

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS PROPIEDADES VISCOELÁSTICAS DE
SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL INCREMENTO DEL RECOBRO DE
CRUDO PESADO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

JULIA JINETH HERRERA QUINTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2018

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS PROPIEDADES VISCOELÁSTICAS DE
SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL INCREMENTO DEL RECOBRO DE
CRUDO PESADO DE UN CAMPO COLOMBIANO**

JULIA JINETH HERRERA QUINTERO

Ingeniera Química

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR

Julio Andrés Pedraza Avella

Doctor en Química

CODIRECTOR

Arlex Chaves Guerrero

Ph.D. en Ingeniería Química

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A mi esposo Andrés que día a día me enseña el verdadero amor, quién demuestra lo importante que soy en su vida. Gracias por ser mi complemento y mi más grande amor, gracias por creer en mí y por hacer parte de este sueño hecho realidad.

A mis padres Oliva y Samuel, a quienes amo infinitamente, gracias por todo el sacrificio y amor, gracias por ser mi pilar.

A mi familia que quiero mucho y que llevo presente todos los días de mi vida, gracias por existir y sobre todo por creer en mí.

A mis amigos María del Rosario, Aneth y Yazmín, quienes con sus palabras de ánimo y motivación hicieron de una u otra manera que este sueño se hiciera realidad.

A Don Joaquín, Doña Elvinia, por ser el mejor ejemplo a seguir.

A mis suegros Cesar y Emma por todo el apoyo y colaboración brindada.

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos van dirigidos a mi director el profesor Julio Andrés Pedraza Avella por la guía, orientación y apoyo, pero sobre todo por darme la oportunidad de ser su estudiante y orientarme para ser mejor cada día. Me siento muy agradecida por tener la oportunidad de trabajar bajo su dirección. Al profesor Arlex Chaves Guerrero por compartir todo su conocimiento y experiencia para realizar un trabajo de investigación valioso. Al ingeniero Aníbal Ordoñez por sus sugerencias y colaboración en el desarrollo de este trabajo.

A Zarith del Pilar Pachón y Álvaro Villar por creer en mí, por darme la oportunidad de crecer profesionalmente y en especial, por su apoyo incondicional y el tiempo dedicado a este trabajo de investigación.

Al Centro de Innovación y Tecnología del ICP (ECOPETROL S.A.) por la oportunidad y el apoyo para desarrollar el trabajo de investigación en los Laboratorios de Química de Producción y Recobro Mejorado bajo el Acuerdo de Cooperación No. 01 del Convenio Marco No 5222395 entre ECOPETROL y la Universidad Industrial de Santander. A los grupos de investigación GRM de la escuela de Ingeniería de Petróleos y FIRST de la escuela de Ingeniería Química mis más sinceros agradecimientos por sus valiosos aportes y revisión constante.

A mis compañeros de laboratorio Alberto Rueda, Carlos Torres y Fredy Pulido por ser parte de este proyecto con su amistad y apoyo y a mis compañeros de posgrado Max, Raul, Yohan y Ángel con quienes compartí dos valiosos años de amistad.

A los profesores del programa de posgrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, quienes contribuyeron día a día con el desarrollo de este trabajo de investigación.

Para terminar, gracias a todas las personas que contribuyeron para que este sueño se hiciera realidad; finalmente, después de dos años puedo decir que todo es posible si crees en ti y trabajas para lograr tus sueños.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	19
1.1. INYECCIÓN DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS PARA RECOBRO MEJORADO	19
1.2. REOLOGÍA DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS	21
1.3. FLUJO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN MEDIOS POROSOS	28
1.4. INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES VISCOELÁSTICAS DE SOLUCIONES POLÍMICAS EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDO	32
1.4.1 Mecanismos de reducción del Sor	34
1.4.1.1. Efecto de extracción (<i>Pulling</i>).....	34
1.4.1.2. Efecto de raspado o barrido.	34
1.4.1.3. Efecto de hilos de aceite.	35
1.4.1.4. Efecto dilatante.....	37
1.5. ESTADO DEL ARTE.....	38
2. PARTE EXPERIMENTAL.....	44
2.1. ANÁLISIS FISCOQUÍMICO DEL AGUA DE PREPARACIÓN A EVALUAR	44
2.2. SELECCIÓN DE LOS POLÍMEROS.....	46
2.3. CONCENTRACIONES DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS	47
2.4. DISEÑO EXPERIMENTAL COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS	48
2.4.1. Evaluaciones comportamiento viscoelástico de soluciones poliméricas..	48
2.5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	50
2.5.1. Comportamiento reológico de soluciones polimérica.	50
2.5.2. Evaluación de desplazamiento en medio poroso.	51
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	56

