

Potential impacts by residual HPAM from a polymer injection process on the behavior of production fluids

Caterine Ariza-Quiroga ^a, Henderson Iván Quintero-Pérez ^b, Carlos Alberto Torres-Camacho ^c, Álvaro Villar-García ^b & Samuel Fernando Muñoz-Navarro ^a

^a Grupo de Investigación Recobro Mejorado - GRM, Facultad de ingenierías físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. caterine2188200@correo.uis.edu.co, samuel@correo.uis.edu.co

^b Instituto Colombiano del Petróleo Ecopetrol-ICP, Bucaramanga, Colombia. henderson.quintero@ecopetrol.com.co, alvaro.villar@ecopetrol.com.co

^c Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. carlostorres0915@gmail.com

Received: March 20th, 2021. Received in revised form: November 2nd, 2021. Accepted: December 22th, 2021.

Abstract

The physicochemical characteristics of production fluids derived from chemical recovery processes (crude-water emulsions) can be altered due to the presence of residual polymer, which can generate operational problems in lifting systems or surface facilities. In this research, the potential effects of residual HPAM on the production fluids were analyzed, making sensitivity in variables such as the residual polymer concentration, the water cut and, the amount of total dissolved solids (TDS) in the production water. It was observed that in the presence of partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) the separation speed of the production fluids is improved, but the quality of the separated water decreases as the content of dispersed crude increases and the formation of more stable multiple emulsions promoted by the remnant of polymer in the aqueous phase.

Keywords: Partially Hydrolyzed Polyacrylamide-HPAM; oil-in-water O/W and water-in-oil W/O emulsions; morphology of scattered droplets; scattered droplet size distribution guidelines; Separation water quality.

Potenciales impactos de HPAM residual de un proceso de inyección de polímero en el comportamiento de los fluidos de producción

Resumen

Las características físicoquímicas de los fluidos de producción derivados de procesos de recobro químico (emulsiones crudo-agua), pueden alterarse debido a la presencia de polímero residual, lo que puede generar problemas operacionales en sistemas de levantamiento o facilidades de superficie. En esta investigación se analizaron los efectos potenciales de HPAM residual sobre los fluidos de producción, haciendo sensibilidad en variables como la concentración residual de polímero, el corte de agua y la cantidad de sólidos totales disueltos (TSD) en el agua de producción. Se observó que en presencia de poliácridamida parcialmente hidrolizada (HPAM) mejora la velocidad de separación de los fluidos de producción, pero disminuye la calidad del agua separada al aumentar el contenido de crudo disperso y al formarse emulsiones múltiples más estables promovidas por el remanente de polímero en la fase acuosa.

Palabras clave: Poliácridamida Parcialmente Hidrolizadas-HPAM; emulsiones de aceite en agua O/W y agua en aceite W/O; morfología de las gotas dispersas; distribución de tamaño de gotas dispersas; Calidad del agua de separación.

1. Introducción

La inyección de polímero es el método de recobro mejorado por inyección de químicos (CEOR) más utilizado a escala comercial. En este proceso, se inyectan soluciones de polímero (generalmente poliácridamida hidrolizada - HPAM) para mejorar la relación de movilidad de aceite / agua (M)

[1]. Sin embargo, los compuestos químicos empleados en los procesos de recobro producen cambios en el comportamiento de los fluidos de producción debido a diferentes interacciones físicoquímicas [2]. En las aplicaciones con polímero solubles en agua como la poliácridamida parcialmente hidrolizada (HPAM), se han evidenciado dificultades en el tratamiento del agua de

How to cite: Ariza-Quiroga, C., Quintero-Pérez, H.I., Torres-Camacho, C.A., Villar-García, A. and Muñoz-Navarro, S.F., Potenciales impactos de HPAM residual de un proceso de inyección de polímero en el comportamiento de los fluidos de producción.. DYNA, 89(220), pp. 203-209, January - March, 2022.

producción debido al incremento de viscosidad de la fase acuosa, una mayor concentración de aceite disperso en este fluido [3,4], reducción de tamaño de gotas de la fase oleica [5] y la formación de emulsiones más estables de aceite en agua (O/W) [6-8]. Thoma, Gaillard and Favero (2012), identificaron que los mecanismos de estabilización de las emulsiones de aceite en agua con polímero disuelto fue la disminución de la tensión interfacial, el aumento del potencial zeta y de viscosidad de la fase global [9]. La composición del crudo también tiene un efecto significativo en el comportamiento de los efluentes de procesos de recobro químico. Los asfaltenos y componentes ácidos del crudo conducen a la formación de surfactantes in situ a pH 11 que favorecen la formación de emulsiones O/W estables incluso en condiciones suaves de agitación y refuerzan su estabilidad [10].

El polímero residual de las aplicaciones de recobro químico y sus efectos sobre los efluentes, generan dificultades en los sistemas de separación gravitacional y deshidratación electroquímica [5], depositación de polímero en segmentos de los equipos de tratamiento térmico que genera puntos calientes y posteriores daños [2]. Esto ocurre debido a que polímero sufre descomposición térmica, causando un residuo coquizado [11]; también se ha observado un aumento en el ensuciamiento de las membranas de ultrafiltración, en ocasiones irreversible, como resultado del incremento en la concentración de HPAM, aceite y sólidos suspendidos en el agua [12-14].

