



Neiva, 15 de junio de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Andrea Gómez Alarcón, con C.C. No. 1010217316 de Bogotá,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Evaluación experimental de la inyección de surfactantes poliméricos y eficiencia de desplazamiento de aceite en medios porosos a escala controlada para aplicaciones en recobro químico mejorado de petróleo.

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

Magister en Ingeniería de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Andrea Gómez Alarcón

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación experimental de la inyección de surfactantes poliméricos y eficiencia de desplazamiento de aceite en medios porosos a escala controlada para aplicaciones en recobro químico mejorado de petróleo.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gómez Alarcón	Andrea

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Valdés Rentería	Carlos Fransisco
Quintero Pérez	Henderson Iván
Manrique Ventura	Eduardo José

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Magister en Ingeniería de Petróleos

FACULTAD: Facultad de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Maestría en Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 49

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general X
Grabados ___ Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___
Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o Cuadros X



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: N/A

MATERIAL ANEXO: N/A

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|--------------------------------------|--|
| 1. <u>Surfactantes poliméricos</u> | 4. <u>Polymeric surfactants</u> |
| 2. <u>Surfactantes de copolímero</u> | 5. <u>Block copolymer surfactants</u> |
| <u>en bloque</u> | 6. <u>Chemical enhanced oil recovery</u> |
| 3. <u>Recuperación química</u> | 7. _____ |
| <u>mejorada de petróleo</u> | 8. _____ |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El objetivo principal de esta investigación es evaluar la inyección de surfactantes poliméricos en técnicas convencionales de recuperación química mejorada de petróleo. Se busca reducir la energía interfacial y estudiar el comportamiento no newtoniano del frente de desplazamiento utilizando surfactantes poliméricos. Los resultados del estudio experimental representan la evaluación de la tensión interfacial, comportamiento de fases, adsorción, detergencia y mojabilidad entre crudo, arena y diferentes soluciones acuosas con surfactantes poliméricos. Para lo anterior, es fundamental comprender fenomenológicamente estos procesos para su implementación en la recuperación mejorada de petróleo. La investigación experimental permitió evaluar las interacciones entre los fluidos, y entre los fluidos y la roca utilizando surfactantes de copolímero en bloque (BCPS). Adicionalmente, se evaluó el desempeño de estas formulaciones en medios porosos modelo. La primera etapa consistió en seleccionar los surfactantes de copolímero en bloque EO-PO-EO con la mejor relación de viscosidad, estabilidad mecánica, térmico-química y tensión interfacial. Se evaluaron diferentes concentraciones de surfactante polimérico, salinidad del agua y temperatura para un crudo de un campo colombiano. Las etapas incluyeron la caracterización de formulaciones basadas en surfactantes poliméricos seleccionados, evaluando la reducción de la tensión interfacial y la movilidad en el fluido desplazante. Con todo lo anterior, fue posible determinar el potencial de la tecnología en términos del porcentaje de aceite desplazado como una técnica alternativa de recuperación mejorada química.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The main objective of this research is to evaluate the injection of polymeric surfactants in conventional chemical enhanced oil recovery techniques. The aim is to reduce the interfacial energy and to study the non-Newtonian behavior of the displacement front using polymeric surfactants. The results of the experimental study represent the evaluation of interfacial tension, phase behavior, adsorption, detergency and wettability between crude oil, sand and different aqueous solutions with polymeric surfactants. For the above, it is fundamental to phenomenologically understand these processes for their implementation in enhanced oil recovery. The experimental investigation allowed evaluating the interactions between fluids, and between fluids and rock using block copolymer surfactants (BCPS). Additionally, the performance of these formulations in model porous media was evaluated. The first stage consisted of selecting the EO-PO-EO block copolymer surfactants with the best viscosity ratio, mechanical, thermal-chemical, thermal-chemical stability and interfacial tension. Different polymeric surfactant concentrations, water salinity and temperature were evaluated for a crude oil from a Colombian field. The stages included the characterization of formulations based on selected polymeric surfactants, evaluating the reduction of interfacial tension and mobility in the displacing fluid. With all of the above, it was possible to determine the potential of the technology in terms of the percentage of displaced oil as an alternative chemical enhanced recovery technique.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

**Evaluación experimental de la inyección de surfactantes
poliméricos y eficiencia de desplazamiento de aceite en medios porosos
modelo para aplicaciones en recobro químico mejorado de petróleo**

Andrea Gómez Alarcón

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Carlos Francisco Valdés Rentería
Ph.D., M.Sc., Ingeniero Químico

Codirector (a):

Henderson Quintero Pérez
Ph.D., Ingeniero Químico

Eduardo José Manrique
Ph.D., Químico

Línea de Investigación:

Recobro químico mejorado de petróleo mediante el uso de surfactantes
poliméricos

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería – Ingeniería de Petróleos

Neiva, Colombia

2023

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE FIGURAS	5
RESUMEN	6
1. INTRODUCCION	8
2 ANTECEDENTES	10
3 MARCO TEORICO	12
4 OBJETIVOS	17
4.1 OBJETIVO GENERAL	17
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
5 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	18
5.1 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LAS SOLUCIONES ACUOSAS DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS EN FUNCIÓN DE TASA DE CORTE Y TEMPERATURA	19
5.2 EVALUACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL (TIF) AGUA-CRUDO EN PRESENCIA DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS	19
5.3 MOJABILIDAD	20
5.3.1 ÁNGULOS DE CONTACTO	20
5.4 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.	20
5.5 MEDIOS POROSOS EMPLEADOS	21
5.5.1 EMPAQUES DE ARENA (SANDPACK)	21
5.5.2 ARENISCA DE BEREA (PLUG BERE)	22
5.6. ENSAYOS DE EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.	23
5.6.1. WATERFLOODING (INYECCIÓN DE AGUA-LÍNEA BASE)	25
5.6.2. EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LAS VARIABLES OPERATIVAS SOBRE EL RECOBRO	26
5.6.3. SURFACTANTES POLIMÉRICOS EVALUADOS	26
6 RESULTADOS	27
6.1 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO EN FUNCIÓN DE LA TASA DE CORTE Y DE LA TEMPERATURA PARA LOS DIFERENTES SURFACTANTES POLIMÉRICOS	27

6.2	EFFECTO DE LA SALINIDAD SOBRE EL PODER VISCOSIFICANTE DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS	29
6.3	TENSIÓN INTERFACIAL AGUA-CRUDO EN PRESENCIA DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS	30
6.4	COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE MEZCLAS DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS	31
6.5	DEGRADACIÓN MECÁNICA DE SOLUCIÓN ACUOSA CONTENIENDO LA MEZCLA BCPS-2 + BCPS-6 PRIORIZADA	32
6.6	ÁNGULOS DE CONTACTO	34
6.7	ENSAYOS DE EVALUACIÓN DE EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO EN EMPAQUES DE ARENA	35
6.8	ENSAYOS DE EVALUACIÓN DE EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO EN ARENISCA DE BEREA	37
6.9	LÍNEA BASE (WATERFLOODING)	37
6.10	INFLUENCIA DE LAS VARIABLES EVALUADAS SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO	39
7	CONCLUSIONES	47
	<hr/>	
	BIBLIOGRAFIA	48
	<hr/>	

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. PROPIEDADES Y COMPOSICIÓN FISICOQUÍMICA DE SALMUERA SINTÉTICA.	22
TABLA 2. COMPOSICIÓN FISICOQUÍMICA DE LA TRAZADOR SALINO A TEMPERATURA AMBIENTE.	22
TABLA 3. COMPOSICIÓN FISICOQUÍMICA DEL CRUDO.	23
TABLA 4. METODOLOGÍA DE EMPAQUETAMIENTO DE ARENA PARA EVALUACIÓN ROCA-FLUIDO EN SISTEMAS CONTROLADOS	24
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS PLUGS DE ARENISCAS DE BERE A UTILIZADOS EN ESTE ESTUDIO.	25
TABLA 6. VOLÚMENES POROSOS INYECTADOS CON SU RESPECTIVA CONCENTRACIÓN DE PRODUCTO A EVALUAR, SEGUIDO DE CHASE WATER Y TRAZADOR SALINO.	26
TABLA 7. MEZCLAS A PROPORCIONES ÓPTIMAS VISCOSIFICANTES.	31
TABLA 8. DATOS PARA OBTENER LA VELOCIDAD DE CORTE OBJETIVO.	33
TABLA 9. VISCOSIDAD DE UNA SOLUCIÓN ACUOSA DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE, ANTES Y DESPUÉS DE SER SOMETIDA AL ENSAYO DE DEGRADACIÓN MECÁNICA.	33
TABLA 10. CARACTERIZACIÓN DE LOS EMPAQUES DE ARENAS (SANDPACK)	35
TABLA 11. VARIABLES DE LOS PARÁMETROS EVALUADOS EN LA INYECCIÓN DE LOS TRATAMIENTOS CON SURFACTANTE POLIMÉRICO EN NÚCLEOS DE BERE A.	37
TABLA 12. DESPLAZAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE CADA ESCENARIO EXPERIMENTAL EVALUADO.	46

LISTA DE FIGURAS

<p>FIGURA 1. ESTRUCTURA MOLECULAR DE LOS SURFACTANTES POLIMÉRICOS (A) Y ESTADOS FÍSICOS DE LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS (B). DESCRIPCIÓN: $x = \text{No.EO}/2$ (2-130), $y = \text{No.PO}$ (15-67). ESTADO FÍSICO A CONDICIONES AMBIENTE: VERDE (LÍQUIDOS), ROSADO (PASTA), NARANJA (SÓLIDO). ADAPTADO DE QUINTERO ET AL. 2020.....</p>	18
<p>FIGURA 2 DIAGRAMA DE PROCESO DE LA EVALUACIÓN ROCA-FLUIDO EN SISTEMAS CONTROLADOS DE EMPAQUES DE ARENA.....</p>	24
<p>FIGURA 3 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE SOLUCIONES ACUOSAS DE DIFERENTES SURFACTANTES POLIMÉRICOS EVALUADOS EN FUNCIÓN DE LA TASA DE CORTE (0.5 A 50 1/s) EVALUADAS A (A) 30°C, (B) 45°C, (C) 60°C, (D) 75°C Y (D) 90°C A UNA CONCENTRACIÓN DE 2.5% P/P.....</p>	28
<p>FIGURA 4 COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE SOLUCIONES ACUOSAS DE BCPS-6 EN FUNCIÓN DE TASA DE CORTE, VARIANDO TEMPERATURA Y SALINIDAD A 3.5% P/P.</p>	30
<p>FIGURA 5 (A) VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA TASA DE CORTE PARA PROPORCIONES ÓPTIMAS DE MEZCLA DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS JUNTO CON LA (B) TENSIÓN INTERFACIAL Y (C) VISCOSIDAD DE LA MEZCLA CON MEJOR DESEMPEÑO VISCOSO A UNA CONCENTRACIÓN TOTAL DE 1% EN SALMUERA DE 3,2% TDS DE SALINIDAD Y A 60°C.</p>	32
<p>FIGURA 6 TENSIONES INTERFACIALES EN FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE CADA PRODUCTO EN 3,2%P/P TDS A 60°C.</p>	30
<p>FIGURA 7 PORCENTAJE DE LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA TASA DE CORTE PARA LA MEZCLA CON MEJOR DESEMPEÑO VISCOSO A UNA CONCENTRACIÓN TOTAL DE 1% EN SALMUERA DE 3,2% TDS DE SALINIDAD Y A 60°C.</p>	34
<p>FIGURA 8. REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LA MEDICIÓN DE LOS ÁNGULOS DE CONTACTO, SALMUERA (3.2%TDS) – CRUDO A 60°C SOBRE SUSTRATO MODELO, EN PRESENCIA DE 0.25% DE DIFERENTES FORMULACIONES CONTENIENDO SURFACTANTES POLIMÉRICOS.</p>	35
<p>FIGURA 9 DIFERENCIAL DE PRESIÓN NORMALIZADO Y CORTE DE AGUA EN FUNCIÓN DE LOS VOLÚMENES POROSOS INYECTADOS. ..</p>	36
<p>FIGURA 10 PORCENTAJE DE FACTOR DE RECUBRO PARA DOS ENSAYOS REALIZADOS INYECTANDO BACHES DE 0.3VP DE FORMULACIONES CONTENIENDO SURFACTANTES POLIMÉRICOS (0.5% P/P) LUEGO DE UN WATERFLOODING PARCIAL.</p>	37
<p>FIGURA 11. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR WATERFLOODING CON SALMUERA DE 3,2% TDS A 60°C (LÍNEA BASE) EN MUESTRA DE BERA 1.</p>	38
<p>FIGURA 12. COMPORTAMIENTO TRAZADOR SALINO PARA PRUEBA DE WATERFLOODING (LÍNEA BASE) PARA DIFERENTES TASAS DE INYECCIÓN (LOW AND HIGH FLOW RATES).</p>	39
<p>FIGURA 13. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE PARA ENSAYO REALIZADO INYECTADO BACHES 0.3 VP DE LA FORMULACIÓN DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS BCPS-6 + BCPS-2 A 0.3% P/P DE CONCENTRACIÓN</p>	40
<p>FIGURA 14. COMPORTAMIENTO TRAZADOR SALINO PARA PRUEBA 0.3VP A 0.3% DE CONCENTRACIÓN PARA DIFERENTES TASAS DE INYECCIÓN (LOW AND HIGH FLOW RATES).</p>	40
<p>FIGURA 15. PORCENTAJE DE EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE PARA ENSAYO REALIZADO INYECTADO BACHES 0.1 VP DE LA FORMULACIÓN DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS BCPS-6 + BCPS-2 A 0.9% DE CONCENTRACIÓN LUEGO DE UN WATERFLOODING PARCIAL.</p>	41
<p>FIGURA 16. COMPORTAMIENTO TRAZADOR SALINO POSTERIOR A LA INYECCIÓN DE 0,1VP A 0,9% DE CONCENTRACIÓN DE LA MEZCLA DE SURFACTANTE POLIMÉRICO BCPS-6 Y BCPS-2.</p>	42
<p>FIGURA 17. PORCENTAJE DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE PARA ENSAYO REALIZADO INYECTADO BACHES 0.9 VP DE LA FORMULACIÓN DE SURFACTANTES POLIMÉRICOS BCPS 6 Y BCPS-2 A 0.1% DE CONCENTRACIÓN LUEGO DE UN WATERFLOODING PARCIAL.</p>	43
<p>FIGURA 18. COMPORTAMIENTO TRAZADOR SALINO POSTERIOR A LA INYECCIÓN DE 0.9 VP A 0.1%P/P DE LA MEZCLA DE SURFACTANTE POLIMÉRICO BCPS-6 Y BCPS-2.</p>	44
<p>FIGURA 19. (A) EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO Y (B) DIFERENCIAL DE PRESIÓN PARA LOS ENSAYOS REALIZADOS INYECTANDO BACHES DE FORMULACIONES CONTENIENDO SURFACTANTES POLIMÉRICOS (BCPS6+2) LUEGO DE UN WATERFLOODING PARCIAL.</p>	45

RESUMEN

La inyección de surfactantes viene aplicándose cada vez más y con mayor impacto en técnicas convencionales de recuperación química mejorada de petróleo (cEOR, del inglés Chemical Enhanced Oil Recovery) (Afolabi et al., 2022; Sheng, 2015). El objetivo principal de esta investigación es evaluar la inyección de surfactantes poliméricos a través de procedimientos de caracterización y formulación química y mediante eficiencias de desplazamiento de aceite a escala experimental y en ambiente controlado. En términos generales, un enfoque en valorar la reducción de la energía interfacial inducida por la presencia de surfactante; así como el comportamiento no newtoniano del frente de desplazamiento; los cuales, están disponibles simultáneamente por el uso de surfactantes poliméricos. Aquí se reportan los resultados del trabajo experimental orientado a la evaluación de la tensión interfacial, comportamiento de fases, adsorción, detergencia y mojabilidad entre crudo, arena y diferentes soluciones acuosas conteniendo surfactantes poliméricos con miras a la comprensión fenomenológica que conduzca a su posterior implementación en procesos de recobro mejorado de petróleo.