3.1. COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS	56
3.1.1. Evaluaciones rotacionales.....	56
3.1.2. Evaluaciones oscilatorias	65
3.1.3. Análisis estadístico.....	72
3.2. EVALUACIONES DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIO POROSO	78
3.2.1. Evaluaciones de desplazamiento en medios porosos homogéneos de afloramiento Berea.....	79
3.2.3. Comparación resultados en medios porosos homogéneos y heterogéneos.	90
4. CONCLUSIONES	94
5. RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada	19
Figura 2. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada modificada con grupos hidrófobos	20
Figura 3. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada modificada con monómeros sulfonados (ATBS)	21
Figura 4. Elemento de Maxwell	25
Figura 5. Evaluación dinámica oscilatoria del esfuerzo y deformación de fluidos viscoelásticos y matemática asociada	27
Figura 6. Distribución de aceite residual después de un proceso de inyección de agua	33
Figura 7. Aceite residual en la garganta de poro después de la inyección de a) agua; b) glicerina (sin elasticidad); c) HPAM	34
Figura 8. Perfiles de velocidad de agua y una solución de HPAM en un capilar...	35
Figura 9. Ilustración del mecanismo hilo de aceite.....	36
Figura 10. Comportamiento de flujo de fluido visco-elástico	37
Figura 11. Reograma de soluciones poliméricas de A preparadas en agua de salinidades a) 550 ppm b) 5445 ppm y c)10340 ppm de NaCl, T 104 °C y diferentes concentraciones de soluciones poliméricas	57

Figura 12. Viscosidad soluciones poliméricas A, B y C en función de a) concentración solución polimérica y b) salinidad del agua de preparación, velocidad de corte de 20 s^{-1}	62
Figura 13. Viscosidades de soluciones poliméricas A, B y C vs velocidad de corte en agua de salinidad equivalente a 550 ppm de NaCl, $T=104 \text{ }^\circ\text{C}$	64
Figura 14. Módulos de pérdida y almacenamiento para polímero A preparado en agua de salinidad a) 550 ppm, b) 5445 ppm y c) 10340 ppm a $T= 25 \text{ }^\circ\text{C}$	66
Figura 15. Tiempos de relajación de los polímeros A, B y C en función de a) concentración del polímero y b) salinidad del agua de preparación, $T= 25 \text{ }^\circ\text{C}$	68
Figura 16. Valores de $G'=G''$ soluciones poliméricas A, B y C concentración de 1500 ppm en agua de preparación de diferentes salinidades.....	71
Figura 17. Efectos principales para viscosidad y tiempos de relajación en función de la salinidad del agua de preparación, concentración del polímero y peso molecular.	74
Figura 18. Diagramas de Pareto de la viscosidad y tiempos de relajación en función de los efectos principales, binarios y terciarios a) viscosidad y b) tiempos de relajación.....	75
Figura 19. Gráficas de superficie de las variables viscosidad (Y) y tiempos de relajación (Y'') en función de: a) salinidad (A) y concentración del polímero (B), b) peso molecular (C) y concentración de polímero (B), c) salinidad (A) y peso molecular (C) y d) salinidad (A) y peso molecular (C).....	77
Figura 20. Eficiencia desplazamiento por inyección de agua, glicerina y polímeros A, B y C de igual elasticidad ($\lambda=2.18 \text{ s}$, $De=37.5$), diferente viscosidad (Polímero A $\mu=36,1 \text{ cP}$, Polímero B $\mu = 20,2 \text{ cP}$, Polímero C $\mu = 9,6 \text{ cP}$), experimento 1.....	79