A partir de la identificación de los problemas asociados al tratamiento de los efluentes de procesos de inyección de polímeros se han propuesto tratamientos químicos; floculantes como cloruro de polialuminio (PAC) y poliacrilamida catiónica (CPAM), han permitido mejorar el tratamiento del agua de producción [15]. La combinación de floculante inorgánico y agente de degradación de polímero, y la mezcla de floculante orgánico y coagulante para romper la emulsión de aceite en solución poliméricas, también ha demostrado eficacia en el tratamiento de la emulsión O/W [9,13,16]. El sulfato de aluminio evidenció resultados positivos en la reducción de concentración de aceite en el agua de producción lo que generó mejor rendimiento en los sistemas de coagulación/floculación, flotación y filtración [17-18]. Floculantes catiónicos de interfaz activa también han mostrado buenos resultados [19]. No obstante, el residuo de polímero deberá tratarse como un lodo, lo que genera costos adicionales, además de alta dosis de coagulantes y floculantes a inyectar lo que impacta los costos de funcionamiento (OPEX) del proceso [13].

Además, se han planteado soluciones tecnológicas en el tratamiento del agua de producción de la inyección de polímero, como la electrodiálisis inversa (EDR) de cuatro grados y cuatro segmentos (cuatro GS), que busca reutilizar el agua en proyectos de recobro con HPAM [20]. La degradación mecánica y química del polímero con el fin de disminuir su viscosidad y conseguir usar los equipos ya instalados de tratamiento de agua sin modificaciones [21], limpieza química de las membranas de ultrafiltración (UF) por medio del principio de interacciones intermoleculares incrustante-incrustante con hipoclorito de sodio (NaClO), ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) y cloruro de dodecil trimetilamonio (DTAC) [14]. Mas recientemente, se han

desarrollados procesos más complejos para el tratamiento de efluentes de aplicaciones de inyección de polímero como el sistema de biorreactores de membrana dinámica de acidificación e hidrólisis de coagulación combinada [18].

En Colombia se han identificado diversos campos con potencial aplicación de recobro químico, además se han adelantado pilotos de inyección de polímeros en campos del Valle Medio y Superior del Magdalena [1], por tanto, existe un gran interés en evaluar el impacto de esta tecnología en los fluidos de producción, especialmente el agua, con miras a lograr su reutilización en la inyección de polímero o cumplir con los estándares de calidad de vertimiento/inyección. En esta investigación se adaptó la metodología propuesta por Argillier et al., (2013), con el fin de evaluar en pruebas de botella la influencia del contenido de sólidos totales disueltos (TDS), la viscosidad de solución polimérica y el corte de agua, sobre el proceso de separación gravitacional/química del crudo. Se realizaron análisis detallados al agua separada con el fin de determinar los cambios en las propiedades físicas/químicas que podrían impactar en los sistemas de tratamiento disponibles en campo. Con base a esta investigación se plantearán alternativas que permitan diseñar procesos eficientes según el rango de variación en las propiedades de los fluidos de producción impactados por residual de HPAM.

2. Metodología

En términos generales, el estudio consistió en la preparación de fluidos sintéticos que representaran los efluentes de un proceso de inyección de polímero para recobro mejorado en un campo colombiano. En este sentido, se prepararon soluciones poliméricas, que luego, se sometieron a un proceso de degradación mecánica de acuerdo con la norma API RP 63, con el fin de representar la degradación que sufre el polímero en yacimiento por diferentes factores. Posteriormente esta fase acuosa con polímero residual se mezcló con crudo deshidratado del campo de estudio para representar los fluidos de producción.

2.1 Diseño experimental

La Tabla 1, muestra las variables independientes del diseño de experimentos. Se plantearon tres variables con 2 niveles y un punto intermedio que se realizó por triplicado correspondiente con un diseño factorial completo (2^3) con punto central. Los niveles fueron seleccionados a partir de los rangos operacionales del campo de estudio y el pronóstico del corte de agua (Water Oil Ratio-WOR) de acuerdo con los datos históricos de producción [22].

Tabla 1.
Variables de estudio

Parámetro	Cod**	-1	+1	Intermedio
TDS*** [ppm]	X1	242	14784	7513
Viscosidad [cP]	X2	10	20	15
WOR [%]	X3	65	75	70

* Medido a 60 °C

** Codificación análisis estadístico

*** Total Dissolved Solids

Fuente: Los autores

Tabla 2.
Concentración de polímero requerida para alcanzar la viscosidad objetivo para cada TDS del agua de preparación.

Viscosidad objetivo [cP]	TDS del agua de preparación del polímero [ppm]	Concentración de polímero [ppm]
10	242	440
20		640
10	14784	2800
20		4000
15	7513	2900

Fuente: Los autores

Tabla 3.
Puntos del diseño experimental

Numero de ensayo	TDS agua de preparación [ppm]	Viscosidad objetivo de la solución polimérica [cP]	Corte de agua [%]
0	14784	Sin polímero	70
1	242	10	65
2	242	10	75
3	242	20	65
4	242	20	75
5	14784	10	65
6	14784	10	75
7	14784	20	65
8	14784	20	75
9	7513	15	70
10	7513	15	70
11	7513	15	70

Fuente: Los autores

Para alcanzar la viscosidad objetivo de estudio al variar el contenido TDS del agua de preparación fue necesario ajustar la concentración de polímero como se muestra en la Tabla 2.