En este proyecto de maestría se presentan los resultados de la investigación experimental de las interacciones fluido-fluido y roca-fluido de surfactantes de copolímero en bloque, BCPS (Block Copolymer Surfactants) por sus siglas en inglés, un tipo de polímero con bloques de Óxido de polietileno/Óxido de polipropileno/Óxido de polietileno (EO-PO-EO) (Alexandridis & Science, 1997). La evaluación experimental del desempeño de estas formulaciones fue realizada mediante valoración de desempeños fluido-fluido y roca-fluido en medios porosos modelo. La primera etapa consiste en evaluar la interacción fluido-fluido, la cual se fundamentó en la evaluación experimental de nueve surfactantes de tipo copolímero en bloque EO-PO-EO con el fin de seleccionar aquellos con la mejor relación de viscosidad, estabilidad mecánica, térmico-química y tensión interfacial a las condiciones de temperatura y composición fisicoquímica del agua de inyección de un campo objetivo. Es por esto, que en el presente estudio se evalúan diferentes rangos de concentración de surfactante polimérico (0.035-1%p/p), salinidad del agua (0.05-3%p/p TDS), temperatura (45-95 °C) para un crudo de un campo colombiano con el fin de identificar los productos con mejor desempeño interfacial y viscoso. Las etapas consistieron en la caracterización de formulaciones basadas en surfactantes poliméricos seleccionados en diferentes concentraciones, tamaño de bache inyectado y tasa de inyección, con el fin de determinar la reducción de la tensión interfacial agua-crudo junto con la reducción de movilidad en el fluido desplazante debido al cambio de la viscosidad de la fase acuosa en presencia de estos aditivos químicos y así determinar el potencial de la tecnología mediante el

porcentaje de aceite desplazado como técnica alternativa de recuperación mejorada química.

Palabras clave: surfactantes poliméricos, surfactantes de copolímero en bloque (EO-PO-EO), recuperación química mejorada de petróleo (cEOR).

1. INTRODUCCION

Generalmente en campos maduros los procesos de recuperación mejorada de petróleo inician con procesos de inyección de agua, la cual es una técnica ampliamente aplicada y consolidada a nivel mundial, aportando cerca de un 40% de la producción mundial de petróleo (Alvarado & Manrique, 2010). Sin embargo, la eficiencia de barrido volumétrico areal y vertical de los procesos mejorados de recuperación de petróleo (IOR del inglés “Improved Oil Recovery”) es limitada por las diferentes interacciones viscosas, capilares e interfaciales en donde las condiciones tanto de la roca como del fluido determinan el comportamiento del proceso. Debido a esto, después de un proceso de inyección de agua, un gran porcentaje del petróleo original en sitio (OOIP, de sus siglas en inglés) puede permanecer en el yacimiento (Levitt & Pope, 2008). Esto sumado al creciente consumo energético actual, requiere de una mayor producción de los campos existentes a través de métodos mejorados de recuperación de petróleo (EOR del inglés “Enhanced Oil Recovery”) haciendo cada vez más sustentable y eficiente cada procedimiento por ejecutar. Particularmente en nuestro país, el factor de recuperación promedio está cerca al 19%, de los cuales menos del 1% es aportado por campos donde se aplican métodos de recuperación química mejorada (cEOR) (Rosemary, Yusuf, & Ishaya), razón por la cual han aparecido procesos alternativos que incluyen la inyección de surfactantes y/o polímeros (Castro-Garcia et al., 2016; Maya-Toro et al., 2015; Maya-Toro et al., 2012) y el manejo iónico del agua (Bartels, Mahani et al., 2019).

La inyección de surfactantes es un proceso aplicado en yacimientos maduros con el objetivo de reducir la tensión interfacial (γ) entre el agua y el aceite, y desplazar el aceite que no puede ser desplazado únicamente por la acción del agua. Teóricamente, está bien establecido que el proceso está gobernado por el número capilar (Ca). Este parámetro se ha relacionado con la saturación de aceite residual en medios porosos. El número capilar se puede definir para varios propósitos, en el caso del EOR, de acuerdo con la ley de Darcy, la ecuación puede reescribirse como:

$$Ca = \frac{\mu v}{\gamma} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde μ es la viscosidad de la fase continua y v es la velocidad de Darcy. En general, se supone que, para un aumento sustancial de la producción de petróleo, los valores de Ca deberían aumentarse varios órdenes de magnitud, lo que significa que los surfactantes deberían lograr reducir valores de tensión interfacial a ultra bajos.

Por su parte, la inyección de soluciones poliméricas para EOR ha sido ampliamente estudiada y empleada puesto que se ha conocido la propiedad de viscosificar la fase acuosa o desplazante, resultando en un barrido en forma de pistón lo que puede conllevar a una recuperación eficiente (Alvarado & Manrique, 2010). Para obtener mayor eficiencia se han combinado las propiedades de los polímeros con las de los

surfactantes desarrollando una excelente opción para EOR porque al mismo tiempo, disminuyen la tensión interfacial entre el agua de inyección y el crudo y simultáneamente aumentan la viscosidad del agua, con un efecto positivo en el número capilar. Además, este enfoque tiene la ventaja de evitar la segregación y separación cromatográfica que ocurre en flujo de mezclas convencionales de tipo polímeros-surfactantes en medios porosos. Por consiguiente, el uso de surfactantes poliméricos, que actúan como viscosificante de la fase acuosa y/o como elementos tensoactivos, reduciendo la tensión interfacial en rangos significativos con moléculas de tipo polímeros solubles en agua hidrofólicamente modificados.

Sin embargo, los surfactantes poliméricos de naturaleza no iónica tipo copolímero en bloque EO-PO-EO han sido evaluados en baja proporción para aplicaciones EOR (Raffa, Broekhuis, & Picchioni, 2016), lo que representa una gran ventana de oportunidad para la evaluación de estos productos a diferentes rangos operativos de concentración (<3%p/p), salinidad (0.05-22%p/p TDS), esfuerzos de cizalla (hasta 300K 1/s) a diferentes relaciones de hidrofobicidad/hidrofilicidad. Es por esto, que en el presente estudio se evalúan diferentes rangos de concentración de surfactante polimérico (0.035-1%p/p), salinidad del agua (0.05-3%p/p TDS), temperatura (45-95 °C) para un crudo de un campo colombiano con el fin de identificar los productos con mejor desempeño interfacial y viscoso. Lo anterior se logró mediante la caracterización de formulaciones basadas en surfactantes poliméricos en diferentes concentraciones, tamaño de bache inyectado y tasa de inyección, con el fin de determinar la reducción de la tensión interfacial agua-crudo junto con la reducción de movilidad en el fluido desplazante debido al cambio de la viscosidad de la fase acuosa en presencia de estos aditivos químicos.

La presente investigación representa un aporte importante en el estudio de métodos alternos de recobro químico mejorado sustentables con la capacidad de operar con un mínimo de instalaciones de superficie convencionales y con aguas de producción que cumplan criterios básicos de contenidos de sólidos y grasas y aceites. Los surfactantes de copolímeros en bloque (BCPS) presentaron en condiciones específicas de formulación y dosificación un buen desempeño interfacial, capilar y viscoso para aplicaciones de recobro químico mejorado en las condiciones de diferentes campos maduros con potencial de recuperación mejorada en Colombia.

2 ANTECEDENTES

Estudios recientes han demostrado que, dependiendo de la velocidad de flujo en un medio poroso, incluso bajas concentraciones de surfactantes poliméricos, permiten tener incrementos significativos del factor de resistencia (RF) (Quintero-Perez et al., 2020). Teóricamente, este hecho debería permitir obtener una mayor eficiencia de desplazamiento de crudo en comparación con la inyección de agua. La implementación de nuevas tecnologías es fundamental para incrementar el factor de recuperación en los campos; por lo anterior, el programa de investigación de recobro del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ha comparado algunas tecnologías mediante metodologías y protocolos que han facilitado identificar las de mayor potencial (Alvarado & Manrique, 2017; Manrique, et al., 2020; Quintero-Perez et al., 2020).

Adicionalmente, se ha reconocido el potencial de los polímeros tensoactivos para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), principalmente debido a su capacidad de formar una asociación transitoria dependiente de la tasa de corte causando aumento de su viscosidad en condiciones específicas de salinidad, temperatura, y en condiciones de flujo extensional. Sorprendentemente, poca atención se ha puesto en los fenómenos de emulsificación y las propiedades superficiales de dichos polímeros, que también son parámetros cruciales en los procesos de EOR. De hecho, tales sistemas poliméricos se emplean habitualmente en combinación con surfactantes y compuestos alcalinos, en los que el polímero se añade solo para aumentar la viscosidad del agua (Afolabi et al., 2022; Quintero-Perez et al., 2020).

La inyección de soluciones poliméricas para EOR se ha estudiado ampliamente. El mecanismo de recuperación generalmente se explica en términos de disminución de la diferencia de movilidad entre inyectados y fluidos de yacimiento para reducir los efectos de canalización. La idea es que la fase desplazante tenga una movilidad igual o inferior a la movilidad de la fase de aceite. Teóricamente, cuando la relación de movilidad agua/aceite (M) es 1 o ligeramente menor, el desplazamiento del aceite por la fase de agua ocurrirá en forma de pistón. Por el contrario, si M es mayor que 1, la fase de agua más móvil sobrepasará ("bypass") al aceite, causando una recuperación deficiente. Debido a que la movilidad es inversamente proporcional a la viscosidad, particularmente para la fase mojante, el polímero debería actuar como un viscosificante efectivo para la fase acuosa. Las características que deben cumplir los polímeros para recobro mejorado son: peso y tamaño molecular adecuado a las características de la aplicación, resistencia a la degradación mecánica en cizallamiento y completa solubilidad en agua.

El uso de surfactantes poliméricos representa una excelente opción para EOR porque, disminuyen la tensión interfacial entre el agua de inyección y el crudo y simultáneamente aumentan la viscosidad del agua, con un efecto positivo en el número capilar. Además, este enfoque tiene la ventaja de evitar la segregación que

ocurre en flujo de mezclas convencionales de tipo polímeros-surfactantes en medios porosos.

Entre los criterios que se han implementado para evaluar esta tecnología de surfactantes poliméricos resaltan: el impacto en reservas, el incremento del factor de recobro, el impacto en la química de producción utilizada en las facilidades de superficie, la eficiencia energética y la huella de carbono, entre otros (Afolabi et al., 2022; Quintero-Perez et al., 2020). A partir de lo anterior, se identificó que los surfactantes poliméricos presentan una ventaja al ser inyectados en medios porosos de baja permeabilidad, debido a que, estos no se degradan mecánicamente a altas tasas de inyección, resisten en condiciones de altas salinidades y durezas de aguas de inyección/formación (Aya, et al., 2018). En este sentido, los amplios beneficios de los surfactantes poliméricos pueden generar crecimiento para el segmento de recobro, ya que se ajustan al tipo de características con las que cuentan los campos colombianos. Esta investigación facilita la implementación de una tecnología disruptiva, que permitirá la total caracterización de los elementos de investigación, lo que representa un avance en la comprensión de los fenómenos involucrados como tecnología de recobro, que será inicialmente desarrollada a escala de laboratorio; pero que posterior podrá ser escalada a las condiciones de campo.

3 MARCO TEORICO

Una pobre eficiencia del barrido es una de las razones que lleva a la baja recuperación ya que se elude una cantidad sustancial de aceite en los yacimientos debido principalmente a una baja eficiencia de desplazamiento macroscópico, ya sea por una relación de movilidad desfavorable entre los fluidos desplazante y desplazado, o por la alta heterogeneidad de los reservorios. Este es el objetivo principal de varios métodos EOR que se aplican generalmente cuando la recuperación secundaria no es eficiente o viable económicamente y se refiere a procesos que incluyen la adición de calor y/o interacciones químicas entre el fluido inyectado y el yacimiento.

Desde el punto de vista de la escala de poros, las fuerzas capilares son el factor responsable de que el petróleo esté atrapado en el espacio poroso. Estas fuerzas causan una eficiencia de desplazamiento microscópico ineficiente y consecuentemente mantiene atrapada una inmensa cantidad de petróleo en el yacimiento. Las fuerzas capilares se convierten en factor dominante cuando los poros restringen la interfaz agua-aceite a un alto grado de curvatura. Por contraste, las fuerzas viscosas, es decir, las fuerzas de arrastre producidas por el flujo se oponen a las fuerzas capilares hasta que las superan ayudando a desplazar el aceite atrapado. La relación de fuerzas viscosa a capilares, que se conoce como número capilar, así como los fenómenos de humectabilidad, determinan cómo el petróleo queda fuertemente atrapado en un medio poroso específico (puede variar de acuerdo a su mineralogía) (Lake et al., 2014).

En el caso de aditivos químicos para la modificación de la relación de movilidades como las macromoléculas poliméricas, Ruiz-Cañas et al. (Ruiz-Cañas, et al., 2020), hacen énfasis en examinar el efecto de la degradación química y térmica de los polímeros, las alternativas para controlarlo o evitarlo y determinar su potencial para aplicaciones en la recuperación mejorada del petróleo (EOR). Los polímeros utilizados en EOR están compuestos por moléculas solubles en agua que aumentan la viscosidad de las soluciones de salmuera. Destacan el uso de nanopartículas, enfocado principalmente a la síntesis de materiales nanohíbridos a base de polímeros y la aplicación en procesos EOR evaluados en laboratorio. A altas temperaturas, los grupos funcionales de moléculas cambian particularmente a través de la hidrólisis, lo que permite la degradación y la reducción de la viscosidad bajo un efecto que varía según la temperatura y la composición de la salmuera. La estructura química de la poli(acrilamida) parcialmente hidrolizada (HPAM) es sensible a la salinidad; a bajas salinidades, las cadenas moleculares se expanden debido a la mayor repulsión de las cargas que provocan un aumento de la viscosidad. Mientras que, a mayores salinidades y dureza, los iones divalentes podrían neutralizar las cargas en los grupos de acrilamida hidrolizados, provocando un efecto de enrollamiento y reduciendo la viscosidad. Este estudio consideró la adición de nanopartículas de sílice utilizando polímeros hidrofóbicos asociativos de HPAM

(HAHPAM). Obtuvieron suspensiones que presentan nanofluidos estables y mayor viscosidad del sistema debido a las propiedades de reticulación de las nanopartículas, ofreciendo mayor resistencia y estabilidad térmica a largo plazo que HAHPAM (HPAM hidrofóbica) en salmuera sintética. La inclusión de nanopartículas en la matriz polimérica genera materiales que son más resistentes a la biodegradación durante su ciclo de vida.

Mayores esfuerzos son requeridos para entender el impacto de la concentración de nanopartículas y las tasas de inyección como soporte al escalado como tecnología de recobro mejorado; ya que, los polímeros son susceptibles a la degradación térmica y química, lo que significa que la tecnología tiene limitaciones técnicas debido a la degradación del polímero principalmente debido a la exposición a altas temperaturas, alta salinidad / dureza, así como esfuerzos mecánicos. De manera similar, se requieren altas concentraciones de un polímero para alcanzar el objetivo de viscosidad para cambiar la relación de movilidad. Debido a estas limitaciones en algunas condiciones de campos en Colombia, no es factible implementar procesos de inyección de polímeros por altos costos operativos.

La inyección de surfactantes es un proceso cEOR aplicado en yacimientos maduros con el objetivo de reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, y desplazar el aceite que no puede ser desplazado únicamente por la acción del agua. En la inyección de surfactantes para EOR teóricamente, está bien establecido que el proceso está gobernado por el número capilar (Ca). Este parámetro se ha relacionado con la saturación de aceite residual en medios porosos, por lo tanto, es muy importante para aplicaciones EOR (Ecuación 1). Para EOR, es conveniente basar el cálculo en el balance de fuerza en una gota de aceite que pasa a través de una garganta de poro.