Figura 21. Eficiencia desplazamiento por inyección de polímeros A, B y C de diferente elasticidad (Polímero A $\lambda = 0,06$ s, Polímero B $\lambda = 0,11$ s, Polímero C $\lambda = 0,23$ s), viscosidad similar $\mu = 5,5$ cP, experimento 2.	81
Figura 22. Eficiencia de desplazamiento por inyección de agua y polímero (A, B y C) en medios porosos reales, experimentos #3, #4 y #5.	83
Figura 23. Saturación de aceite residual por inyección de agua y polímero (A, B y C) en medios porosos reales, temperatura de 104 °C, experimentos 3, 4, y 5.	84
Figura 24. Diferencial de presión y corte de aceite medido durante la inyección de 2 VP de polímero A, B y C, experimento 3, 4 y 5, medio poroso heterogéneo.	87
Figura 25. Eficiencia desplazamiento y saturación de aceite por inyección de agua y polímero A en muestra 3, T=104 ° C, experimento 6.	88
Figura 26. Eficiencia de desplazamiento y saturación de aceite por inyección de agua y polímero A, muestra 1, T=104 °C, experimento 7.	89
Figura 27. Cambio en el Sor por inyección de polímero en función del número de <i>De</i> para experimentos realizados en medios porosos heterogéneos y homogéneos de afloramiento Berea.....	90
Figura 28. Reducción de Sor final en función del D_e y tendencia datos de literatura y trabajo de investigación, desviación estándar de 0.063.	91
Figura 29. Comparación diámetro de garganta de medios porosos homogéneos y heterogéneos con diámetro de partícula de los polímeros A, B y C.	92

LISTA DE TABLA

	Pág.
Tabla 1. Caracterización fisicoquímica agua de preparación	45
Tabla 2. Propiedades de salmueras sintéticas utilizadas	46
Tabla 3. Caracterización de los polímeros evaluados	46
Tabla 4. Matriz experimental para la evaluación reológica y oscilatoria de los polímeros A, B y C	48
Tabla 5. Diseño experimental de evaluaciones reológicas y oscilatorias de soluciones poliméricas de A, B y C en el software Minitab 17, 2013.	49
Tabla 6. Matriz experimental para la evaluación del incremento del recobro de crudo de los polímeros A, B y C en medios porosos reales y de afloramiento	50
Tabla 7. Propiedades petrofísicas medios porosos evaluados.....	52
Tabla 8. Parámetros Ley de Potencia de soluciones poliméricas de A, B y C a diferentes concentraciones y salinidades del agua de preparación.	59

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Procedimiento para determinar la velocidad de corte de polímeros en medios porosos.....	106
Anexo B. Preparación de medios porosos para evaluación experimental de inyección de polímeros viscoelásticos	108
Anexo C. Reogramas de soluciones poliméricas de B y C a diferentes concentraciones y salinidad del agua de preparación.	111
Anexo D. Modulo viscoso y elástico de polímeros B y C a diferentes concentraciones en condiciones de salinidad de 550, 5545 y 10340 ppm.	116
Anexo E. Análisis estadístico de los efectos significativos de las variables salinidad (A), concentración de polímero (B) y peso molecular (C) sobre las variables de respuesta viscosidad (Y) y tiempos de relajación (Y').....	119
Anexo F. Resultados evaluación en medios porosos homogéneos y heterogéneos a temperatura de 100, polímeros A, B y C, a condición de Sor.	125
Anexo G. Aceite recuperado durante la inyección de solución polimérica	133
Anexo H. Determinación velocidad de corte de soluciones poliméricas A, B y C en medio porosos	134

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS PROPIEDADES VISCOELÁSTICAS DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL INCREMENTO DEL RECOBRO DE CRUDO PESADO DE UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: HERRERA QUINTERO JULIA JINETH**

PALABRAS CLAVES: RECOBRO QUÍMICO, POLÍMEROS ANIÓNICOS, UNIDADES ACRILAMIDA TERBUTIL SULFONADA (ATBS), COMPORTAMIENTO REOLÓGICO, POLIACRILAMIDAS PARCIALMENTE HIDROLIZADAS (HPAM), NÚMERO DE DÉBORA (DE), SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (SOR).