En la Tabla 3 se observan las condiciones específicas de cada experimento. Adicionalmente se fijó un punto como “blanco” (Número de ensayo 0) para las respectivas comparaciones del efecto de la presencia de polímero en el efluente.

Los parámetros de respuesta del estudio corresponden a Contenido de grasas y aceites presentes en la fase acuosa (G&A), fracción de agua separada de la emulsión, distribución de tamaño de gotas de crudo dispersa en fase acuosa, morfología de las emulsiones O/W.

2.2 Materiales

Se utilizó una muestra de crudo de un campo colombiano, con 20.5 °API y viscosidad de 56 cP @ 60 °C, con un contenido másico de saturados de 32.847%, 35.193% de aromáticos, 20.646% de resinas y 11.314% de asfaltenos, de acuerdo con el análisis SARA. Se prepararon salmueras sintéticas de acuerdo con la composición química mostrada en la Tabla 4, las cuales correspondiente a agua de captación y agua de producción/reinyección, con un TDS de 242 g/l y 14784 g/l respectivamente. El polímero utilizado fue HPAM de bajo peso molecular con un grado de hidrólisis de 26.5% (HPAM).

2.3 Método de preparación

Se prepararon 11 emulsiones crudo-solución polimérica en una probeta de salida lateral. Por medio de un Ultra Turrax se mantuvo el crudo en agitación a 13500 rpm mientras se adicionaban 5 ml de la fase acuosa cada 30 segundos de acuerdo con la relación crudo: agua requerida. En la Figura 1, se observan fotografías de los fluidos, 3 horas posteriores al proceso de agitación. En este tiempo se evidenció una estabilidad relativa, en donde no se observaban cambios significativos en las fases. En este punto se procedió a aplicar rompedor directo y antiespumante y conservar las muestras a 40 °C, con el fin de permitir el proceso de separación gravitacional del crudo por un tiempo de 24 horas (Figura 2).

Tabla 4.
Composición química de las fuentes de agua disponibles en campo para la preparación de las soluciones poliméricas

TDS	NaCl (g/l)	CaCl ₂ .2H ₂ O (g/l)	MgCl ₂ .6H ₂ O (g/l)	KCl (g/l)
242	0.18	0.031	0.011	0.002
14784	13.43	0.99	0.311	0.056

Fuente: Los autores

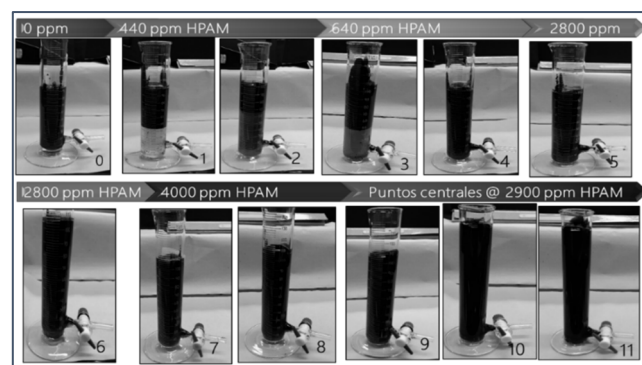


Figura 1. Emulsiones crudo-solución polimérica en los diferentes puntos del diseño experimental, 3 horas después del proceso de agitación con Ultra Turrax.

Fuente: Los autores

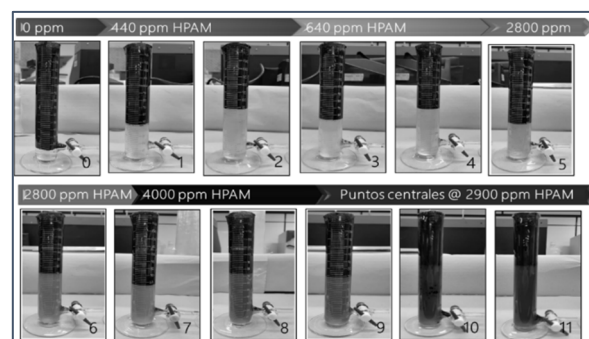


Figura 2. Emulsiones crudo-solución polimérica en los 11 puntos del diseño experimental, en presencia de desensulficante - 24 horas después del proceso de agitación con Ultra Turrax

Fuente: Los autores

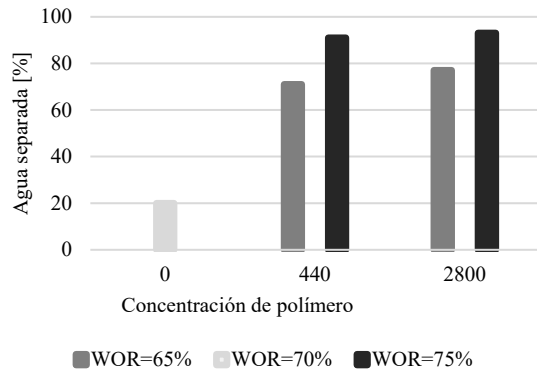


Figura 3. Porcentaje de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 10 cP en el agua de preparación de bajo y alto contenido de TDS. Fuente: Los autores

Finalizadas las 24 horas, se tomaron muestras del agua y del crudo separadas de la emulsión inicialmente formada, con el fin de realizar la caracterización de las fases según las variables de respuesta (Figura 2).