Quintero-Pérez et al. 2020, expusieron a través de estudios de laboratorio, simulación numérica de yacimiento e ingeniería conceptual de la aplicación de surfactantes poliméricos como aditivos para mejorar la eficiencia en procesos de inyección de agua, determinando su comportamiento reológico y poder tensoactivo en condiciones de un yacimiento colombiano. A través de este estudio, se determinaron propiedades fisicoquímicas de los productos, como la viscosidad del tensoactivo polimérico en función de la velocidad de cizallamiento y a su vez en función de la composición del surfactante polimérico a diferentes concentraciones y salinidades del agua. También se llevaron a cabo pruebas de estabilidad de la emulsión para confirmar la compatibilidad de los fluidos de yacimiento con el compuesto seleccionado en diferentes concentraciones residuales y el tratamiento de fluidos en superficie. Además, se realizaron diseños experimentales basados en variables como la concentración residual de BCPS, la relación agua/aceite, simulación del proceso de dilución de los fluidos de producción antes de ingresar a las instalaciones de tratamiento, manteniendo la relación de mezcla crudo / agua y la temperatura del proceso de deshidratación y por último, un completo set de pruebas de interacción roca-fluidos (Quintero-Perez et al., 2020). Según resultados

de simulación numérica, luego de la inyección de 0,3 VP de BCPS o HPAM se obtienen desempeños similares en la recuperación de aceite; sin embargo, el mejor escenario se reflejó cuando se inyecta 0,15 VP de BCPS y luego 0,15 VP HPAM, lo cual representa un efecto sinérgico de ambas tecnologías. Las emulsiones con contenido residuales de BCPS, deben controlarse ajustando la formulación de demulsificantes y/o eligiendo un clarificador adecuado para la emulsión O/W, ya que puede impactar la calidad del agua producida cuando se tenga alto contenido residual.

Esta nueva tecnología enfrenta retos al ser sometidos a yacimientos de alta salinidad y temperatura (Guo et al., 2016), investigaron el potencial de varios tensoactivos poliméricos para la aplicación como aditivo EOR en condiciones extremas de temperatura y salinidad, donde evaluaron cinco tipos de tensoactivos poliméricos (HDQ, HDBH, HDPI, HDP-85, PsurfIII) en términos de compatibilidad con salmueras de campo de alta salinidad, actividad superficial, reducción de tensión interfacial (IFT, del inglés "Interfacial Tension") y viscosidad. Los resultados demostraron la capacidad de los tensoactivos poliméricos para lograr efectos de reducción de IFT y viscosificación bilateral, pero ninguno de los tensoactivos poliméricos probados logró reducciones de IFT ideales. Un tensoactivo polimérico que combina las ventajas de las propiedades del polímero y del tensoactivo para lograr una mejor recuperación de petróleo es una dirección potencial para las aplicaciones futuras de la tecnología de procesos químicos de recobro en depósitos de carbonato con condiciones adversas. Por tanto, y al menos para condiciones de alta temperatura y salinidad, existe la necesidad de desarrollar tensoactivos poliméricos mejorados. Las concentraciones requeridas para lograr una viscosidad objetivo en las condiciones del yacimiento son un factor importante que afecta la economía de estos procesos de recobro.

En fases iniciales de estudios de interacción roca-fluido es común el uso de medios porosos modelos, para este fin se requiere tener un contexto base para la elaboración de empaques de arena para las pruebas de desplazamiento preliminares. Ding et al. (Ding et al., 2019), utilizaron empaques de arena paralelos para simular la heterogeneidad en los yacimientos de petróleo pesado. Un paquete de arena de baja saturación de agua (LWSS) contiene 70% de saturación de petróleo y 30% de saturación de agua con una permeabilidad efectiva a la fase acuosa de alrededor de 20 mD, el otro paquete de arena de alta saturación de agua (HWSS) está completamente saturado con agua, luego saturaron con aceite que alcanzó un SoI del 70 %. Se uso una combinación de arena de cuarzo tamizadas con malla 70-120 (Unidad Americana de Tamaño de Tamiz, del inglés U.S. Sieve Size) al 50% en volumen y malla 150-270 al 50% en volumen. Para el otro empaque de arena con una permeabilidad absoluta de aproximadamente 1,5 D, se utilizó un 70 % vol. de malla 150-270 y 30 % vol. de malla 70-120.

Aunque la reducción de la permeabilidad local en el empaque de arena de baja permeabilidad es mayor que en el de mayor permeabilidad, la permeabilidad promedio del empaque de arena de alta permeabilidad puede ser incluso menor que en el empaque de arena de baja permeabilidad debido a la penetración más profunda del fluido inyectado. Por lo tanto, es esencial diseñar cuidadosamente la formulación y sus correspondientes estrategias de inyección (volumen de inyección y velocidad de flujo) para lograr una penetración eficiente del bache en un paquete de arena de alta movilidad del agua.

Para evidenciar los mecanismos de desplazamiento de los surfactantes poliméricos, Xu et al. (Xu et al., 2020), realizaron experimentos de desplazamiento microscópico de petróleo pesado utilizando agua, surfactante polimérico y emulsión de agua en aceite para desplazar petróleo pesado, cuyo objetivo es estudiar mecanismos del proceso de EOR. Esta investigación utiliza el modelo de microfluídica mostrando que los surfactantes poliméricos pueden aumentar la viscosidad de la fase acuosa, reducir la relación de movilidad agua-aceite, expandir el área barrida sin evidenciarse el fenómeno de digitación obvio que ocurre durante la inyección de agua. Se reporta una recuperación de petróleo del 41,8% en el momento en que el agente irrumpe a la salida, y la recuperación de petróleo final alcanza el 71,7% al final de la inyección, más del doble de la recuperación por inyección de agua. El uso de surfactante polimérico para el desplazamiento de petróleo pesado es relativamente limitado, y el micro-mecanismo del surfactante polimérico que desplaza el petróleo pesado aún no ha sido estudiado en un gran nivel de detalle. En este sentido, se requieren de estudios experimentales adicionales para evaluar el efecto de desplazamiento y el mecanismo del tensoactivo polimérico desplazando petróleo pesado.

Se reconoce que para realizar procesos de inyección de surfactantes poliméricos se requiere de un medio de transporte, por lo tanto, analizar los efectos de la fuerza iónica (FI) en los procesos de inyección de agua es relevante. Maya-Toro et al. (Maya-Toro et al., 2020), analizan el efecto de modificar la composición iónica de las aguas involucradas en la inyección de agua de baja salinidad; el diseño experimental incluyó la evaluación de imbibiciones espontáneas (IS), ángulos de contacto y eficiencias de desplazamiento en rocas tipo Berea. También consideraron la variación de la tensión interfacial y el pH. El sistema inicial lo construyeron con agua de formación con concentración total de 9800 ppm (TDS) (FI ~ 0,17) y crudo de 27 °API; usaron salmueras de cloruro de Calcio y Magnesio para evaluar el efecto de los iones divalentes. Realizaron pruebas de eficiencia de desplazamiento con agua de fuerza iónica de 0,17, 0,08 y 0,05, en escenarios de recobro secundario y terciario, presentando aumento de la recuperación de aceite en ambos casos. Las mediciones de imbibición espontánea, ángulos de contacto, y tensión interfacial presentaron variación con la fuerza iónica, validando los resultados de eficiencia de desplazamiento.

Lo anterior, demuestra la importancia de la caracterización dinámica y estática del sistema fluido-roca, con el objetivo de la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes en la explotación del yacimiento, y permitir que sean más acertados en implementaciones de nuevas tecnologías. Para hablar en concreto, está establecido que los factores determinantes a considerar durante la inyección de surfactantes poliméricos incluyen la concentración, la composición de la salmuera de inyección, adsorción en el medio poroso, velocidad de flujo y la eficiencia de desplazamiento en procesos, ya que, causa dos alteraciones principales en los medios porosos: la reducción de la permeabilidad y la alteración de la humectabilidad. Bajo estos criterios, el propósito de la presente propuesta es recrear escenarios a distintas salinidades de agua de inyección y concentraciones de surfactantes poliméricos, para evaluar su eficiencia en pruebas de desplazamiento en medios porosos modelo con el fin de identificar los efectos de las variables mencionadas en la recuperación de aceite. Adicionalmente, se plantea evaluar el efecto de la concentración, tasa de flujo, y volúmenes porosos inyectados del surfactante polimérico sobre la eficiencia de desplazamiento de aceite con el fin de determinar la sensibilidad a estas variables y el potencial de esta tecnología a escala controlada.

4 OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar las propiedades fisicoquímicas y la eficiencia de desplazamiento en medios porosos modelo de formulaciones basadas en surfactantes poliméricos usando fluidos y condiciones de Campo Colombiano.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar un grupo de surfactantes poliméricos a fin de lograr determinación de las condiciones de mejor desempeño experimental fluido-fluido y roca-fluido usando componentes y condiciones de salinidad y temperatura del yacimiento en estudio.
- Estimar la eficiencia de desplazamiento de las formulaciones de surfactantes poliméricos priorizadas usando empaques de arena saturados con petróleo del campo en estudio.
- Evaluar el efecto de la variación en tasas de flujo, tamaño y concentración de bache inyectado de formulaciones conteniendo surfactantes poliméricos sobre el factor de recobro en medios poroso modelo en condiciones de un campo colombiano.

5 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este estudio se caracterizan los surfactantes poliméricos de tipo copolímero en bloque EO-PO-EO (BCPS), según su composición, mediante distintos análisis para obtener sus propiedades fisicoquímicas con el propósito de determinar cuál o cuáles presentan mejor desempeño para ser evaluados posteriormente en ensayos roca-fluido. En este tipo de moléculas las partes hidrofílicas se encuentran en los extremos y las lipofílicas en el centro (Figura 1).

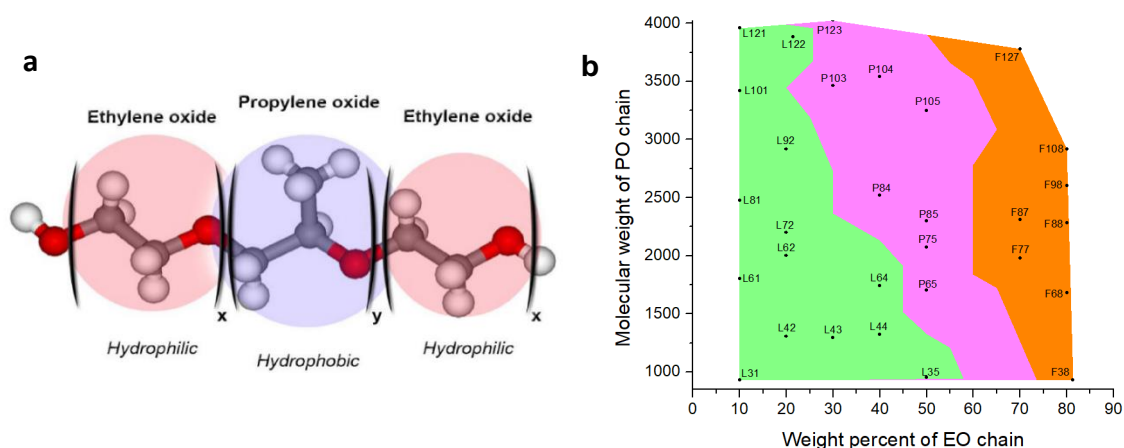


Figura 1. Estructura molecular de los surfactantes poliméricos (a) y estados físicos de las diferentes estructuras (b). Descripción: $x = \text{No.EO}/2$ (2-130), $y = \text{No.PO}$ (15-67). Estado físico a condiciones ambiente: verde (líquidos), rosado (pasta), naranja (sólido). Adaptado de Quintero et al. 2020.

A fin de determinar las condiciones óptimas de inyección del surfactante polimérico y sus efectos sobre la química superficial de la roca se determina el cambio de la mojabilidad a través de la medición de los ángulos de contacto, pruebas de imbibición espontánea, adsorción estática, detergencia, viscosidad y tensiones interfaciales según metodologías reportadas por Llanos et al. 2018. A su vez, se realizan pruebas de desplazamiento de aceite en empaques de arena junto con la determinación de los posibles cambios en el medio poroso debido a la tasa de inyección, por lo cual, se utilizaron dos empaques de arena para tener una evaluación previa a las pruebas de *coreflooding* en muestras de Berea y elegir el producto que mejor eficiencia de desplazamiento demuestre. Finalmente, se podrán evaluar los cambios en el factor de recuperación de aceite debido a la inyección de surfactante polimérico. Con base a lo expuesto anteriormente, esta investigación se enfoca en la comprensión fenomenológica a escala de laboratorio de las interacciones fluido-fluido y roca-fluido en las condiciones de un yacimiento colombiano.

En las pruebas de desplazamiento se utilizan formulaciones basadas en surfactantes poliméricos de tipo copolímero en bloque EO-PO-EO (BCPS), para incrementar el factor de recobro. Con el fin de determinar las variables operativas óptimas de inyección se plantearon 4 escenarios de aplicación, cada uno con dos tasas de inyección (alta y baja).

Estos resultados de esta investigación pretenden impactar positivamente en el mediano plazo en beneficios a la industria a través de su aplicación a gran escala posterior a una evaluación a escala piloto. Para alcanzar el objetivo general de esta propuesta de investigación, la metodología se desarrollará de forma secuencial según los objetivos específicos que conlleve a alcanzar el objetivo general.

5.1 Evaluación del comportamiento reológico de las soluciones acuosas de surfactantes poliméricos en función de tasa de corte y temperatura

Para evaluar el comportamiento reológico de las soluciones acuosas de los surfactantes poliméricos evaluados en este estudio en función de la temperatura (30°C, 45°C, 60°C y 90°C), se utiliza un viscosímetro modelo DV3T fabricado por la compañía AMETEK *Brookfield*, con geometría de cilindros concéntricos con el adaptador para bajas viscosidades, ULA 0 (UL Adapter para fluidos de baja viscosidad), en un rango de velocidad de cizallamiento de entre 0,1 y 50 s⁻¹, siguiendo el instructivo técnico de ensayo del laboratorio de química de producción del ICP.

5.2 Evaluación de la Tensión interfacial (TIF) agua-crudo en presencia de surfactantes poliméricos

La tensión interfacial es un fenómeno que se debe a que las fuerzas que afectan las moléculas son diferentes en el interior del líquido y en la superficie. Así, en el seno de un líquido cada molécula está sometida a fuerzas de atracción que en promedio se anulan. Sin embargo, en la superficie hay una fuerza neta hacia el interior. Las unidades en las que se reporta la tensión interfacial son mN/m o dinas/cm.

El tensiómetro de gota giratoria (M6500 Spinning Drop Tensiometer - Grace Instrument) del laboratorio de química de producción del ICP se usó para medir la tensión interfacial. El procedimiento para la determinación de la tensión interfacial consiste en el uso de la técnica de la gota giratoria (*spinning drop*). La tensión interfacial es una fuerza asociada a la película que separa dos fases. En esta técnica se mide el diámetro de una gota de fase aceite inmersa en una solución acuosa

cuando esta gira sobre su propio eje a una velocidad de rotación impuesta. Mientras más baja es la tensión, más fácil es que la gota se alargue ante la fuerza centrípeta.

Mediante la técnica de la gota giratoria normalmente se pueden determinar valores de TIF menores que 1 mN/m. Para cuantificar valores más altos de TIF se recurre al tensiómetro óptico (Dataphysics OCA 15EC) del laboratorio de química de producción del ICP que se basa en el análisis de la forma de la gota colgante que depende del equilibrio de fuerzas entre la tensión interfacial y la fuerza gravitacional que segrega los fluidos según su densidad.

5.3 Mojabilidad

5.3.1 Ángulos de contacto

De forma general, se define el ángulo de contacto como el ángulo que forma la superficie de un líquido al entrar en contacto con una superficie sólida. El valor del ángulo de contacto depende principalmente de la relación existente entre las fuerzas adhesivas del líquido y del sólido y las fuerzas cohesivas del propio líquido. Cuando una fase líquida y una fase sólida entran en contacto, forman una interfase común. La mojabilidad es la capacidad de los sólidos para formar interfases con los líquidos.

El equipo OCA de Dataphysics utilizado en el presente estudio consiste en un sistema óptico, una unidad de dosificación automática y un software que permiten medir ángulos de contacto estáticos y dinámicos entre líquidos y sólidos.

Para realizar estas mediciones, se llena la celda de cuarzo hasta el borde superior con la solución acuosa conteniendo surfactante polimérico a la concentración a evaluar. Luego se coloca una gota de crudo muerto en el centro de una lámina cubreobjetos y este conjunto se coloca de manera invertida, de forma que la gota queda inmersa en la solución acuosa, sobre la celda de cuarzo colocada sobre la plancha de calentamiento del equipo ajustada a 60°C (Temperatura de yacimiento). Se espera al menos 5 minutos y se mide el ángulo de contacto correspondiente a cada condición utilizando el juego de lentes y captura de imagen.