Los polímeros aniónicos modificados tipo HPAM son usados en recobro químico como agentes de control de movilidad para mejorar el barrido volumétrico. Estudios han indicado que los polímeros modificados tienen propiedades viscoelásticas que pueden contribuir en la reducción del Sor, incrementando el recobro de crudo final. Este trabajo investigó el efecto de las propiedades viscosas y elásticas de soluciones poliméricas en la reducción del Sor en medios porosos. Inicialmente, se cuantificó el efecto de la concentración, peso molecular y salinidad del agua de preparación sobre la viscosidad y elasticidad de tres polímeros basados en poli(acrilamida). Dos de ellos tienen unidades ATBS y uno un 0,2% de un hidrófobo y el tercero monómeros de microbloques en su cadena acrilamida. Luego, se cuantificó la reducción de Sor en medios porosos homogéneos y heterogéneos saturados con crudo pesado (350 cP) y llevados a Sor con un fluido Newtoniano inelástico.

Los resultados permiten concluir que la viscosidad y elasticidad están directamente relacionadas con el incremento de salinidad. Sin embargo, la viscosidad a salinidades elevadas depende de la estructura química del polímero y la elasticidad del peso molecular. Así, el polímero de menor peso molecular desarrolla viscosidades similares a las del polímero de mayor peso molecular debido al 0.2% de hidrófobo que posee y el polímero de mayor peso molecular presentó mayor elasticidad (tiempos relajación λ) en todos escenarios. Los resultados en medio poroso permiten concluir que la propiedad de elasticidad ($De > 1$) contribuye en la reducción del Sor en medios porosos homogéneos y heterogéneos con valores de 6,0 % hasta 30,6 % en experimentos de recobro terciario, siendo el polímero de menor peso molecular el más eficiente, gracias al acceso a gargantas de poro pequeñas. No obstante, no se evidenció una relación directa entre la elasticidad de los polímeros y la reducción del Sor.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: Dr. Julio Andrés Pedraza Avella. Co-Director: Ph. D. Arlex Chaves Guerrero.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFFECT OF VISCOELASTIC PROPERTIES OF POLYMERIC SOLUTIONS IN THE INCREASE OF HEAVY OIL RECOVERY FROM A COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR: HERRERA QUINTERO JULIA JINETH**

KEYWORDS: CHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY, ANIONIC POLYMERS, ACRYLAMIDO-TERT-BUTYL-SULFONATE (ATBS), RHEOLOGICAL BEHAVIOR, SALINITY, MOLECULAR WEIGHT.

HPAM modified anionic polymers are used in chemical recovery as mobility control agents that improve volumetric sweep. Studies have indicated that modified polymers have viscoelastic properties that can contribute to the reduction of S_{or} , increasing the final oil recovery. This work investigates the effect of the viscous and elastic properties of polymeric solutions on the reduction of S_{or} in porous media. Initially, the effect of the salinity of the preparation water, the concentration and molecular weight, on viscosity and elasticity of three polyacrylamide base polymers was quantified. Two of them have ATBS units and one 0,2 % of a hydrofobic and the third has monomers of microblocks in their acrylamide chain. Then, S_{or} reduction was quantified after water and inelastic Newtonian fluid injection in homogeneous and heterogeneous cores that were saturated with heavy oil (350 cP).

The results allow to conclude that the viscosity and elasticity are directly related to the increase in salinity. However, the viscosity at high salinities depends on the chemical structure of the polymer and the elasticity of the molecular weight. Thus, the polymer of lower weight develops viscosities similar to those of the higher molecular weight due to the 0.2% of hydrophobic possesses and the higher molecular weight polymer has greater elasticity (relaxation time λ) in all scenarios. The results in porous medium allow to conclude that the property of elasticity ($De > 1$) contributes in the reduction of the S_{or} in homogeneous and heterogeneous porous media with values of 6.0% up to 30, 6% in tertiary recovery experiments, being the polymer of lower molecular weight the more efficient, thanks to access to small pore gorges. However, there is no evidence of a direct relationship between the elasticity of polymers and the reduction of S_{or} .

* Graduate Project Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering Petroleum Engineering Schol.

Director: Dr. Julio Andrés Pedraza Avella. Co-Director: Ph. D. Arlex Chaves Guerrero.