2.4 Método de análisis

La determinación de grasas y aceite (G&A) en la fase acuosa se midió con el Espectrofotómetro DR 300 HACH. El contenido de agua se midió con el equipo 848 Tritino Plus Metrohm. El análisis de distribución del tamaño de las gotas de aceite dispersas en una fase acuosa continua y las respectivas intensidades de tamaño se realizaron por medio del equipo ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern. La morfología de las emulsiones se caracterizó usando el Microscopio Óptico de Contraste de Fase Carl Zeiss Axiolmager Z1m con objetivos Epiplan Neofluar a 20x.

3. Análisis y discusión de resultados

3.1 Fracción de agua separada

En las Figura 3-5, se observa el porcentaje de agua separada de las emulsiones formadas por agitación (24 horas después) para las concentraciones de polímero que llevan a la viscosidad de inyección objetivo de 10 cP y 20 cP @ 60 °C respectivamente, además se incluye la respuesta para cada WOR. El diagrama de Pareto de la Figura 7, evidencia una disminución en el porcentaje de agua separada con el incremento del TDS, la viscosidad y el WOR. Este comportamiento puede ser atribuido a que el incremento en de estas variables de estudio, están asociadas a una mayor concentración de HPAM, la cual es totalmente soluble en agua y no se particiona hacia el crudo, entonces, al encontrarse disuelto en la fase acuosa causa una restricción para que esta se incorpore al crudo y se emulsione [23].

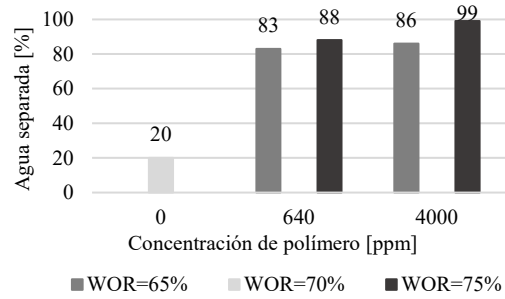


Figura 4. Porcentaje de agua separada para los ensayos con viscosidad objetivo de 20 cP en el agua de preparación de bajo y alto contenido TDS. Fuente: Los autores

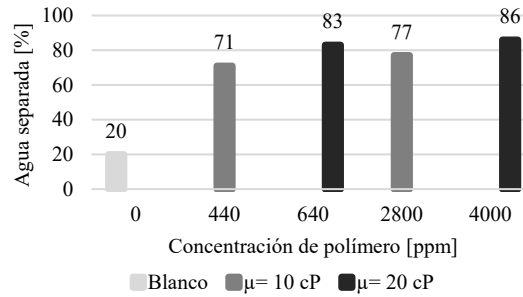


Figura 5. Porcentaje de agua separada para los ensayos con WOR= 65% para las viscosidades objetivo de 10 cp y 20 cp. Fuente: Los autores

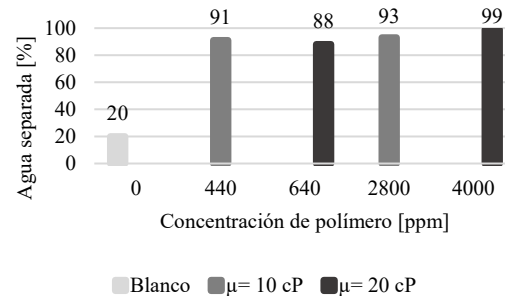


Figura 6. Porcentaje de agua separada para los ensayos con WOR= 75% para las viscosidades objetivo de 10cp y 20 cp. Fuente: Los autores

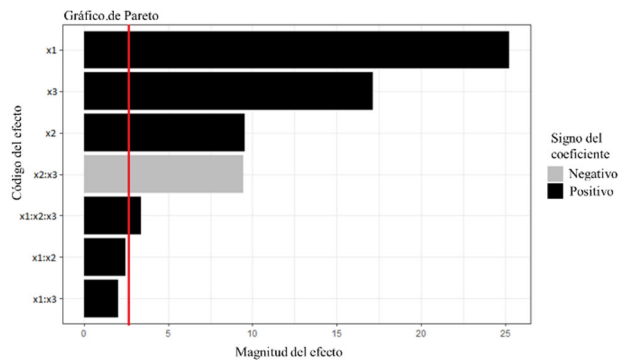


Figura 7. Diagrama de Pareto para la fracción de agua separada. Fuente: generado a través de IBM SPSS Statistics Base

3.2 Contenido de grasas y aceites (G&A) de la fase acuosa separada de la emulsión crudo-solución polimérica.

El diagrama de Pareto de la Figura 8. muestra que el incremento en el TDS y la viscosidad de la solución polimérica, tiene una influencia positiva sobre el contenido de G&A. Como se discutió en la sección anterior estas variables determinan la concentración de polímero en solución. La Figura 9, muestra que la cantidad de G&A aumenta con el incremento de la concentración de polímero residual. Esto refleja que a pesar de que existe una mayor cantidad de agua separada de la emulsión inicial conforme aumenta la concentración de polímero en solución (Fig. 3-6), la calidad de la fase acuosa disminuye, siendo más evidente este comportamiento para concentraciones de polímero superiores a 2800 ppm.