5.4 Eficiencia de desplazamiento.

Esta prueba se realiza con el fin de determinar la compatibilidad entre el fluido formulado, los fluidos y el medio poroso modelo. Para esta prueba se debe tener en cuenta las condiciones de presión y temperatura de yacimiento. La prueba consiste

en inyectar en el medio poroso los sistemas de fluidos, cuyas características y volúmenes fueron establecidas previamente mediante un protocolo de desplazamiento.

La representación fundamental de los resultados de una prueba de desplazamiento se lleva a cabo al graficar el avance de la recuperación del fluido desplazado o producido junto con la relación del gasto del fluido desplazante al gasto del fluido producido, como funciones del volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado, expresado en número de volúmenes porosos. (Contreras et al, 2001).

5.5 Medios porosos empleados

5.5.1 Empaques de Arena (sandpack)

Mediante la experimentación utilizando empaques de arena como medio poroso modelo, determinamos la recuperación de aceite debido a la inyección de surfactante polimérico.

El material que se utilizó para el empaque consistió en una mezcla que contiene 96% de Arena Ottawa (malla 120-140), 2% de una mezcla Caolinita + Bentonita y 2% de CaCO_3 . El empaque se construyó en un tubo que mide 0,51 cm de radio, y 70,1 cm de longitud para un volumen total de 57,4 mL y volúmenes porosos aproximados de 22 mL (Ver Tabla 10 y 11).

Para preparar los empaques se agregó la mezcla de los minerales en tramos dentro del tubo contenedor, generando vibración y compactación manual sucesivamente hasta llenar completamente el tubo.

Posteriormente, se procede a saturar el empaque con agua para el cálculo de la porosidad y volumen poroso gravimétricamente, posteriormente se satura inyectando 2 volúmenes porosos del crudo seleccionado en un horno a 60°C. En cada caso se registra el diferencial de presiones y volúmenes producidos para determinar permeabilidades absolutas y efectivas, respectivamente.

En el protocolo de evaluación de eficiencia de desplazamiento, se inyectó un bache de 0,3 volúmenes porosos (VPs) de salmuera sintética representativa del agua de inyección del campo bajo estudio conteniendo 3,2% p/p de sólidos totales disueltos para que sirviera como waterflooding parcial.

Luego se inyectó un bache de solución acuosa de surfactante polimérico preseleccionado a evaluar, y se finalizó inyectando aproximadamente 3 VPs de

salmuera sintética de inyección como *chase water*. Durante todo el proceso se registraron los diferenciales de presión.

Finalmente, se analizó la eventual presencia de residuales de surfactante en el agua producida para estimar la retención del BCPS.

5.5.2 Arenisca de Berea (plug Berea)

- Condiciones de los ensayos
 1. Medios porosos: arenisca de Berea (condiciones de Aceite móvil).
 2. Inyección de salmuera sintética 4 VP: composición análoga al agua de inyección del campo bajo estudio (3,2%p/p TDS).
 3. Inyección de crudo 4 VP (API 16,1)
 4. Inyección de salmuera sintética (WF)
 5. Formulación química: Mezcla de surfactantes poliméricos: de tipo copolímero en bloque EO-PO-EO.
 6. Trazador: 6,4%p/p TDS (KCl) (Ver Tabla 2).
 7. Tamaño de bache a inyectar: 0,1, 0,3 y 0,9 volúmenes porosos.
 8. Temperatura: 60°C.
 9. Tasa de inyección: 0,067 – 0,5 mL/min.

- Preparación de fluidos a utilizar

Se preparó volumen suficiente de salmuera sintética equivalente al agua de producción del campo de estudio (Tabla 1).

Tabla 1. Propiedades y composición fisicoquímica de salmuera sintética.

pH	Conductividad (mS/cm)	Densidad (g/cm ³)	NaCl (gr/L)	CaCl ₂ ·2H ₂ O (gr/L)	MgCl ₂ ·6H ₂ O (gr/L)
5.68	48,5	1,021	30,03	2,55	0,59

Para el trazador se preparó una salmuera con el doble de salinidad de la salmuera sintética de inyección (Tabla 2).

Tabla 2. Composición fisicoquímica de la trazador salino a temperatura ambiente.

pH	Conductividad (mS/cm)	Densidad (g/ cm ³)	NaCl (gr/L)	CaCl ₂ ·2H ₂ O (gr/L)	MgCl ₂ ·6H ₂ O (gr/L)
6,39	80,2	1,0329	60,06	5,1	1,18

Las propiedades del crudo utilizado en las evaluaciones fluido-fluido y roca-fluido son presentadas en la Tabla 3.

Tabla 3. Composición fisicoquímica del crudo.

°API @ 60°F	Viscosidad @ 20 1/s y 60°C (cP)	BS&W%	TIF (mN/m) @ 60°C	Análisis SARA (%)	
				Saturados	Aromáticos
16,1	297	0,8	26,1	Resinas	34,3 ± 0,19
				Aromáticos	36,7 ± 0,19
				Resinas	24,6 ± 0,33
				Asfaltenos	4,1 ± 0,02

Previo a las pruebas, las salmueras fueron filtradas a través de membranas de 0,45 micras para controlar cualquier posible taponamiento del medio poroso por material sólido suspendido. También se realiza vacío en el sistema con los fluidos de trabajo para asegurar flujo monofásico.

5.6. Ensayos de eficiencia de desplazamiento.

Para esta prueba se debe tener en cuenta las condiciones de presión y temperatura de yacimiento. La prueba consiste en inyectar en el medio poroso los sistemas de fluidos, cuyas características y volúmenes fueron establecidas previamente mediante un protocolo de desplazamiento.

La representación más fundamental de los resultados de una prueba de desplazamiento se lleva a cabo al graficar el avance de la recuperación del fluido desplazado o producido junto con la relación del uso del fluido desplazante al total de fluido producido, como funciones del volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado, expresado en número de volúmenes porosos.

Para esta evaluación se utilizaron en total tres empaques de arenisca de Berea. Todos los empaques se saturaron con salmuera sintética equivalente al agua de inyección del campo de interés con un valor de salinidad de 3,2%p/p TDS (Ver Tabla 1). Las pruebas se realizaron a condiciones de temperatura de 60 °C y presión de confinamiento de 2000 psi.

Se evalúa la permeabilidad absoluta (K_{abs}), luego se inyecta crudo hasta saturación irreducible de agua (S_{wi}) y finalmente se evalúa la permeabilidad efectiva al crudo inicial (K_{eo}).

La muestra es luego sometida a restauración de mojabilidad, con crudo, durante quince días. Después del proceso de restauración, se desplaza nuevamente crudo muerto deshidratado para medición de la permeabilidad efectiva al crudo post-restauración de mojabilidad preferencial.

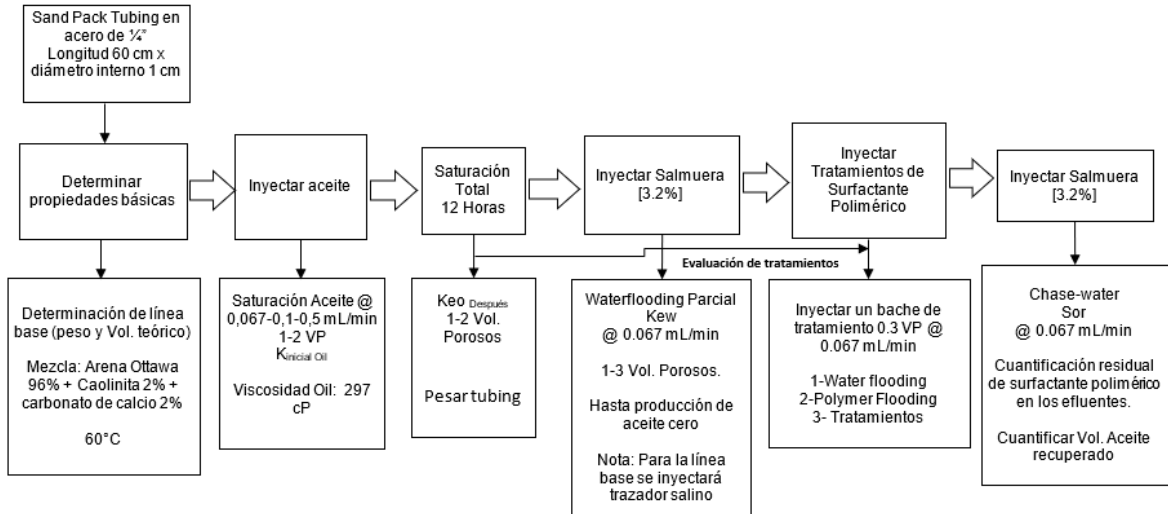


Figura 2 Diagrama de proceso de la evaluación roca-fluido en sistemas controlados de empaques de arena.

Tabla 4. Metodología de empaquetamiento de arena para evaluación roca-fluido en sistemas controlados

	Tipo de arena	Metodología de empaquetado seguida	Fluido inyectado
Empaquetamiento #1	Arena Ottawa 230-270	Metodología original: 1 cm de longitud de arena, vibración y compactación manual	H ₂ O des.
Empaquetamiento #2		Metodología original: 1 cm de longitud de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%
Empaquetamiento #3		1/3 longitud total de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%
Empaquetamiento #4		1/3 longitud total de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%
Empaquetamiento #5		1/3 longitud total de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%

Empaquetamiento #6	Arena Ottawa 200-270	Metodología original: 1 cm de longitud de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%
Empaquetamiento #7	Arena Ottawa 170-200	1/3 longitud total de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%
Empaquetamiento #8	Arena Ottawa 120-140	1/3 longitud total de arena, vibración y compactación manual	KCl al 1%

5.6.1. Waterflooding (inyección de agua-línea base)

En el primero de los plugs utilizados, a partir de S_{wi} , se inyectó salmuera sintética hasta obtener condición de saturación residual de crudo (S_{or}) monitoreando volumen de agua y aceite en los efluentes y el diferencial de presión en función de los volúmenes porosos inyectados para de esta manera obtener la línea base.

En la Tabla 5 se presentan los valores de los parámetros que describen las areniscas de Berea que se usaron para realizar las pruebas de desplazamiento para cada formulación preseleccionada. La tasa de inyección utilizada fue de 0,067 mL/min y 0,5 mL/min; teniendo dos escenarios por cada prueba a tasa lenta y rápida (LR y HR, del inglés Low and High Flow Rate).

Tabla 5. Características de los plugs de areniscas de Berea utilizados en este estudio.

Propiedad		Berea 1	Berea 2	Berea 3
Diámetro (cm)		3,837	3,837	3,834
Longitud (cm)		14,98	15,13	15,05
Área transv. (cm ²)		11,6	11,6	11,5
VP (cm ³)		35,8	36,15	33,89
Porosidad (fracción)		0,207	0,207	0,195
K_{abs} (mD)		352	452	266
Ensayo (VPxConcentración)	WF (4VP)	0,3VPx0,3%	0,1VPx0,9%	0,9VPx0,1%
S_{wi}	0.33	0.33	0.336	0.321
K_o a S_{wi} (mD)	408	351	248	366
M_o a S_{wi} (mD/cP)	1,5	1,29	0,91	0,94

La evaluación de inyección de surfactantes poliméricos se realizó inicialmente de acuerdo con el protocolo establecido por el ICP (GTN-I-1434, 1574, 1576, 1582, 1586), mediante la inyección de waterflooding parcial en el medio poroso. Para la

primera prueba se inyectaron 0,3 VP de la formulación BCPS-2+BCPS-6 a 0,3% de concentración (0,3VPx0,3%), la segunda prueba 0,1 volúmenes porosos a 0,9% de concentración (0,1VPx0,9%), por último, 0,9 volúmenes porosos a 0,1% de concentración (0,9VPx0,1%). En todos los casos luego de inyectar los baches correspondientes en cada escenario, seguidamente se inyectó un *chase wáter* finalizando con el trazador salino para verificar la dispersión del sistema después de inyectar la mezcla de surfactantes poliméricos.

5.6.2. Evaluación de la influencia de las variables operativas sobre el recobro

A partir de Swi en cada muestra de roca se inyectan 0,3 VP de waterflooding parcial, seguidamente el tratamiento en cantidades definidas como se describe en la siguiente tabla, finalmente se inyecta un trazador salino.

Tabla 6. Volúmenes porosos inyectados con su respectiva concentración de producto a evaluar, seguido de Chase Water y trazador salino.

Prueba 1 →	WF	Trazador Salino	
Prueba 2 → WF Parcial	0,3 Vp 0,3% []	Chace Water	Trazador Salino
Prueba 3 → WF Parcial	0,1 Vp 0,9% []	Chace Water	Trazador Salino
Prueba 4 → WF Parcial	0,9 Vp 0,1% []	Chace Water	Trazador Salino

El trazador salino se utiliza en esta evaluación como una técnica complementaria para estimar el comportamiento de flujos y las propiedades que controlan los procesos de desplazamiento en el yacimiento para determinar volumen remanente de crudo, evaluar eficiencia volumétrica de barrido, y reportar cambios en el canal hidráulico y determinar alguna afectación en la saturación residual de aceite (Sor).

5.6.3. Surfactantes poliméricos evaluados

Los surfactantes poliméricos seleccionados y evaluados fueron la mezcla del BCPS-2 y BCPS-6 en proporción 20/80, la cual en previas evaluaciones presentó buen desempeño durante la evaluación de compatibilidad experimental fluido-fluido a las condiciones de salinidad y temperatura presentes en el campo estudio, ampliando el rango de pesos moleculares PO y cadenas EO (Quintero-Perez et al., 2020).

6 RESULTADOS

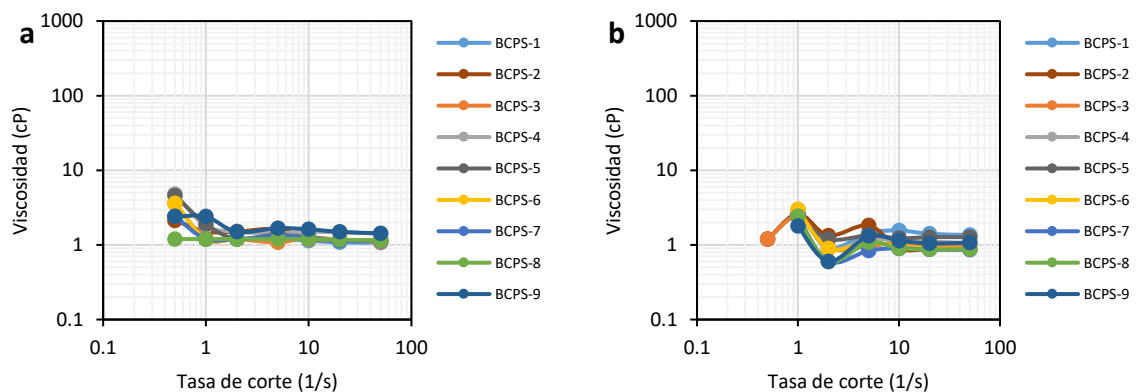
A continuación, se presentan los resultados de la caracterización fisicoquímica de los surfactantes poliméricos, para entender su comportamiento y según los resultados, seleccionar los que cumplan criterios que indiquen condiciones favorables para un buen desempeño en ensayos subsiguientes de tipo roca-fluido y de eficiencia de desplazamiento. Los resultados de la evaluación de la influencia de las variables operativas sobre la eficiencia de desplazamiento de crudo se realizan en condiciones particulares de un campo colombiano.

Los productos contemplados para evaluación son surfactantes poliméricos comerciales codificados en este estudio como BCPS-1, BCPS-2, BCPS-3, BCPS-4, BCPS-5, BCPS-6, BCPS-7, BCPS-8 y BCPS-9 los cuales se diferencian por su proporción hidrofílica-lipofílica.

Los ensayos se hicieron en salmuera sintética de inyección con composición análoga a la del campo estudio con 3,2 %p/p TDS de salinidad a una temperatura de 60°C.