INTRODUCCIÓN

El uso de soluciones poliméricas en procesos de recobro mejorado reduce la relación de movilidad entre el agua y el crudo, logrando un barrido eficiente de las zonas no contactadas por el agua. Proyectos de inyección de polímero a nivel piloto y de masificación de la tecnología en todo el yacimiento (Teeuw, Rond, & Martín, 1983) (Zeng X., Sun F., Wang X., & He G., 2005) (Han, Xiang, & Zhang, 2006) (Al-Saadi, Al-Amri, & Al-Nofli, 2012) (Liu J., Adebgesan K., & Bai J., 2012) (Thakuria, y otros, 2013) (Hryc a., Hoehenfellner F., & Paponi H., 2013) (Manichand, Moe Soe Let, Gil, Quillien, & Seright, 2013) (Delamaide E., Zaitoun A., & Renard G., 2014a) (Delamaide E., Tabary R., & Renard G., 2014b.), han mostrado resultados favorables a pesar de la complejidad de los fenómenos involucrados y de las condiciones adversas que presentan algunos yacimientos: (altas relaciones de movilidad ($M=279$), temperaturas, salinidad y contenido de iones divalentes). En Colombia, el número de proyectos de inyección de polímero es bajo y se limita a solo a pilotos, tanto en yacimientos de crudo convencional como en aquellos de crudo pesado (Maya G., y otros, 2010) (Jiménez R., y otros, 2017), lo que motiva a investigar y robustecer la tecnología para aplicaciones exitosas.

El éxito a nivel mundial de la tecnología de inyección de polímero se debe a los avances logrados en la manufacturación de los polímeros, en pro de una estructura química estable, que les permite mantener la viscosidad por largo tiempo, a pesar de condiciones hostiles del yacimiento. Estos polímeros son conocidos como poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas modificadas, que se caracterizan por tener un comportamiento reológico viscoelástico que favorece la reducción de la saturación del aceite residual mediante diferentes mecanismos de flujo en el medio poroso (Wang D., Cheng J., Xia H., Li Q., & Shi J., 2001a) (Wang D., Xia H., & Liu Z., 2001b). Varias investigaciones (Koh H., 2015) (Ehrenfried D., 2013) (Qi, Ehrenfried, Koh, & Balhoff, 2016) se han realizado para identificar cómo el componente elástico de los polímeros ayuda en el barrido microscópico sin llegar a

resultados concluyentes; tampoco se ha establecido el efecto de ambientes de alta salinidad y contenido de iones divalentes sobre el comportamiento elástico del polímero.

El objetivo de este trabajo es investigar, cómo el comportamiento viscoelástico de diferentes polímeros se ve afectado por la salinidad y dureza del agua de preparación, la concentración del polímero y su peso molecular mediante un diseño experimental orientado a anticipar los efectos a las condiciones del yacimiento. Esta investigación estudia la influencia de la inyección de polímero y de las características del medio poroso en la reducción de la saturación de aceite residual (S_{or}) mediante la evaluación e interpretación de experimentos en medios porosos homogéneos (afloramientos naturales tipo Berea) y medios porosos heterogéneos (yacimiento colombiano). El estudio es centrado en un yacimiento colombiano.

Inicialmente, las soluciones poliméricas se caracterizaron mediante pruebas de viscosidad en función de la velocidad de corte y determinación de los módulos de almacenamiento (G'') y pérdida (G') para calcular los tiempos de relajación (D_e); luego se realizaron evaluaciones experimentales en diferentes medios porosos para determinar la influencia en la saturación de aceite residual (S_{or}). Los tres polímeros utilizados fueron poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas de diferente peso molecular, los dos primeros tienen unidades sulfonadas (ATBS) en su estructura química que los hace resistentes a altas temperaturas y adicionalmente, el primero tiene un 0,2% de hidrófobo que a pesar que reduce su peso molecular le da resistencia a la alta salinidad y temperatura, el tercero, es un copolímero de monómeros de acrilamidas con microbloques en su estructura química.

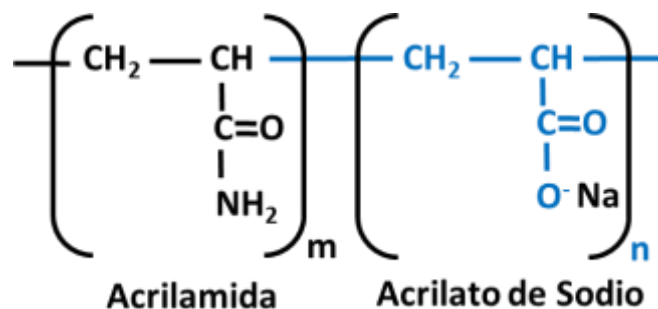
1. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

