que

modifican la mojabilidad en el medio poroso. Aplicación en campos colombianos. Revistas: *Fuentes, el Reventón Energético*, 2019, **17**(2), pp. 63-75. ISSN 1657-6527.

8. RAMOS, I., BLAS, G. *Estudio de la mojabilidad y ángulo de contacto en sistemas crudo/sólido/fluido*. Tesis para obtener el título de Ingeniero Químico. Caracas. U.C.V. Facultad de ingeniería. Escuela de Ingeniería química. 2003. pp. 7 – 18. Disponible en. <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/546/1/Trabajo%20Especial%20de%20Grao.pdf>

9. HERNÁNDEZ LARA, A.R. *Estudio de la humectabilidad y dispersión de crudos pesados sobre núcleos de yacimiento aplicando surfactantes con base sulfato*. Tesis de Magister en Ciencias Químicas. Editorial Tecnológico Nacional de México. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero octubre, 2017. pp. 23, 29. Disponible en. <https://rinacional.tecnm.mx/bitstream/TecNM/5795/1/Estudio%20de%20la%20humectabilidad%20y%20dispersi%C3%B3n%20de%20crudos%20pesados%20sobre%20n%C3%BAcleos%20de%20yacimiento%20aplicando%20surfactantes%20con%20base%20sulfato.pdf>.

10. LEÓN YÁNEZ, L.J., SIGÜENZA GUTIÉRREZ, P.L. *Análisis de la mojabilidad en la recuperación secundaria y terciaria en reservorios de areniscas*. Guayaquil. Editorial ESPOL. FICT.2020. pp. 17 – 35. Disponible en. <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/50483>

11. MELÉNDEZ, H., RONDÓN, J. *et al.* Estudio experimental de la alteración de la mojabilidad mediante el uso de un surfactante extraído del aceite de Pino TOFA en el sistema crudo liviano/agua/SiO<sub>2</sub>. *Avances en Química*, **7**(3),151-158 (2012). Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. ISSN: 1856-5301.

12. ROMERO CORTEZ, H. P., CHÁVEZ CHAMORRO, A. P., GERMÁN ENRÍQUEZ, B. Metodología del diseño de un fluido base agua en la cuenca oriente ecuatoriana. *Figempa: Investigación y Desarrollo*. Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en geología, **14**(2), julio 2022, Quito- Ecuador. pp. 29 – 54. ISSN: 1390-7042.

### **Conflicto de interés**

Los autores declaran que no hay conflictos de intereses

### **Contribución de los autores**

Lourdes Valentina Lesmes-Garrido: diseño y desarrollo, análisis y expresión de los resultados.

Magdelis Terrero –Toirac: diseño y desarrollo, revisión de los resultados.

Alicia Cremé –Espinosa: diseño y revisión de los resultados.

Edgar Alejandro George –De Armas: revisión de los resultados.