6.1 Comportamiento reológico en función de la tasa de corte y de la temperatura para los diferentes surfactantes poliméricos

Para evaluar el comportamiento reológico, las soluciones acuosas de surfactantes poliméricos fueron sometidos a distintos rangos de temperatura, tasas de corte y concentración, la Figura 3 exhibe las curvas reológicas de las soluciones evaluadas a una concentración fija de 2,5%p/p en salmuera sintética de inyección con 3,2%p/p de sólidos totales disueltos, en función de la tasa de corte y de la temperatura.



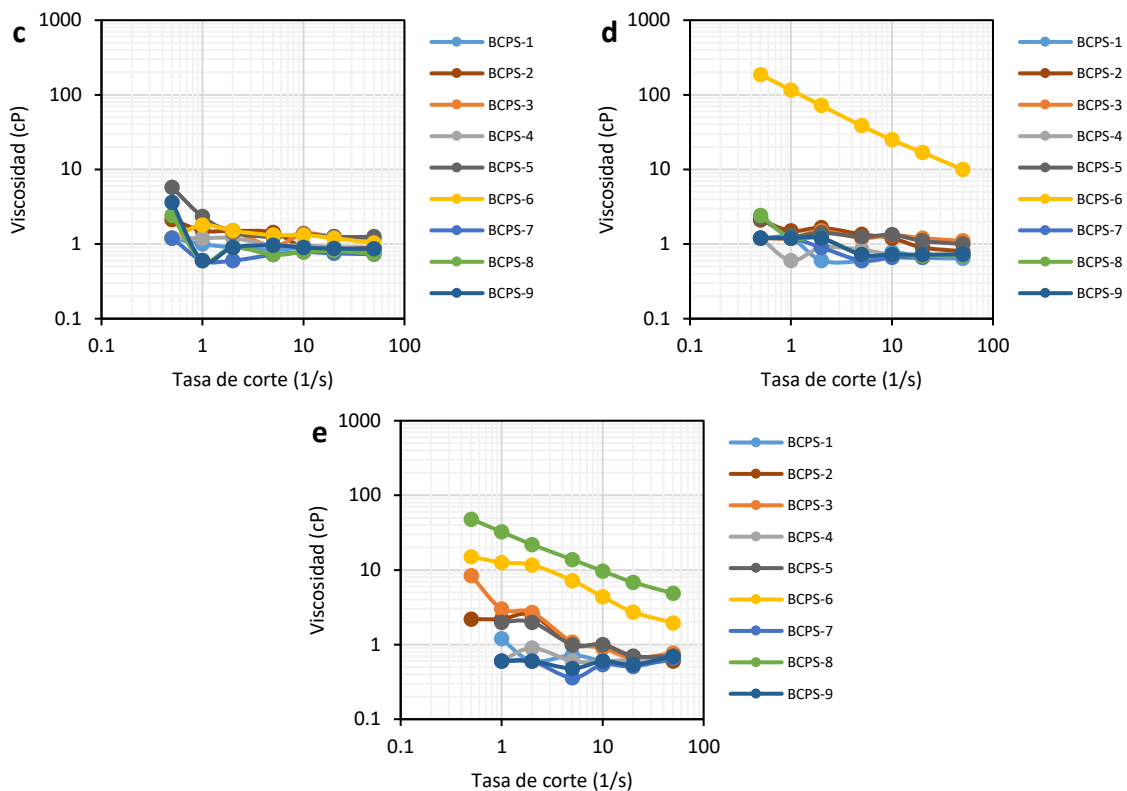


Figura 3 Comportamiento reológico de soluciones acuosas de diferentes surfactantes poliméricos evaluados en función de la tasa de corte (0.5 a 50 1/s) evaluadas a (a) 30°C, (b) 45°C, (c) 60°C, (d) 75°C y (e) 90°C a una concentración de 2.5% p/p.

En general, las soluciones muestran tener comportamiento pseudoplástico al reducir su viscosidad con el incremento del esfuerzo de corte con valores de viscosidad entre 0.5 y 2 cP; sin embargo, como se puede observar, según el tipo de BCPS y la temperatura, se tienen sistemas para los cuales se determinan valores relativamente elevados de viscosidad de hasta 186 cP, como es el caso del BCPS-6 a 75°C. Este comportamiento reológico de soluciones poliméricas es muy similar, pero para el BCPS de mejor desempeño es significativo el incremento reofluidizante a bajas tasas de corte mientras que para la mayoría, la viscosidad apenas es superior a la de la salmuera base en el rango de tasas de corte intermedias y ligera tendencia reoespesantes a tasas de corte por encima de 50 1/s. Los fluidos que tienen este tipo de comportamiento reológico por lo general se ajustan bien a los modelos de Casson o de Herschel-Buckley y son característicos de los que presentan los grupos más hidrofóbicos en proporción a los hidrofílicos conforme se aumenta la temperatura. Debido a este comportamiento reológico del producto BCPS-6 es seleccionado para la determinación del efecto de la salinidad sobre la viscosidad a diferentes temperaturas.

6.2 Efecto de la salinidad sobre el poder viscosificante de surfactantes poliméricos

Para evaluar la influencia de la salinidad se obtuvieron las curvas reológicas del producto BCPS-6 a una concentración de 3.5%p/p a 30, 45, 60, 75 y 90°C de temperatura variando la salinidad en un rango definido (0.8, 1.6, 3.2, 6.4% TDS). La Figura 4 resume los resultados obtenidos para el producto BCPS-6.

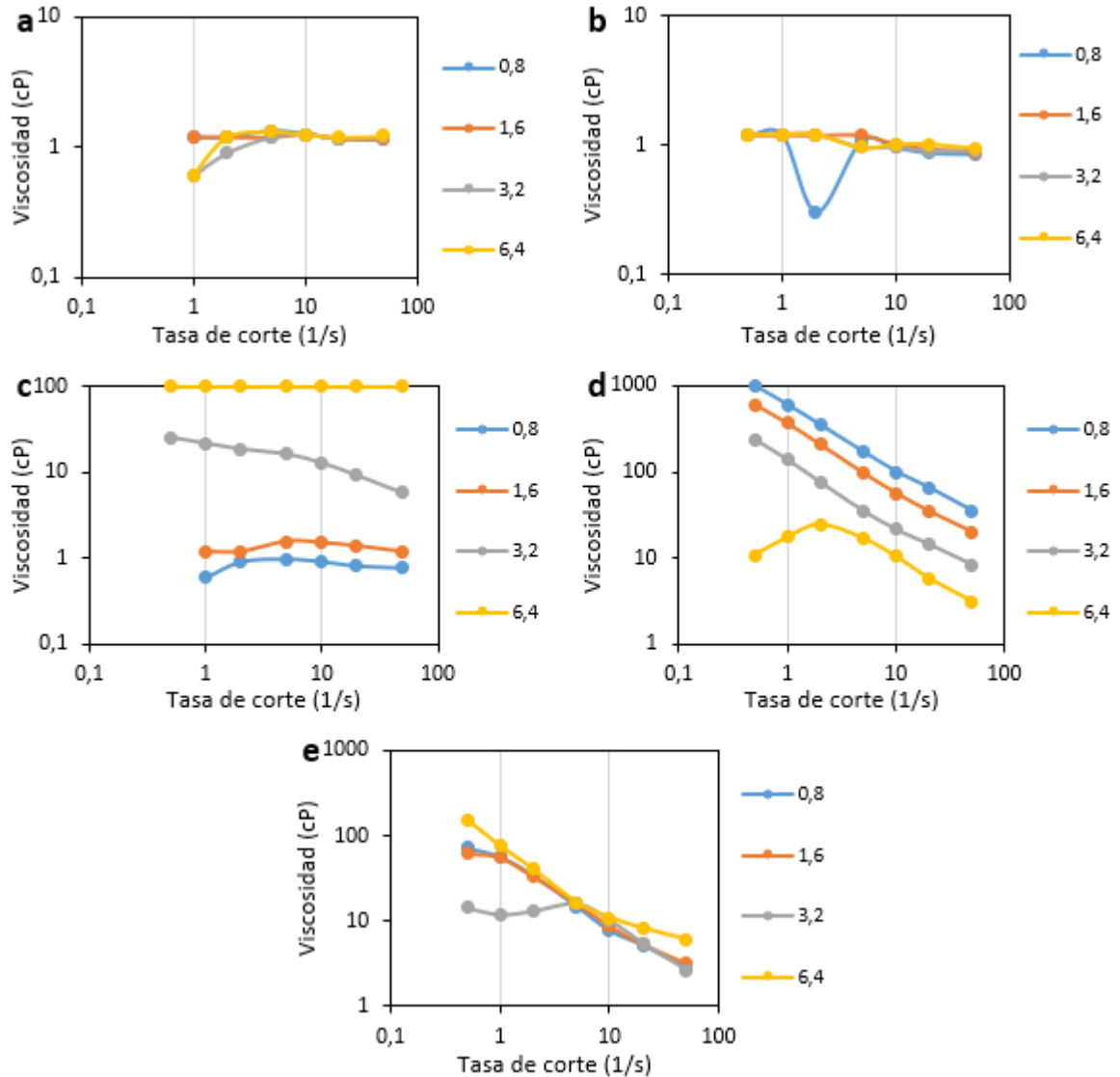


Figura 4 Comportamiento reológico de soluciones acuosas de BCPS-6 en función de tasa de corte, variando temperatura y salinidad a 3.5% p/p.

Como se puede observar, a temperaturas de 30, y 45°C, la salinidad no tiene incidencia sobre la viscosidad de soluciones acuosas de BCPS-6; pero cuando la temperatura se incrementa a 60 °C, para las salinidades de 3.2% y 6.4% TDS se obtiene una viscosidad de 3.1 hasta de 237 cP; a 75°C la viscosidad más alta se obtiene en la salinidad más baja de 0.8 de 1000 cP; a 90 °C, la viscosidad más alta fue de 155 a 6.4% de salinidad a bajas tasas de corte ($5 < 1/s < 0.5$). Sin embargo, podemos afirmar que un factor diferencial y determinantes para este producto es la salinidad y temperatura. Al ser sometidos a estos escenarios aún sigue cumpliendo su función de viscosificar y generar la posibilidad de eficiencia de barrido ya que las moléculas se configuran de manera activa conforme la fuerza iónica o la temperatura los afecten junto con el esfuerzo de corte el cual ejerce una reorganización de la estructura conservando la viscosidad.

6.3 Tensión interfacial agua-crudo en presencia de surfactantes poliméricos

La Figura 5 exhibe los valores de tensión interfacial salmuera - crudo en función de la concentración de los diferentes surfactantes poliméricos evaluados presentes, en condiciones del campo estudio, a temperatura de 60°C, salinidad de 3.2%p/p TDS.

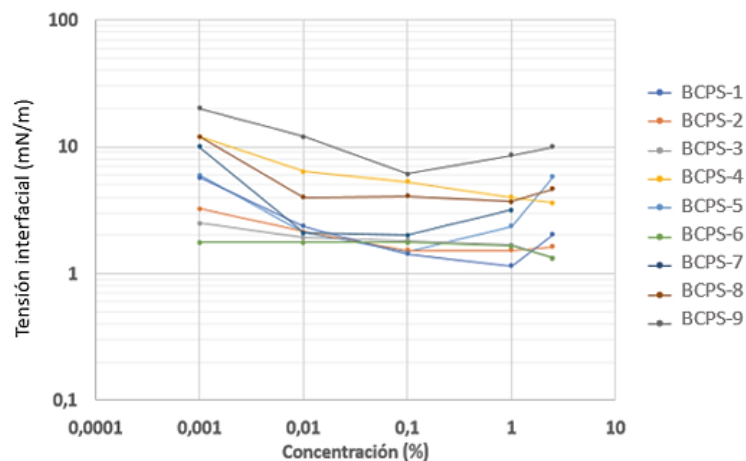


Figura 5 Tensiones interfaciales en función de la concentración de cada producto en 3,2%p/p TDS a 60°C.

Inicialmente, se observa que la mayoría de los surfactante poliméricos evaluados disminuyen la TIF comparada a la determinada con el sistema salmuera:crudo (26 mN/m, Tabla 3). Las TIF más bajas se obtienen en presencia del BCPS-3, BCPS-5 y BCPS-6. Por otra parte, en el caso del BCPS-6 la TIF se mantiene relativamente

baja a concentraciones tan bajas como 10 pm, lo cual es un aspecto que favorece el factor económico del proceso. Este comportamiento se debe al entramado molecular a lo ancho de todo el volumen cuando el sistema está en reposo o a muy bajas deformaciones explicaría el desarrollo de algo como un gel que se rompe con deformaciones de relativamente poca extensión. Se espera que este tipo de comportamiento sea favorable para obtener un frente de avance más homogéneo del agua, desplazando crudo móvil en un medio poroso, ya que el fluido ajusta su viscosidad conforme avance más lejos de la inyección al desplazarse por zonas más o menos permeables.

6.4 Comportamiento reológico de mezclas de surfactantes poliméricos

Dado que se ha observado que para cada uno de los productos BCPS se requieren unas condiciones específicas de temperatura y salinidad para que desarrollen el mayor poder viscosificante, se piensa que puede ser posible conseguir este comportamiento a las condiciones dadas por el campo (salinidad del agua de inyección y temperatura de yacimiento) mediante la mezcla en proporciones adecuadas de diferentes BCPS's. Se realizó entonces una matriz experimental que complementa la evaluación del comportamiento reológico de una serie de mezclas a diferentes proporciones (80/20, 60/40, y 40/60), manteniendo fija la concentración total al 1%p/p, temperatura de 60°C y la salinidad correspondiente al agua de inyección del campo bajo estudio de 3,2%p/p TDS. Se evaluaron un total de 107 mezclas binarias. En la Tabla 7 y la Figura 6 se muestran las mezclas que fueron más relevantes en términos de desempeño viscosificante.

Tabla 7. Mezclas a proporciones óptimas viscosificantes.

MEZCLA	PROPORCIÓN	VISC. PROM (0.6-24 1/s). (cP)
BCPS-2+ BCPS-6	70/30	18,11
BCPS-2+ BCPS-6	80/20	55,53
BCPS-2+ BCPS-6	10/90	14,52
BCPS-2+ BCPS-8	50/50	9,89
BCPS-2+ BCPS-8	40/60	37,8
BCPS-6+ BCPS-8	80/20	13,57
BCPS-7+ BCPS-1	70/30	31,05
BCPS-7+ BCPS-1	60/40	18,81
BCPS-7+ BCPS-3	50/50	4,36
BCPS-7+ BCPS-3	60/40	4,06

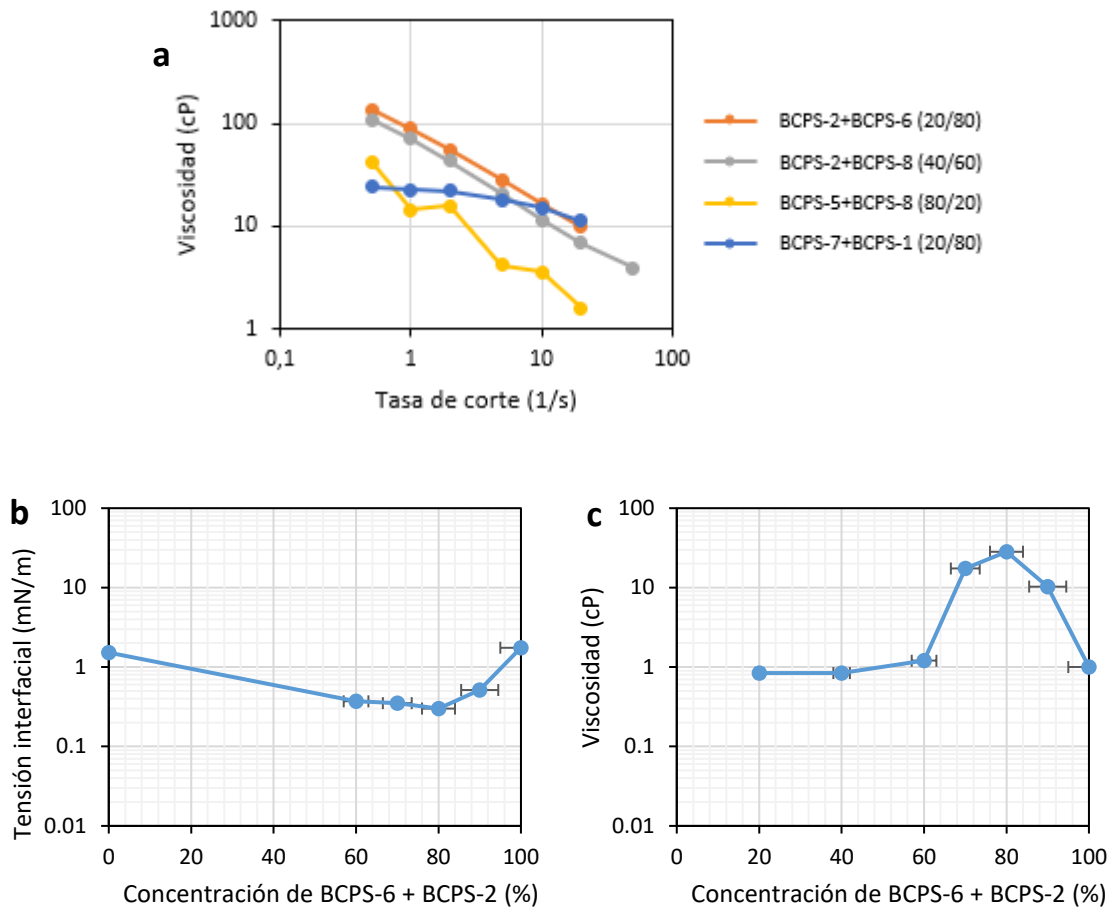


Figura 6 (a) Viscosidad en función de la tasa de corte para proporciones óptimas de mezcla de surfactantes poliméricos junto con la (b) tensión interfacial y (c) viscosidad de la mezcla con mejor desempeño viscoso a una concentración total de 1% en salmuera de 3,2% TDS de salinidad y a 60°C.