1.1. INYECCIÓN DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS PARA RECOBRO MEJORADO

Los polímeros usados para recobro químico son los biopolímeros como las goma xantano y los polímeros sintéticos tipo poliacrilamida parcialmente hidrolizada. Los biopolímeros y sus derivados como la goma guar, la carboximetil celulosa de sodio y el hidroximetil celulosa tienen un alto poder viscosificante en escenarios de alta salinidad y menos pérdida de viscosidad por altos esfuerzos de corte; sin embargo, estos polímeros pierden viscosidad por degradaciones biológicas, las cuales no son fáciles de mitigar.

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) son ampliamente usadas en el control de movilidad en yacimientos como métodos de recobro mejorado, la estructura química del HPAM se muestra en la Figura 1. Las HPAM son copolímeros de grupos acrilamidas y acrilatos fuertes, algunos monómeros de acrilamidas son parcialmente hidrolizados, normalmente entre un 25 y 35%. Si el grado de hidrólisis es muy pequeño, el polímero no es soluble en agua y si es muy grande, la propiedad de viscosidad es sensible a la salinidad y dureza del agua de preparación causando reducciones en la viscosidad y precipitaciones (Shupe, 1981).

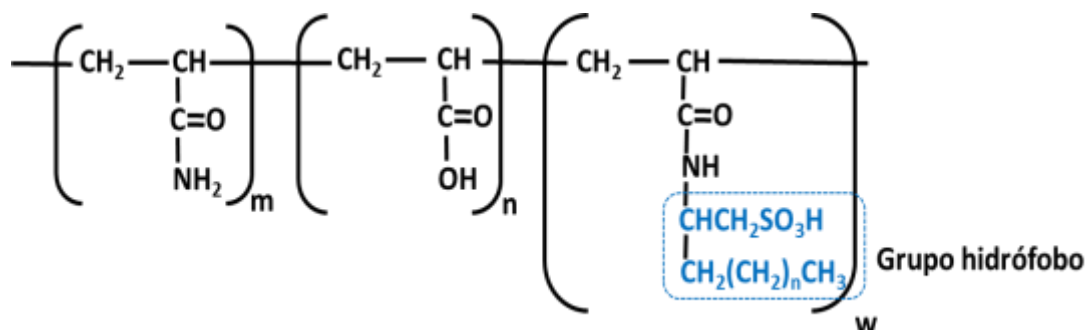
Figura 1. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada



Fuente: SHENG, James J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice. Elsevier Inc. All rights reserved, 2011.

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) son inestables a elevadas temperaturas (<60°C) cuando existe presencia de cationes divalentes (Mg^{+2} y Ca^{+2}), lo cual limita su uso (Davison & Mentzer, 1982) (Zaitoun & Potie, 1983) (Moradi-Araghi & Doe, 1987) (Ryles, 1988) (Sandengen, Wideroe, Nurmi, & Hanski, 2017). A temperaturas superiores a 60 °C, los grupos acrilamidas se hidrolizan formando acrilatos y si la concentración de cationes divalentes, especialmente Ca^{+2} están presentes, los polímeros HPAM pueden precipitar si la hidrólisis llega a ser muy alta debido a la fuerte interacción entre los grupos carboxílicos negativos (COO^-) hidrolizados y los iones divalentes Ca^{+2} . Investigaciones realizadas reportan límites de dureza del agua de preparación en función de la temperatura: 2000 mg/L para 75°C, 500 mg/L para 88°C y 270 mg/L para 96°C (Moradi-Araghi & Doe, 1987). Lo anterior limita el uso de los polímeros aniónicos tipo HPAM para yacimientos de alta temperatura y dureza.