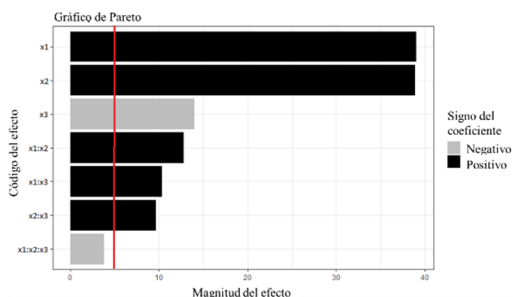


Figura 8. Diagrama de Pareto para el contenido de G&A Fuente: generado a través de IBM SPSS Statistics Base

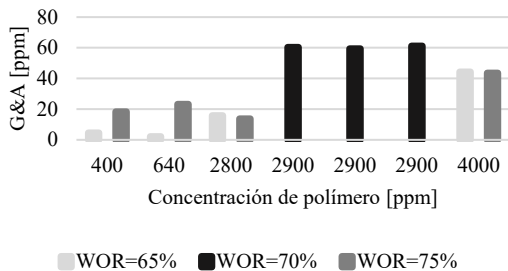


Figura 9. Contenido de G&A en la fase acuosa separada de la emulsión respecto al blanco. Fuente: Los autores

3.3 Contenido de agua en la emulsión W/O formada

El contenido de agua en la fase oleica disminuye a medida que aumenta el TDS, la viscosidad y el GOR (Figura 10).

La Figura 11, presenta el reporte de contenido de agua dispersa en la fase oleosa separada de la emulsión inicialmente formada, posterior al proceso de separación de 24 horas, donde se observan que con aumento en la concentración de polímero disminuye el contenido de agua separada.

3.4 Forma y Tamaño de las gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua.

Las micrografías de las Fig. 12 muestra gotas de crudo dispersas en una fase acuosa continua. Sin presencia de polímero

(Fig. 12 (a)) se observan gotas de tamaños uniforme. Al incrementar la concentración de polímero (Fig. 12 (b-c)), la morfología de las gotas de crudo es más compleja, formación de emulsiones múltiples. Se observan, además, películas interfaciales mejor definidas, lo que da un indicio de mayor estabilidad de la emulsión O/W. Estos comportamientos son similares a los reportados en otros estudios [6-8].

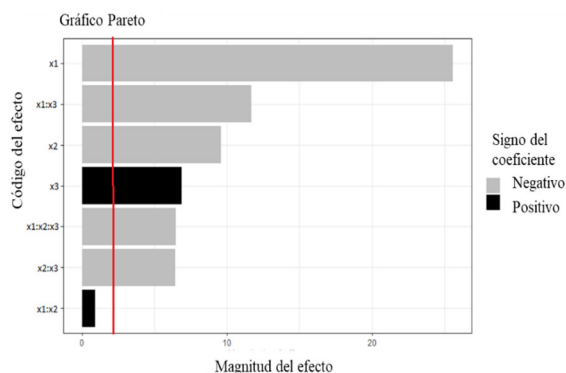


Figura 10. Diagrama de Pareto para el contenido de agua en la emulsión W/O formada.

Fuente: generado a través de IBM SPSS Statistics Base

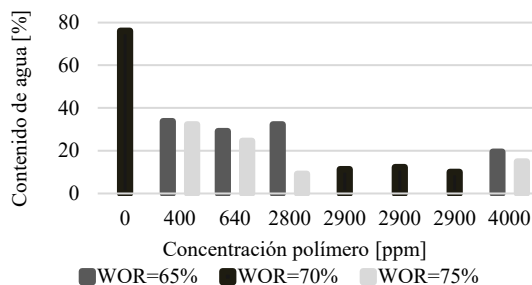


Figura 11. Contenido de agua presente en la fase oleica de cada emulsión (11 puntos del D.E)

Fuente: Los autores

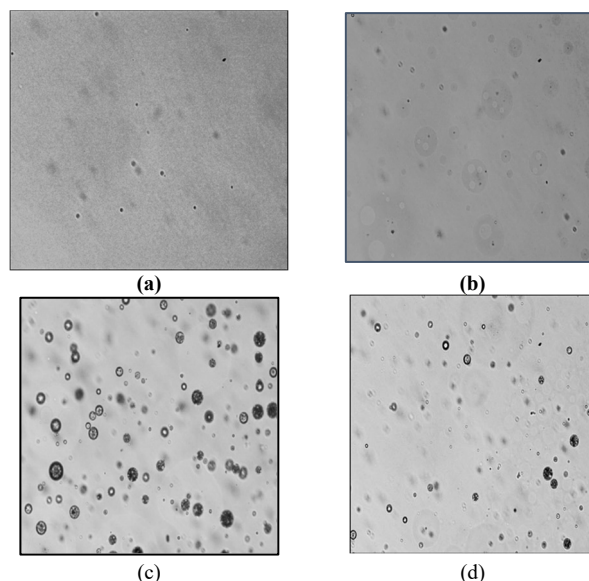


Figura 12 Micrografía O/W. (a) Blanco @ 0 ppm de polímero (b) 640 ppm de polímero (c) 2900 ppm polímero (d) 4000 ppm polímero Fuente: Los autores