Como se puede observar, existen varias mezclas binarias que permiten obtener valores de viscosidad en rangos adecuados para proyectos de recobro a la temperatura y salinidad del agua del campo estudio. La mezcla BCPS-2 + BCPS-6 muestra un comportamiento pseudoplástico con una viscosidad promedio de 55 cP en el rango de tasas de corte entre 0,6 y 24 1/s. Sin embargo, para todas las mezclas se presentan comportamientos de viscosidad similares, los valores de viscosidad pueden variar dependiendo de la proporción de los grupos hidrofílicos e hidrofóbicos, pero en todos los casos las soluciones aumentan su viscosidad respecto a la fase acuosa en más de 10 veces.

6.5 Degradación mecánica de solución acuosa conteniendo la mezcla BCPS-2 + BCPS-6 priorizada

Esta prueba se realiza con el objetivo de simular las condiciones de paso de las soluciones por las facilidades y las perforaciones del pozo, según procedimiento 6.6.2 de la norma API RP63 (API., 1990). Es deseable que se mantenga el efecto de reducción de IFT y que la pérdida de viscosidad luego de someterlo al cizallamiento no sea superior al 40% para preservar la mayor viscosidad posible en el caso de polímeros convencionales y así evitar usar soluciones de mayor concentración que implicarían mayores costos. Se aclara que la pérdida de viscosidad o cambios de comportamiento reológico por degradación mecánica es susceptible de mejora si se ajusta el proceso de producción y síntesis de los componentes. En este ensayo, la solución es presurizada para luego hacerla fluir a través de un tubo capilar. La velocidad de corte ($\dot{\gamma}$) que sufre la solución puede ser calculada con los caudales medidos que pasan a través del capilar de radio conocido según la

siguiente ecuación:

$$\dot{\gamma} = \frac{4Q}{\pi R^3} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde, $\dot{\gamma}$ es el esfuerzo de corte (1/s), Q el caudal (cm³/s), y R el radio del capilar (cm). En este caso se realizó una prueba única pasando el volumen total de la mezcla preparada.

Tabla 8. Datos para obtener la velocidad de corte objetivo.

Presión (psi)	Peso (g)	Tiempo (s)	Flujo (cm ³ /s)	Tasa de corte (1/s)
1500	420	20	21	39.235,61

Antes y después de la degradación mecánica se obtuvieron las curvas de comportamiento viscoso de la mezcla optimizada (BCPS-2 + BCPS-6) en salmuera de 3.2% TDS a 60°C (Tabla 9) debido a que fue aquella con el mejor desempeño viscoso y mayor porcentaje de BCPS-6 de todos los evaluados en estudios previos (Quintero-Perez et al., 2020), siendo el producto priorizado para las evaluaciones posteriores.

Tabla 9. Viscosidad de una solución acuosa de surfactantes poliméricos en función de la velocidad de corte, antes y después de ser sometida al ensayo de degradación mecánica.

Vel. (1/s)	50	20	10	5	2	1	0.5
Visc. Antes (cP)	2,22	3,42	4,62	6	7,2	9,6	9,6

Visc. Después (cP)	2,1	2,85	4,08	5,64	7,5	9	8,4
Pérdida de viscosidad (%)	5,4	16,7	11,7	6	-4,2	6,25	12,5

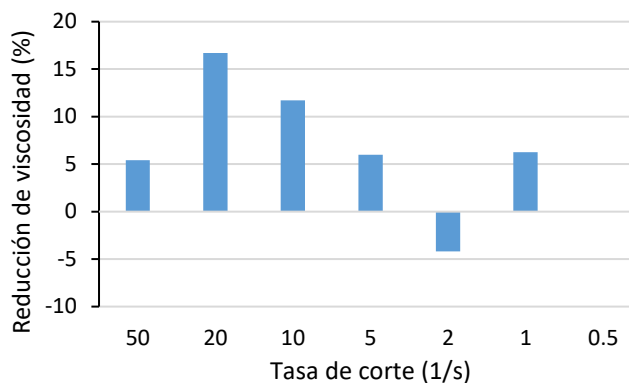


Figura 7 Porcentaje de la reducción de viscosidad en función de la tasa de corte para la mezcla con mejor desempeño viscoso a una concentración total de 1% en salmuera de 3,2% TDS de salinidad y a 60°C.

Como se observa en la Tabla 9 y la Figura 7, el hecho de someter la formulación a alta tasa de corte prácticamente no afecta el comportamiento reológico de esta mezcla de BCPS, en algunos esfuerzos de corte se evidencia aumento de viscosidad debido a su reorganización estructural en fase acuosa. A partir de estos resultados de viscosidad y tensión interfacial, se selecciona la formulación BCPS-2 + BCPS-6 para los subsiguientes ensayos roca-fluido.

6.6 Ángulos de contacto

Un parámetro importante que influencia significativamente el recobro de crudo en un medio poroso alcanzado en un proceso de desplazamiento por inyección de agua o formulaciones químicas es la mojabilidad. Esta se puede caracterizar midiendo el ángulo de contacto en la línea de contacto trifásico entre un sustrato sólido, una solución acuosa y el crudo. La Figura 8 muestra los registros fotográficos del procedimiento de medición de los ángulos de contacto salmuera-crudo sobre un sustrato modelo (lámina cubreobjetos), de las formulaciones conteniendo BCPS-6 y la mezcla entre el BCPS-6 + BCPS-2.

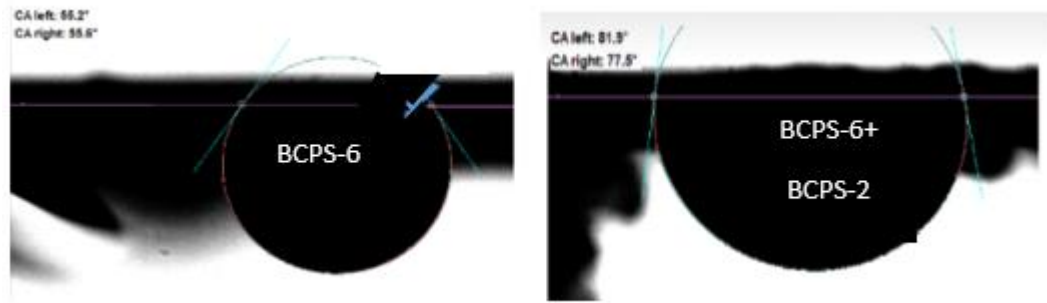


Figura 8. Registro fotográfico de la medición de los ángulos de contacto, salmuera (3.2%TDS) – crudo a 60°C sobre sustrato modelo, en presencia de 0.25% de diferentes formulaciones conteniendo surfactantes poliméricos.

Como se puede observar, y como era esperado, el ángulo de contacto medido en presencia del BCPS-6 es menor que el correspondiente en presencia de la mezcla con el BCPS-2, lo cual es coherente con el comportamiento menos hidrofílico del producto BCPS-2. En ambos casos se tienen valores considerados favorables indicando una condición de mojado al agua hacia intermedia, considerando que se define como hidrofílico ($10^\circ < \theta < 75^\circ$), hidrofóbico ($105^\circ < \theta < 180^\circ$) y neutra cuando se encuentre entre esos rangos (Agbalaka, Dandekar, Patil, Khataniar, & Hemsath, 2008).

6.7 Ensayos de evaluación de eficiencia de desplazamiento en empaques de arena

En la Tabla 10 se presentan los valores de los parámetros que describen los empaques de arena que se usaron para realizar las pruebas de desplazamiento para cada formulación preseleccionada (BCPS-6 y BCPS-6+BCPS-2). La tasa de inyección utilizada fue de 0,067 mL/min equivalente a 1 ft/día a escala de campo de manera que cada ensayo se completa en aproximadamente 24 horas.

Tabla 10. Caracterización de los empaques de arenas (Sandpack)

Propiedad	Sandpack 1 (BCPS-6)	Sandpack 1 (BCPS-6+BCPS-2)
VP (mL)	21,33	21,81
Porosidad (fracción)	0,37	0,38
Permeabilidad absoluta (mD)	2200	2210

Las Figuras 9 y 10 presentan el diferencial de presión normalizado con respecto al inicio del proceso, el corte de agua y el porcentaje de recuperación del OOIP en función de los volúmenes porosos inyectados para dos ensayos realizados con formulaciones conteniendo surfactantes poliméricos.

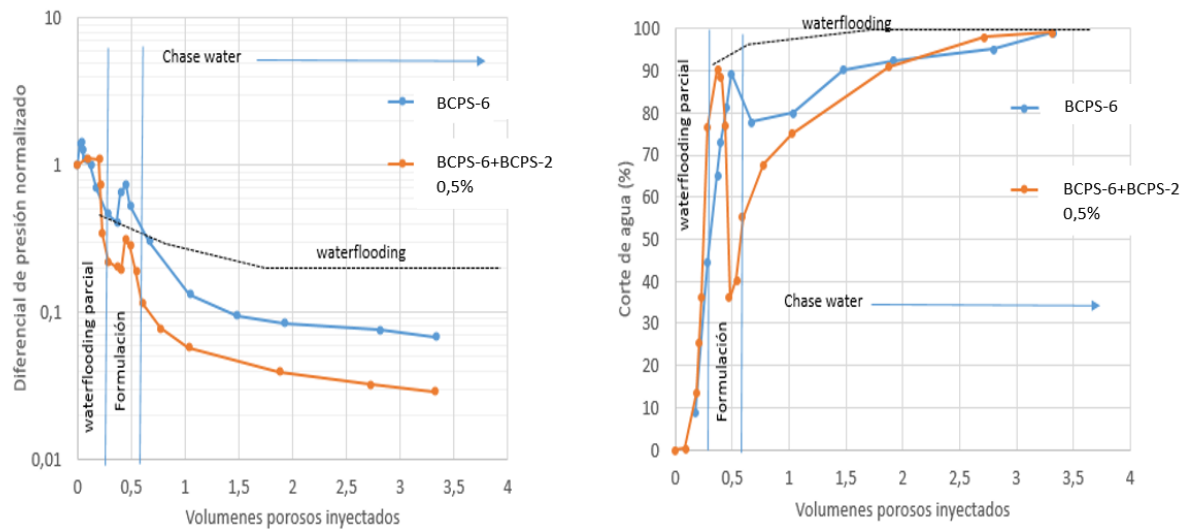


Figura 9 Diferencial de presión normalizado y corte de agua en función de los volúmenes porosos inyectados.

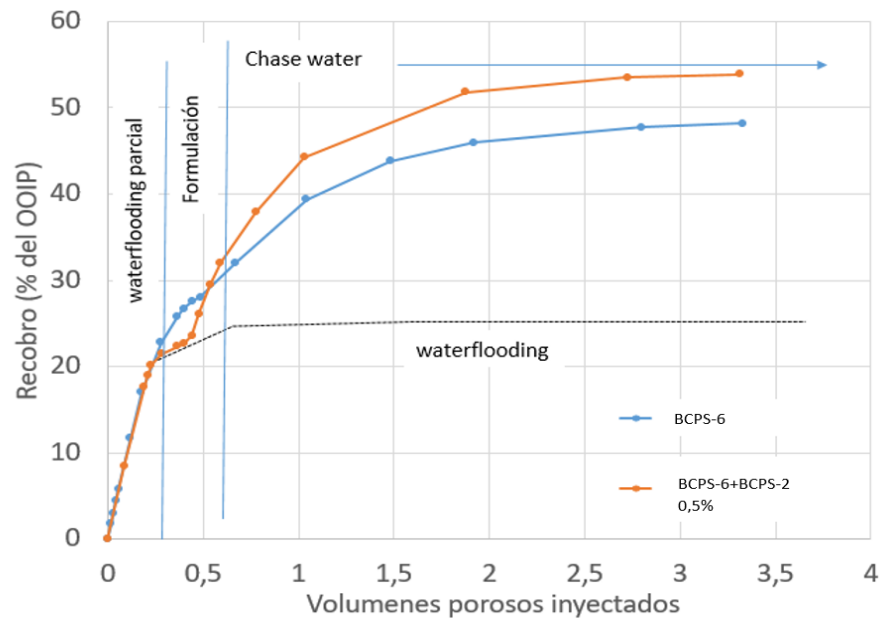


Figura 10 Porcentaje de factor de recobro para dos ensayos realizados inyectando baches de 0.3VP de formulaciones conteniendo surfactantes poliméricos (0.5% p/p) luego de un waterflooding parcial.

Como se puede observar, al inyectar un bache de formulación con una mezcla de BCPS-6+BCPS-2 se alcanza un 54% de factor de recobro, mientras que con BCPS-6 se alcanza un 48%; incrementándose significativamente la producción de aceite por desplazamiento en comparación con la inyección de agua (24%). Este comportamiento se explica mediante la reducción de la tensión interfacial por parte de los grupos funcionales hidrofóbicos mientras que las interacciones hidrofílicas proporcionan un aumento de la viscosidad de la fase acuosa mejorando el efecto capilar, viscoso e interfacial.

6.8 Ensayos de evaluación de eficiencia de desplazamiento en Arenisca de Berea

Los resultados consignados en esta fase de la investigación compilan los resultados de la evaluación de la influencia de las variables operativas sobre la eficiencia de desplazamiento de crudo en condiciones particulares de un campo colombiano utilizando muestras de núcleo Berea consolidadas (Ver Tabla 5 y Tabla 6).

Tabla 11. Variables de los parámetros evaluados en la inyección de los tratamientos con surfactante polimérico en núcleos de Berea

Parámetros	Berea 1		Berea 2	Berea 3
	Waterflooding	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Concentración surfactante (%p/p)	0	0,3	0,9	0,1
Volumen poroso inyectado (VPI)	4,5	0,3	0,1	0,9
Afectación de tasa de flujo (baja tasa, Low FR y alta tasa, Hi FR)	NO	NO	NO	NO

6.9 Línea base (waterflooding)

Para el waterflooding, línea base; en la Figura 11 se observa que se alcanza a recuperar un 12,5% del aceite originalmente en sitio evaluados en la Berea 1 como se presenta en la Tabla 5 y 11.