Figura 2. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada modificada con grupos hidrófobos



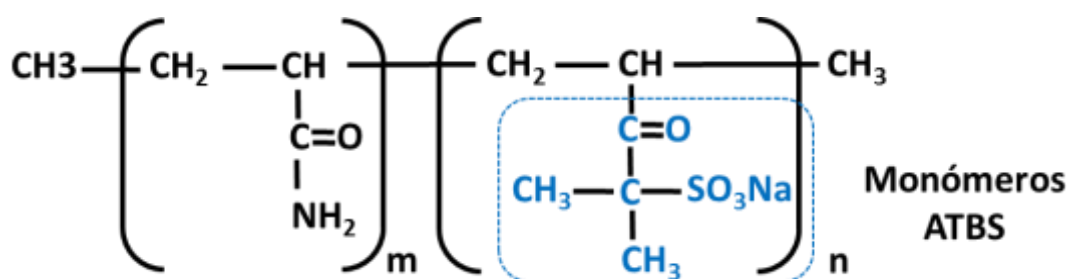
Fuente: SHENG, James J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice. Elsevier Inc. All rights reserved, 2011.

Otro tipo de polímeros derivados del HPAM son los que poseen componentes hidrófobos en su estructura de acrilamida. Estos grupos hidrófobos pueden estar distribuidos al azar o en bloque, y acoplados en uno o en ambos extremos, pero en general su composición no sobrepasa el 0,5% del polímero (w/w), ya que una elevada cantidad ocasiona la reducción del peso molecular del polímero. Cuando el polímero se disuelve en agua, los grupos hidrófobos asociados forman

microdominios, lo que conduce a un aumento del volumen hidrodinámico y, por consiguiente, produce una capacidad de espesamiento mejorada. La estructura química de un polímero con grupos hidrófobos se muestra en la **Figura 2**.

Actualmente, se han desarrollado polímeros más robustos y resistentes a altas temperaturas y salinidades de los yacimientos, mediante la incorporación de monómeros sulfonados como unidades ATBS (acrilamidas ter-butil sulfonadas) que permiten condiciones de temperatura superiores a los 120 °C (Gaillard, y otros, 2015) (Vermolen, y otros, 2011) (Raza Quadri, M., Alsumaiti M., & Alhassan, 2015). No obstante, el incorporar monómeros tipo ATBS genera desventajas como menor peso molecular (MW) y un costo adicional que incrementa el costo del producto final en 2 o 3 veces, con el agravante de que se requiere una mayor dosis de polímero para lograr la viscosidad objetivo (Gaillard D., y otros, 2014) (Parker & Lezzi A., 1993). La estructura química del polímero HPAM con monómeros de ATBS se presenta en la Figura 3.

Figura 3. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada modificada con monómeros sulfonados (ATBS)



Fuente: RAZA QUADRI, S. M., M., S., ALSUMAITI M., A., & ALHASSAN, M. S., Screening of Polymers for EOR in High Temperature, High Salinity and Carbonate Reservoirs Conditions. IPTC-18436-MS,, Doha, Qata, 2015, December 6-9.

1.2. REOLOGÍA DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS

La reología se define como la ciencia que trata la forma en que la materia se deforma cuando se le aplica una determinada fuerza (Bird R., Stewart W., & Lightfoot E., 2006) y su espectro abarca desde los fluidos Newtonianos hasta

sólidos Hookeanos (Rojas, Briceño, & Avendaño, 2017). Los fluidos según su comportamiento reológico se dividen en dos grupos: newtonianos y no newtonianos. Los primeros cumplen la ley de viscosidad de Newton, la cual indica que el esfuerzo cortante es proporcional a la velocidad de deformación, (Ecuación 1), es decir, la viscosidad no depende de la velocidad de deformación:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (1)$$

Donde, τ es el tensor de esfuerzos viscosos, μ es la viscosidad dinámica y $\dot{\gamma}$ es el tensor de velocidad de deformación

La Ecuación 1 se conoce como ley de Newton para un fluido incompresible y el modelo de fluido newtoniano describe con precisión el comportamiento de flujo de fluidos con pesos moleculares menores de 5000 Da (Bird R., Stewart W., & Lightfoot E., 2006).

1.2.1. Fluidos no newtonianos El comportamiento reológico de la mayoría de los fluidos no sigue el comportamiento descrito por la ley de Newton. Estos fluidos se conocen como fluidos no newtonianos y se caracterizan por que su viscosidad depende de la velocidad de deformación e incluso de la historia de la deformación. Estos comportamientos son generados por su estructura molecular compleja, como es el caso de los polímeros, soluciones jabonosas, suspensiones, emulsiones, pastas y algunos fluidos biológicos. Dentro de la categoría de los fluidos no newtonianos hay otras subcategorías como por ejemplo, comportamiento reológico no Newtoniano independiente del tiempo (pseudoplástico, plástico y dilatante), dependientes del tiempo (tixotrópicos y reopéticos) y viscoelásticos.