Los resultados obtenidos con el equipo ZETASIZER-Nano Series ZS90/Malvern de distribución de tamaño de gota, evidenciaron la existencia de dos poblaciones de tamaños dinámicos promedio de gotas de crudo dispersas en la fase acuosa, en cada muestra. La población 1 correspondiente a gotas “pequeñas” de diámetro dinámico inferior a 360 nm y una población 2 que hace referencia a gotas más grandes de diámetro superior a 500 nm. Las dos poblaciones estaban presentes en cada muestra en diferente intensidad, es decir, la cantidad de gotas de tamaño 1 y 2 variaba a medida que aumentaba la concentración de polímero.

En la Fig. 13, se muestra el comportamiento de la intensidad de tamaño 1 y en la Fig. 14, la intensidad de tamaño 2, para cada ensayo en función de la concentración de polímero presente en la fase acuosa. En la Fig. 15 se muestra la relación entre la intensidad de tamaño 2 con el contenido de G&A, en donde se evidencia que para porcentajes de intensidad mayores al 50% del tamaño 2, el contenido de grasas y aceites incrementa con el aumento de la cantidad de gotas de mayor tamaño.

A partir de los resultados de las Fig. 12-15, se puede inferir que el aumento en la concentración de polímero residual promovió la floculación de las gotas de crudo, lo que en teoría promueve la separación de fases de acuerdo con la ley de Stokes, sin embargo, se evidencia un mayor contenido de aceite con incremento de la intensidad de gotas de mayor tamaño. Esto sugiere que el incremento de viscosidad de la fase acuosa por la presencia de HPAM residual dificulta el ascenso de las gotas de crudo y su posterior separación. Otra causa de la dificultad de separación de la fase oleica del crudo puede ser atribuida a una estabilización de la emulsión W/O por efectos del HPAM en la película interfacial como lo sugieren las micrografías. Estos cambios en la morfología de las emulsiones son similares a los reportados en otras investigaciones [2,6,7].

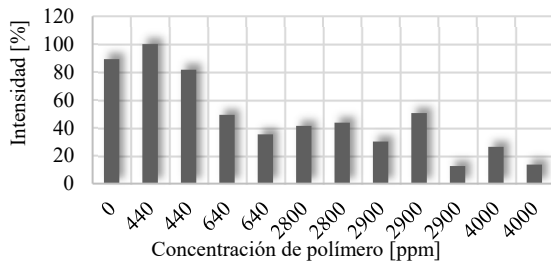


Fig. 13. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 1 (menor a 350 nm)
Fuente: Los autores

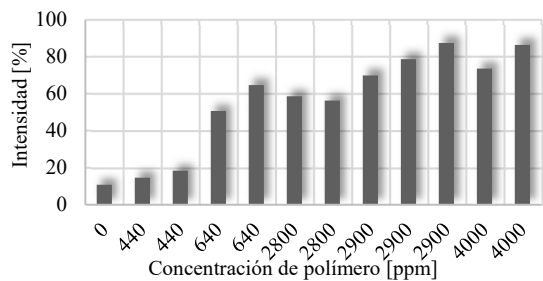


Fig. 14. Comportamiento de la intensidad de distribución de tamaño 2 (mayor a 500 nm)
Fuente: Los autores

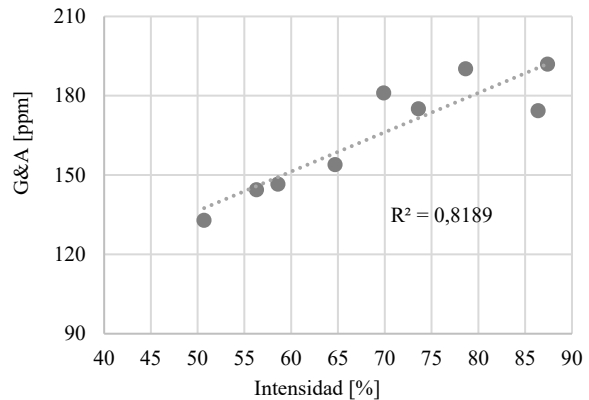


Fig. 15. Relación entre la intensidad de tamaño de gota 2 (mayor a 500 nm) y el contenido de G&A
Fuente: Los autores

Conclusiones

La presencia de HPAM residual en los fluidos de producción producto de inyección de polímero, puede mejorar la velocidad de separación de fluidos y la fracción de agua libre en el proceso de deshidratación gravitacional del crudo respecto a lo que se presenta en un sistema crudo-agua convencional en presencia de aditivos desemulsificantes.