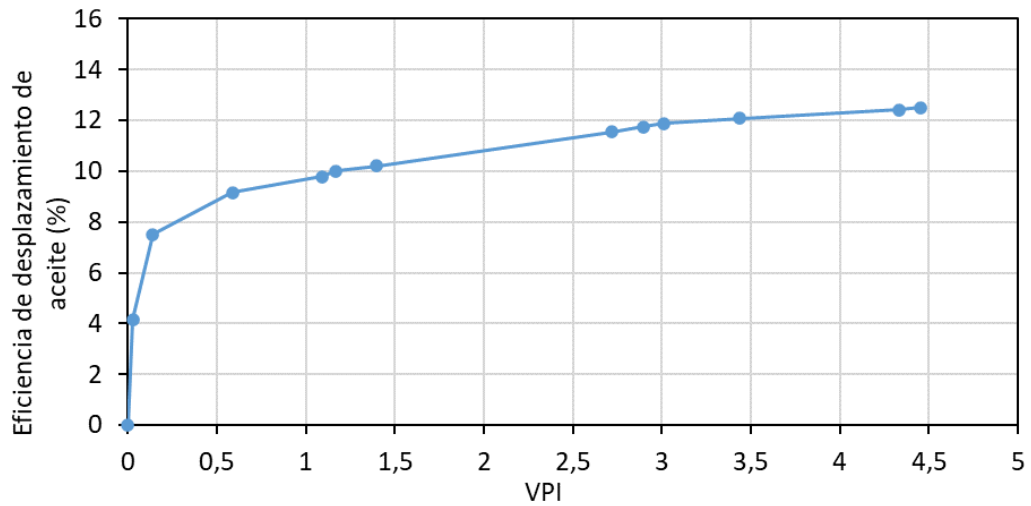


Figura 11. Eficiencia de desplazamiento de aceite por *waterflooding* con salmuera de 3,2% TDS a 60°C (línea base) en muestra de Berea 1.

Con el objetivo de observar el efecto de la tasa de flujo luego de la inyección del tratamiento surfactante se inyectó un trazador salino a 2 tasas de flujo diferentes (0,067 y 0,5 mL). La Figura 12 presenta el resultado de este procedimiento. El comportamiento del trazador salino con irrupción temprana, alcanza plateau rápidamente para los dos escenarios de alta y baja tasa evidenciando un flujo sin daño en los canales disponibles luego de la inyección de agua y sin arrastre de hidrocarburo adicional para ambas tasas luego de los 4,5 VP de agua. Este volumen de hidrocarburo no desplazado es el objetivo del tratamiento con los surfactantes poliméricos a bajas tasas de inyección en los escenarios evaluados. El trazador cumple el objetivo de saturar el mayor porcentaje de volumen poroso inaccesible (IPV, del inglés Inaccessible Pore Volume) mediante su solubilidad en el medio poroso y rápido tránsito sin afectar la transmisibilidad del medio, representando en este caso que luego de la inyección de agua (línea base) no se evidencia daño alguno del medio poroso cuando se inyecta trazador en ambas tasas de flujo.

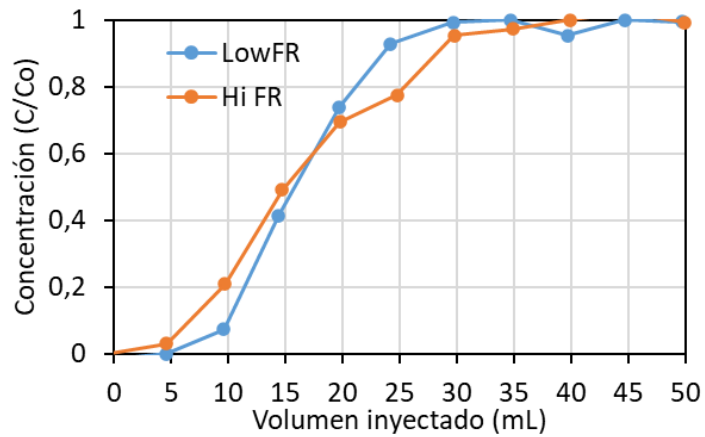


Figura 12. Comportamiento trazador salino para prueba de waterflooding (línea base) para diferentes tasas de inyección (Low and High Flow Rates).

6.10 Influencia de las variables evaluadas sobre el factor de recobro

Para la segunda prueba realizada en la Berea 1, (Ver Tabla 11) se inyectaron 0,3 VP del BCPS-6+BCPS-2 a 0,3% de concentración total, el factor de recobro alcanzado fue de 50,9% como se observa en la Figura 13.

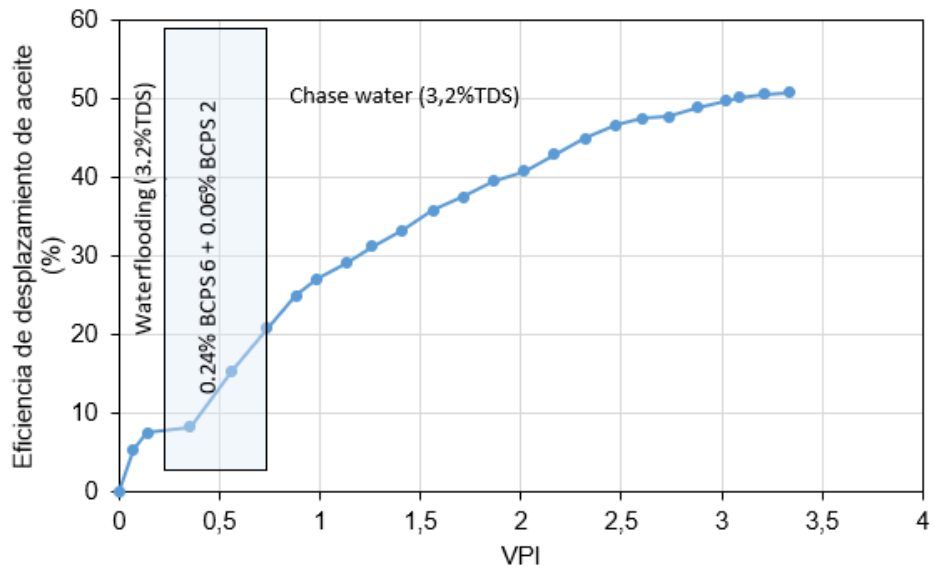


Figura 13. Eficiencia de desplazamiento de aceite para ensayo realizado inyectado baches 0.3 VP de la formulación de surfactantes poliméricos BCPS-6 + BCPS-2 a 0.3% p/p de concentración

Una vez alcanzada la saturación irreducible de petróleo, se procede con la inyección continua de trazador salino de acuerdo con lo descrito en el protocolo experimental. Se observa que la irrupción del trazador salino es tardía respecto a la línea base con agua (Figura 12) debido a la diferencia de tiempos en los volúmenes inyectados y mayor saturación de agua en el medio poroso debido al mayor factor de recobro de petróleo (Figura 14). Lo anterior se puede relacionar con una mayor dispersividad del aditivo en el medio en donde se diluye la concentración del trazador por efecto del volumen poroso saturado con la fase acuosa. Los resultados no sugieren una alta interacción roca-fluido debido a posibles fenómenos como la adsorción química que podrían estar influenciando en el flujo de fluidos en el medio poroso. Esto se confirma con los bajos diferenciales de presión registrados en la prueba de desplazamiento como se presenta en la Figura 19.

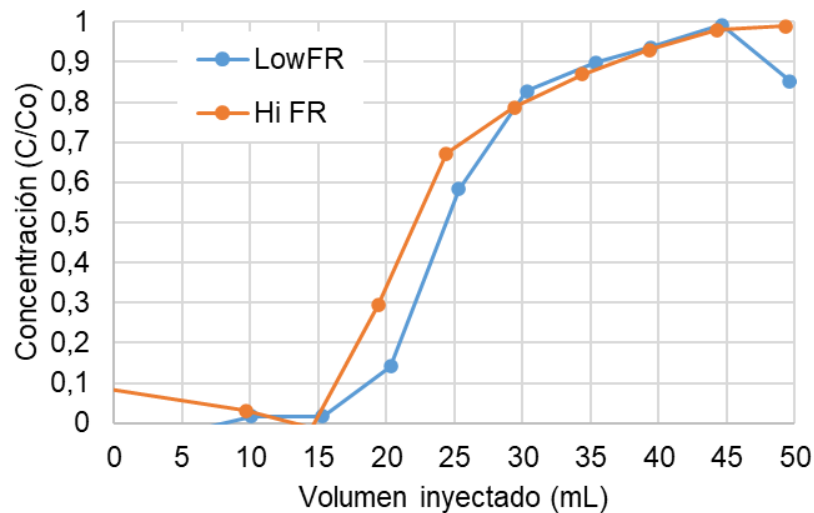


Figura 14. Comportamiento trazador salino para prueba 0.3VP a 0.3% de concentración para diferentes tasas de inyección (Low and High Flow Rates).

Para la tercera prueba realizada en la Berea 2, se inyectaron 0,1 volúmenes porosos de la mezcla BCPS-6+BCPS-2 a 0,9% de concentración total, reportándose una eficiencia de desplazamiento de aceite de 25,9% como se observa en la Figura 15. El objetivo de esta prueba es el de comparar si inyectando la misma masa de surfactante polimérico en un bache de menor tamaño se lograría alcanzar eficiencias de desplazamiento similares acelerando la producción incremental. Sin embargo, los resultados indican que esta estrategia va en detrimento de la eficiencia de desplazamiento observándose una reducción de aproximadamente un 50%. El

aumento de la concentración de surfactante polimérico no contribuyó sustancialmente a la eficiencia del desplazamiento de aceite al aumentarse la concentración 9 veces debido a que el punto de óptima concentración podría encontrarse a una concentración menor y los efectos de agregación a esta concentración tan alta pueden ser negativos en este caso.

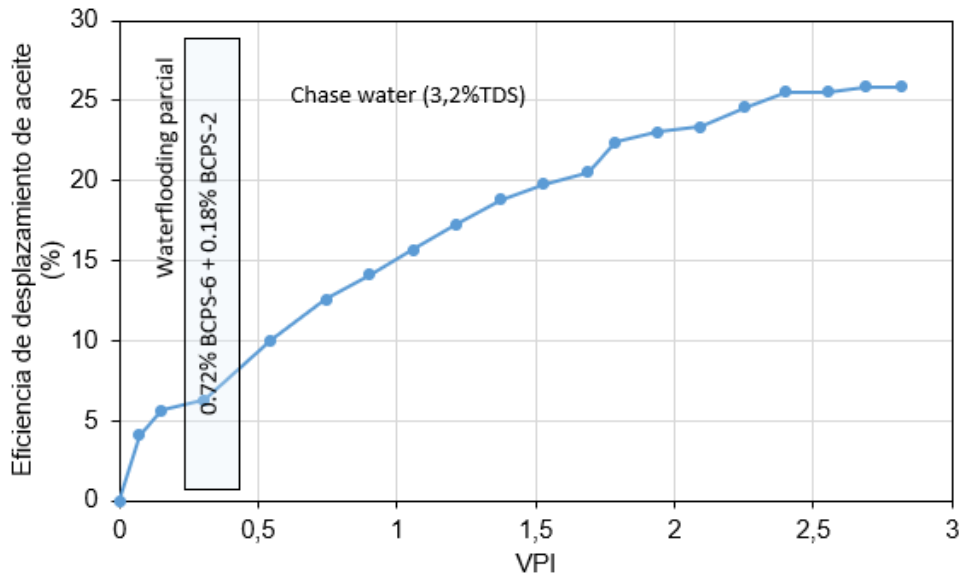


Figura 15. Porcentaje de eficiencia de desplazamiento de aceite para ensayo realizado inyectado baches 0.1 VP de la formulación de surfactantes poliméricos BCPS-6 + BCPS-2 a 0.9% de concentración luego de un waterflooding parcial.

En la Figura 16 se presenta la elución del trazador en la muestra de Berea 2 utilizada en el ensayo que evalúa el escenario donde se inyecta un bache de 0.1VP en 0.9% de concentración de la mezcla de surfactantes poliméricos (Figura 15). Como se puede observar, hay un comportamiento similar a la base con inyección de agua donde una menor recuperación de aceite presenta mayor saturación de agua y el trazador irrumpe un poco más rápido porque existe menor saturación de agua donde dispersarse en el medio poroso. Cabe aclarar que en este escenario no hubo producción de aceite después de inyectado el trazador salino lo que indica que la producción de aceite está netamente relacionada por el desequilibrio de las fuerzas viscosas, capilares e interfaciales en lugar de la tasa de flujo, como se puede observar en la Fotografía 1.

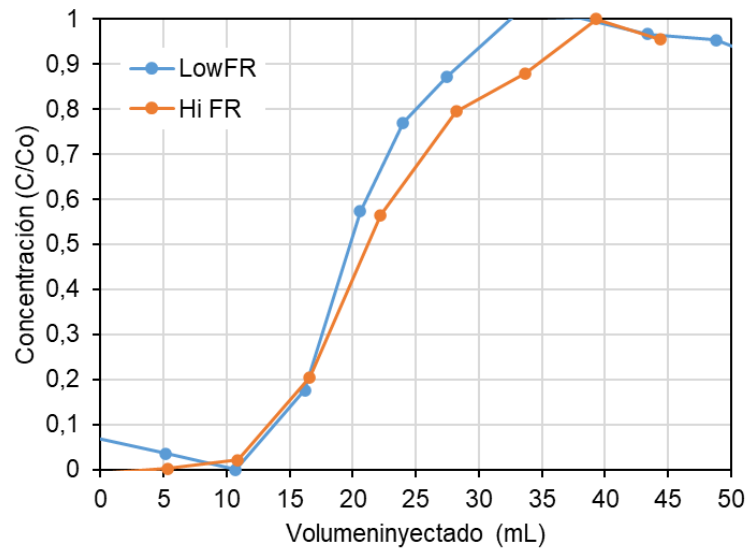


Figura 16. Comportamiento trazador salino posterior a la inyección de 0,1VP a 0,9% de concentración de la mezcla de surfactante polimérico BCPS-6 y BCPS-2.



Fotografía 1. Fracciones obtenidas a tasa alta (0.5 mL/min) para 0.1 VP de formulaciones conteniendo la mezcla de surfactantes poliméricos BCPS-6 y BCPS-2 a 0,9% de concentración luego de un waterflooding parcial.

Para el Escenario 3 realizado en la Berea 3 en donde se aplicó un bache de mayor volumen y menor concentración se inyectaron 0.9 volúmenes porosos de la mezcla BCPS-6+BCPS-2 a una concentración total de 0,1%p/p (1,000 ppm), obteniendo un factor de recobro de 13,7% como se observa en la Figura 17. La formulación compuesta por la mezcla de ambos surfactantes polar-no polar (1000 ppm) aunque

reduce la tensión interfacial y aumenta la viscosidad de la solución por ende un mayor porcentaje de aceite recuperado no resulta considerable. Por lo tanto, este escenario de inyección de un mayor volumen de surfactante polimérico con una menor concentración resulta el de menor recobro incremental.

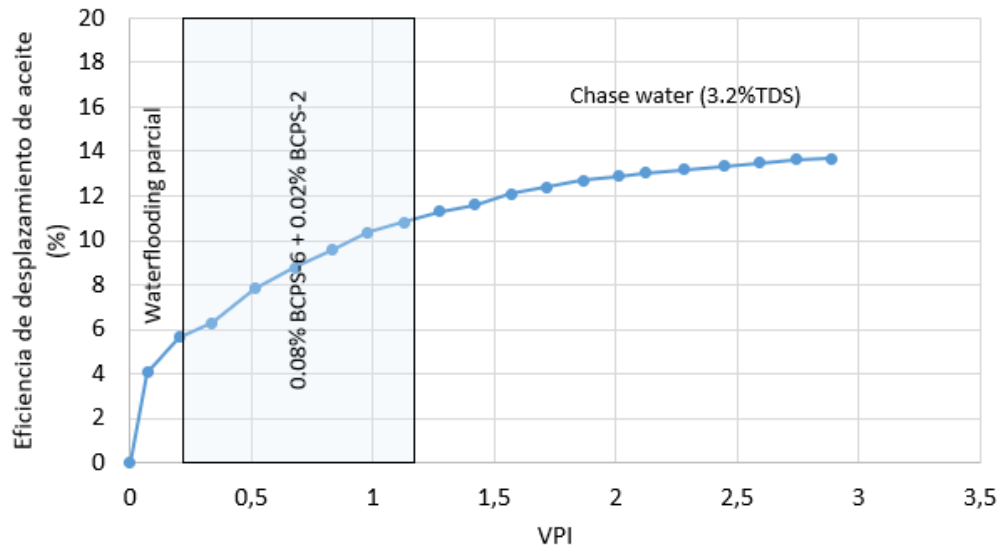


Figura 17. Porcentaje de desplazamiento de aceite para ensayo realizado inyectado baches 0.9 VP de la formulación de surfactantes poliméricos BCPS 6 y BCPS-2 a 0.1% de concentración luego de un waterflooding parcial.