La concentración de G&A de la fase acuosa incrementa considerablemente en función del aumento de la concentración de polímero residual, lo que podría representar problemas en el proceso de desnatado, floculación, flotación y filtración del tratamiento de la fase acuosa.

La concentración de polímero residual tiene un efecto significativo en la forma y distribución de las gotas de crudo dispersas en el agua, donde se observa un incremento en la intensidad de gotas de tamaños superiores a 550 nm, así como la formación de emulsiones múltiples en mayor proporción en la media en que aumenta la concentración residual.

La inyección de polímero en agua de alta salinidad podría disminuir significativamente la calidad de la fase acuosa separada, debido al alto requerimiento en concentración de polímero utilizado el cual terminaría por afectar la viscosidad de la fase acuosa continua en los efluentes dificultando el ascenso de las gotas de crudo en los procesos de clarificación.

Referencias

- [1] Castro, R. et al., Enhanced oil recovery (EOR) status - Colombia, SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf. SPE 139199., 2010, 7 P. DOI: <https://doi.org/10.2118/139199-MS>
- [2] Zheng, F., Quiroga, P. and Sams, G.W., Challenges in processing produced emulsion from chemical enhanced oil recovery - polymer flood using polyacrylamide, in: SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. Art. 144322, 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/144322-MS>
- [3] Jiachao, F., Jiansen, Z., Shaobing, C. and Chenfjie, Q., Water/Oil separation characteristics of Danqing Oilfield polymer flooding production fluid, IN: SPE 69th Annu. Tech. Conf. Exhib. New Orleans, USA. art. 28540, pp. 247-255, 1994. DOI: <https://doi.org/10.2118/28540-MS>.
- [4] Villar-García, A., Pachón-Contreras, Z., Cifuentes-Marín, J., Sunith-Barbosa, D. y Castañeda-Monsalve, D., Evaluación de compatibilidad