La Figura 18 representa la curva de trazador luego de la inyección de un bache de 0,9VPs de la formulación de surfactante polimérico a una concentración de 0,1% total. Como se puede observar, se tiene una irrupción temprana, y un mayor volumen de trazador inyectado requerido para alcanzar plateau. Esto implica que el medio termina con un mayor efecto dispersivo, lo más probable es que sea por una reorganización de los fluidos (salmuera y aceite) a nivel de poros según su tamaño. En este escenario con menor porcentaje de aceite desplazado hay más espacio poroso ocupado por aceite y por ende menos agua por donde el trazador puede fluir, así que sale la irrupción es más temprana y a mayor concentración.

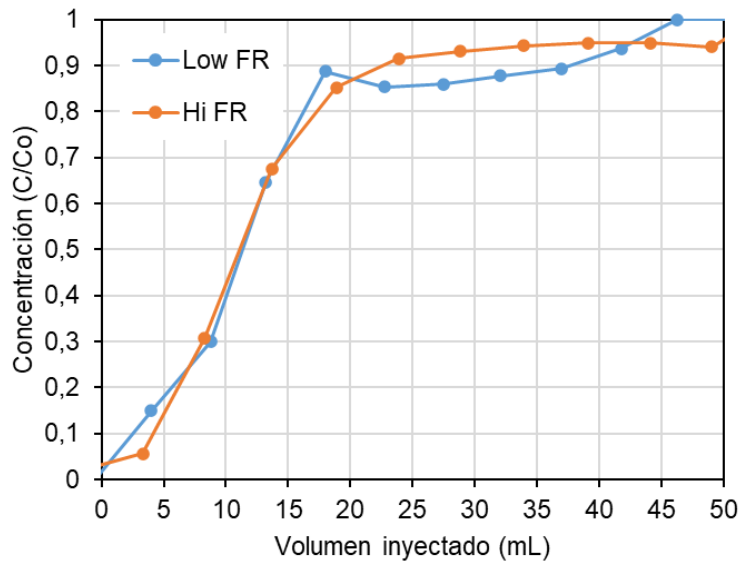


Figura 18. Comportamiento trazador salino posterior a la inyección de 0.9 VP a 0.1%p/p de la mezcla de surfactante polimérico BCPS-6 y BCPS-2.

La Figura 19 exhibe un compendio de las curvas de factor de recobro de las 3 pruebas para hacer un mejor comparativo de estas. Con las mezclas del BCPS-6+BCPS-2 se obtienen un mejor factor de recuperación que el waterflooding (12,5%) excepto para el caso del escenario de inyección de 0.9 VP a una concentración del 0.1% cuya diferencia se puede sugerir está dentro del error experimental de las pruebas de desplazamiento. Por otra parte, la combinación de BCPS-6+BCPS-2 a 0.3%p/p y 0.3VP resulta siendo la mejor formulación en términos de recuperación de aceite (50.23%) en comparación a los otros escenarios evaluados (25,86% y 11.87%) que consideran la inyección de la misma masa total de surfactante polimérico. En este sentido, la inyección de un 30% del VP de esta formulación de surfactante polimérico a una concentración de 0,3%p/p seguido del waterflooding extendido genera los mayores beneficios desde el punto de vista de recobro incremental bajo las condiciones de estudio.

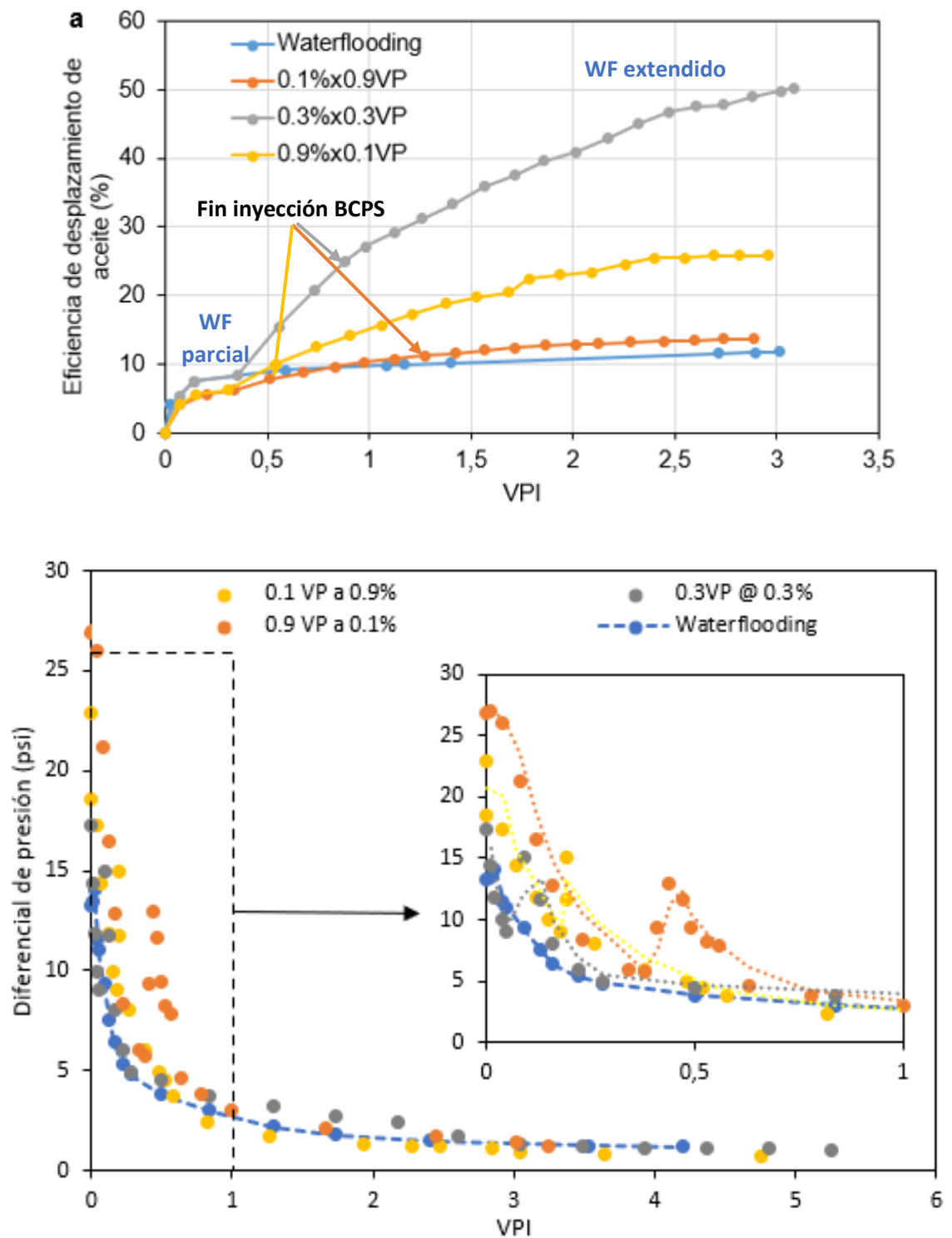


Figura 19. (a) Eficiencia de desplazamiento y (b) Diferencial de presión para los ensayos realizados inyectando baches de formulaciones conteniendo surfactantes poliméricos (BCPS-6+BCPS-2) luego de un *waterflooding* parcial.

En la Tabla 12 se presenta los valores de recuperación de crudo, la saturación irreducible de crudo y el volumen de agua para cada arenisca de Berea, y las respectivas condiciones de prueba según la Tabla 5 y 11. La mayor eficiencia de desplazamiento se obtiene inyectando 0,3 VP en concentración de 0,3% BCPS-6+BCPS-2 con una recuperación de aceite de 40% adicional al waterflooding. La menor eficiencia de desplazamiento se observó en la prueba donde se inyectaron 0,9 VP en concentración de 0,1%, apenas 2% adicionales al waterflooding. La verificación de un bache menor (0,1 VP) en una mayor concentración de BCPS (0,9%) no resultó en una eficiencia de desplazamiento alta, bajo la hipótesis de que, aunque se use una concentración que favorece la viscosificación en sitio, es necesario garantizar buena penetración usando baches mínimos de 30% del VP objetivo.

Los diferenciales de presión para todos los escenarios indican una excelente inyectividad y desempeño de flujo del tratamiento con surfactantes poliméricos en las concentraciones evaluadas con permeabilidades y movilidades estables durante el flujo (diferenciales de máximo 30 psi) con hasta viscosidades de 28,3 cP (Figura 5). Por otro lado, el aumento en la concentración del surfactante o tasas de flujo no representa mayor eficiencia de desplazamiento de aceite puesto que la eficiencia de desplazamiento mayor se observó en 0.3% de BCPS-6+BCPS-2 garantizando interacciones moleculares tanto en la interfase agua-aceite como en viscosificación de la fase acuosa (Quintero-Perez et al., 2020).

Tabla 12. Desplazamiento y características de cada escenario experimental evaluado.

Parámetro	Berea 1		Berea 2	Berea 3
	Waterflooding	0.3VP x 0.3%	0.1VP x 0.9%	0.9VP x 0.1%
V _{oil desp} (mL)	3.0	12.2	8.2	4.4
S _{or}	0.59	0.33	0.44	0.55
V _{w @ S_{or}} (mL)	14.8	24	20.3	15.3

7 CONCLUSIONES

- Valores de TIF en un rango entre 1 y 10 mN/m fueron alcanzados para todos los surfactantes evaluados en la temperatura del campo objetivo (60°C) variando su concentración y la salinidad. Para los casos del BCPS-2 y BCPS-6, aun reduciendo la concentración en la salmuera de inyección hasta 0,001% se mantiene la tensión interfacial en un rango de 1,75 a 3,22 mN/m lo cual muestra una estabilidad ante la dilución.
- Las soluciones acuosas de surfactantes poliméricos no pierden sus propiedades reológicas y tensoactivas al ser sometidas a alto cizallamiento (Hasta 50000 s⁻¹).
- Los resultados presentados de eficiencia de desplazamiento en empaques de arena saturados inicialmente con crudo para la evaluación de la formulación BCPS-6+BCPS-2, muestran que se obtiene una eficiencia del 54% de aceite en conjunto con la inyección de agua, demostrando así un potencial del método de recuperación de petróleo que debe ser validado en las siguientes estancias de maduración de tecnologías.
- Para las tres pruebas en las que se evaluó la influencia de las variables operacionales y en las que se usó la mezcla BCPS-6+BCPS-2; la primera prueba (0,3 VP a 0,3%) incremento el 38,4% de recobro, la segunda prueba (0,1 VP a 0,9%) incremento el 13 % de recobro y la tercera prueba (0,9 VP a 0,1%) incremento el 1,2% de recobro respectivamente y con respecto al waterflooding; permitiendo evidenciar que el efecto del volumen del bache acaba siendo predominante en el recobro final ya que un aumento de 0,3% a 0,9% por sí solo no consigue mejorar la ED sin mantener un bache de tratamiento por encima del 0.3 VP.
- Los diferentes escenarios de inyección mostraron que cuando se inyecta un mayor volumen poroso y menos concentrado de formulación (0.9 VP a 0.1%) no es la mejor alternativa para las condiciones evaluadas, pero podría ser factible. Adicionalmente, el comportamiento del trazador salino indicó en todos los escenarios que el medio pudo sufrir un cambio en la distribución de los fluidos debido a efectos adsorptivos sin causar ningún daño asociado de taponamiento o restricción de flujo, por el contrario, un cambio de la mojabilidad del medio fue obtenido junto con un mayor porcentaje de aceite desplazado.

BIBLIOGRAFIA

- Afolabi, F., Mahmood, S. M., Yekeen, N., Akbari, S., Sharifigaliuk, H. J. J. o. P. S., & Engineering. (2022). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review of recent progress. *208*, 109358.
- Agbalaka, C., Dandekar, A. Y., Patil, S. L., Khataniar, S., & Hemsath, J. R. (2008). *The effect of wettability on oil recovery: A review*. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.
- Alexandridis, P. J. C. o. i. c., & science, i. (1997). Poly (ethylene oxide)/poly (propylene oxide) block copolymer surfactants. *2(5)*, 478-489.
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, *3(9)*, 1529-1575.
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2017). *Métodos de Recuperação Avançada de Petróleo: Estratégias de Desenvolvimento e Planejamento de Campo*: Elsevier Brasil.
- API, R. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in enhanced oil recovery operations. *June*, *1*, 1990.
- Aya, C. L. D., Guardia, V. M. D., Toro, G. A. M., García, R. H. C., & Pérez, H. I. Q. (2018). Metodología para la priorización de tecnologías emergentes de recobro mejorado químico.
- Bartels, W.-B., Mahani, H., Berg, S., & Hassanizadeh, S. J. F. (2019). Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *236*, 338-353.
- Castro-García, R.-H., Maya-Toro, G.-A., Jimenez-Diaz, R., Quintero-Perez, H.-I., Díaz-Guardia, V.-M., Colmenares-Vargas, K.-M., . . . Pérez-Romero, R.-A. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, *6(3)*, 71-90.
- Ding, M., Han, Y., Liu, Y., Wang, Y., Zhao, P., Yuan, Y. J. J. o. I., & Chemistry, E. (2019). Oil recovery performance of a modified HAPAM with lower hydrophobicity, higher molecular weight: a comparative study with conventional HAPAM, HPAM. *72*, 298-309.
- Guo, L., Han, M., Fuseni, A., & AISofi, A. (2016). *Laboratory investigation of polymeric surfactants for EOR in high salinity and high temperature reservoir*. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia.
- Lake, L., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. (2014). Fundamentals of enhanced oil recovery.
- Levitt, D., & Pope, G. A. (2008). *Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery*. Paper presented at the SPE Symposium on Improved Oil Recovery.
- Manrique, E., Delgadillo, C., Maya, G., & Gelvis, J. (2020). *EOR Screening Methods Assisted by Digital Rock Analysis: A Step Forward*. Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.

- Maya-Toro, G.-A., Cardona, L., Rueda, M., Cortés, F. J. C., & F-Ciencia, T. y. F. (2020). Effect of ionic strength in low salinity water injection processes. *10(2)*, 17-26.
- Maya-Toro, G.-A., Castro-García, R.-H., Jiménez-Díaz, R., & Muñoz-Navarro, S.-F. (2015). Analysis of mixing parameters for polymer gels used for the correction of water injection profiles. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, *6(1)*, 43-68.
- Maya-Toro, G.-A., Castro-García, R.-H., Pachón-Contreras, Z. d. P., & Zapata-Arango, J.-F. (2012). Polymer gels for controlling water thief zones in injection wells. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, *5(1)*, 37-44.
- Quintero-Perez, H.-I., Rondón-Anton, M.-J., Jimenez, J.-A., Bermudez-Jaimes, J.-H., Gonzalez, J.-A., Rodriguez, J.-L., . . . F-Ciencia, T. y. F. (2020). Polymeric surfactants as alternative to improve waterflooding oil recovery efficiency. *10(2)*, 99-113.
- Raffa, P., Broekhuis, A. A., & Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *145*, 723-733.
- Rosemary, I. N., Yusuf, A., & Ishaya, J. I. J. J. h. w. i. c. I. Enhanced Oil Recovery (EOR). *2582*, 7421.
- Ruiz-Cañas, M. C., Manrique, E., Romero, A., & Quintero, H. (2020). *Hybrid Nanomaterials For Enhanced Oil Recovery: New Alternatives For Polymer Thermal Degradation*. Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Sheng, J. J. J. P. (2015). Status of surfactant EOR technology. *1(2)*, 97-105.
- Xu, F., Chen, Q., Ma, M., Wang, Y., Yu, F., & Li, J. J. A. i. G.-E. R. (2020). Displacement mechanism of polymeric surfactant in chemical cold flooding for heavy oil based on microscopic visualization experiments. *4(1)*, 77-85.