- con química de superficie para tratamiento de agua de inyección, efecto de fluidos de producción en facilidades, selección de química de superficie., Piedecuesta – Santander, 2016.
- [5] Deng, S. et al., Produced water from polymer flooding process in crude oil extraction: characterization and treatment by a novel crossflow oil-water separator, *Sep. Purif. Technol.*, 29, pp. 207216, 2002, DOI: [https://doi.org/10.1016/S1383-5866\(02\)00082-5](https://doi.org/10.1016/S1383-5866(02)00082-5).
 - [6] Zheng, F., Quiroga, P. and Sams, G., Challenges in processing produced emulsion from chemical enhanced oil recovery - polymer flood using polyacrylamide, in: *SPE Enhanc. Oil Recover. Conf. Kuala Lumpur, Malaysia*. art. 144322, 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/144322-MS>.
 - [7] Argillier, J., Dalmazzone, C., Henaut, I., Mouazen, M., Noik, C. and Boufarguine, M., Methodological approach for analyzing the impact of chemical EOR on surface processes, in: *SPE Int. Symp. Oilf. Chem., Texas, USA*. art. 164098, 2013, DOI: <https://doi.org/10.2118/164098-MS>.
 - [8] Yang, L., Zhihua, W., Xianglong, Z. and Shanzhe, W., Study on emulsification behavior and optimized separation technology of high concentration polymer flooding produced liquid in Daqing Oilfield, in: *SPE Middle East Oil Gas, Manama, Bahrain*. art. 172768-MS, pp. 1-12, 2015, DOI: <https://doi.org/SPE-172768-MS>.
 - [9] Thomas, A., Gaillard, N. and Favero, C., Some key features to consider when studying acrylamide-based polymers for chemical enhanced oil recovery, *Oil Gas Sci. Technol.*, 67(6), pp. 887-902, 2012. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2012065>
 - [10] Dalmazzone, C., Noik, C. and Argillier, J.F., Impact of chemical enhanced oil recovery on the separation of diluted heavy oil emulsions, *Energy and Fuels*, 26(6), pp. 3462-3469, 2012, DOI: <https://doi.org/10.1021/ef300083z>.
 - [11] Bartz, D. and Gotterba, J., Results of field operation of a distributed flux burner in a heater treater in a Northern Canada Heavy Oil Field, thermal performance and firetube life, in: *SPE Heavy Oil Conf. Canada*. art. 170172-MS, pp. 1-17, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/170172-MS>.
 - [12] Wang, X. et al., Study of the contribution of the main pollutants in the oilfield polymer-flooding wastewater to the critical flux, *Desalination*, 273(2-3), pp. 375-385, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2011.01.054>.
 - [13] Jacob, M., Demangel, M., Goldszalu, A., Rambeau, O., Jouenne, S. and Cordelier, P., Impact of back produced polymer on tertiary water treatment performances, in: *SPE Enhanc. Oil Recover. Conf. Lumpur Malaysia*. art. SPE-174683-MS, (i), pp. 1299-1317, 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/174683-MS>.
 - [14] Liu, G. et al., Chemical cleaning of ultrafiltration membranes for polymer-flooding wastewater treatment: efficiency and molecular mechanisms, *J. Memb. Sci.*, 545, pp. 348-357, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2017.08.062>.
 - [15] Zhao, X., Liu, L., Wang, Y., Dai, H., Wang, D. and Cai, H., Influences of partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) residue on the flocculation behavior of oily wastewater produced from polymer flooding, *Sep. Purif. Technol.*, 62(1), pp. 199-204, 2008. DOI: [10.1016/j.seppur.2008.01.019](https://doi.org/10.1016/j.seppur.2008.01.019).
 - [16] Liu, X., Zhao, T., Liang, W. and Li, J., The stability and breakage of oil-in-water from polymer flooding produced water, *Pet. Sci. Technol.*, 31(20), pp. 2082-2088, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.585356>.
 - [17] Al-Maamari, R.S., Sueyoshi, M., Tasaki, M., Kojima, K. and Okamura, K., Polymer-flood produced- water-treatment trials, *Oil Gas Facil.*, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/172024-PA>.
 - [18] Shen, X., Lu, L., Gao, B., Xu, X. and Yue, Q., Development of combined coagulation-hydrolysis acidification-dynamic membrane bioreactor system for treatment of oilfield polymer-flooding wastewater, *Front. Environ. Sci. Eng.*, 13(1), pp. 1-11, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11783-019-1093-8>.
 - [19] Duan, M. et al., A novel interface-active cationic flocculant for the oil-water separation of oily wastewater produced from polymer flooding, *J. Mol. Liq.*, 286, art. 110868, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.04.145>.
 - [20] Han, C., Liu, Y., Zhao, T. and Jing, G., Reclamation of the polymer-flooding produced water, *J. Water Resour. Prot.*, 1, pp. 1-59, 2009. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICBBE.2008.1138>.
 - [21] Al Kalbani, H., Al-Hadhrami, H. and Philip, G., Impact on crude dehydration due to back production of polymer., *SPE EOR Conf. Oil Gas, Muscat, Oman*. art. 169718-MS, pp. 1-8, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169718-MS>
 - [22] Pachón, C., Villar, Z., Cinfuentes, J., Barbosa, D. y Castañeda, D., Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Yarigui-Cantagallo, Instituto Colombiano del Petróleo – Ecopetrol, Piedecuesta- Santander, 2013.
 - [23] Rambeau, O., Jacob, M., Rondon, M., Jouenne, S. and Cordelier, P., A tool to tackle the challenges of the treatment of the back produced viscosified water, in: *SPE Int. Pet. Technol. Conf. Doha Qatar*. art. IPTC 17626, 2014. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17626-MS>.
- C. Ariza-Quiroga**, recibió el título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos en 2021 y el Ingeniera de Petróleos en 2017, de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Del 2016-2017 trabajó en investigación de procesos de inyección de polímero. Entre el 2018-2021 trabajó en simulación numérica de yacimientos, evaluación costo-energética, y diseño esquemas de aplicación para la reducción de emisiones de CO₂ derivados de procesos de recobro térmico. Actualmente es coinvestigadora del Instituto Colombiano del Petróleo en proyectos de optimización de tecnologías para la transición energética.
ORCID: 0000-0001-7658-846X
- H. I. Quintero-Pérez**, recibió su título Ingeniero Químico en el 2007 de la Universidad Industrial de Santander, Colombia, el grado de MSc. en Ingeniería Química en 2010 y el Dr. en Ingeniería Química en 2013, de la Universidad Estatal de Campinas, Brasil. Tiene más de 14 años de experiencia en el diseño, implementación y seguimiento de proyectos de la industria energética. Actualmente adelanta investigaciones en el Instituto Colombiano del Petróleo, en el desarrollo e incorporación de tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, proyectos de ingeniería para tratamiento de fluidos de producción y optimización de la producción en segmento de Oil & Gas.
ORCID: 0000-0002-4177-442X
- C. A. Torres-Camacho**, recibió su título de Químico en el 2013, de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Cuenta con más de 8 años de experiencia en evaluación experimental de tecnologías y sistemas químicos para la producción y remediación en la industria petrolera. Ha participado como coinvestigador en el diseño e implementación de sistemas nanotecnológicos para remediación y recuperación mejorada de la producción en el segmento de Oil & Gas.
ORCID: 0000-0003-0518-8017
- S.M. Muñoz-Navarro**, recibió el título en Ingeniería de Petróleos en 1983, el MSc. en Ingeniería de Petróleos en 1990 de la Escuela de Minas de Colorado, Estado Unidos, y MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos en 2000 de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Ha trabajado en áreas de perforación de pozos, reservorios e implementación de métodos mejorados de recuperación de petróleo. Actualmente es investigador senior y director de GRM (Grupo de investigación Recobro Mejorado) en la Universidad Industrial de Santander.
ORCID: 0000-0003-2814-3807
- A. Villar-García**, recibió su título de Químico en 1993, de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Tiene más de 25 años de experiencia en evaluación técnica y experimental de tecnologías y procesos emergentes para la optimización de la producción y recuperación mejorada de petróleo. Ha participado en la implementación de pilotos para evaluación de tecnologías de recobro secundario y mejorado en Ecopetrol.
ORCID: 0000-0002-3555-1190