Este trabajo se enfoca en los líquidos poliméricos los cuales contienen moléculas de alto peso molecular con muchos grados de libertad internos que ocasionan un comportamiento cualitativamente diferente de los fluidos newtonianos. Un ejemplo es la aparición de esfuerzos normales ($\tau_{xx}, \tau_{yy}, \tau_{zz}$) en rangos de velocidades de corte los cuales son ausentes en los fluidos newtonianos.

1.2.2. Modelos newtonianos generalizados La mayoría de las soluciones poliméricas usadas para EOR tales como la goma xantano y poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) se caracterizan por tener un comportamiento elástico débil, lo que permite modelar su comportamiento reológico por un modelo newtoniano generalizado cuya expresión es dada por: $\tau = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma}$ donde η es la viscosidad aparente. En la literatura se presentan múltiples formas funcionales para la viscosidad aparente, siendo una de las más usadas el modelo de Ley de Potencia (Ecuación 2):

$$\eta = K \dot{\gamma}^{n-1} \quad (2)$$

Donde, K y n son parámetros que se obtienen por un ajuste a datos experimentales. El modelo de ley de potencia puede describir un fluido Newtoniano cuando $n = 1$, y $K = \mu$; comportamiento dilatante (*shear thickening*) cuando $n > 1$, y pseudoplástico (*shear thinning*) cuando $n \leq 1$.

En general, se ha observado que las soluciones poliméricas presentan un comportamiento newtoniano a velocidades de corte muy bajas, seguido por una región pseudoplástica donde la viscosidad disminuye y a velocidades de corte muy elevadas el comportamiento vuelve a ser Newtoniano. En la literatura, se ha llamado el valor de viscosidad a la tasa de deformación o *shear rate* cero como *zero shear viscosity*, η_0 , y la viscosidad a una tasa de deformación o *shear rate* en el infinito (*infinite shear viscosity*), η_∞ , respectivamente (Sorbie K., 1991).

Aunque, la Ecuación 2 resulta bastante satisfactoria para describir la región pseudoplástica, no lo es cuando se trata de describir las zonas donde la velocidad de corte es muy baja o muy alta (menores a 1.0 s^{-1} y superiores a 100 s^{-1}) (Sorbie K., 1991). Por lo tanto, se han propuesto otros modelos para describir las dos zonas newtonianas mencionadas anteriormente, los más conocidos son el modelo de Carreau (Carreau, 1972) (Bird R., Stewart W., & Lightfoot E., 2006) y el modelo de Carreau-Yasuda (Sorbie K., 1991). En el modelo de Carreau la viscosidad está relacionada con la velocidad de corte mediante una expresión del tipo (Ecuación 3):

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{[1 + (\alpha' \dot{\gamma})^2]^p} \quad (3)$$

Donde: η es la viscosidad aparente, η_0 es la viscosidad a cero *shear rate*, η_{∞} es la viscosidad a *shear rate* infinito, $\dot{\gamma}$ es el esfuerzo de corte (*shear rate*), $\alpha' = \lambda$ es el tiempo de relajación, $P = (1-n)/2$ donde n es el exponente de ley de potencia

Para valores de velocidad de corte intermedios, el modelo de Carreau representa la relación de la Ley de Potencia (Sorbie K., 1991). A diferencia del modelo de Carreau, el modelo de Carreau Yasuda (Ecuación 4) introduce un parámetro adicional “ a ” que representa el ancho de la zona de transición entre la viscosidad a cero *shear rate* y la zona que satisface la Ley de Potencia.

$$\eta = \eta_{\infty} + (\eta_0 - \eta_{\infty})[1 + (\lambda \dot{\gamma})^a]^{\frac{n-1}{a}} \quad (4)$$

1.2.3. Modelos viscoelásticos de soluciones poliméricas Los fluidos no newtonianos presentan un grado de elasticidad, que permite que al material recobrar parte de su forma original una vez retirado un esfuerzo. En el caso de los sólidos ideales, la ley de Hooke indica que la deformación es proporcional al esfuerzo de acuerdo a la siguiente expresión (Ecuación 5):

$$\tau = G' \gamma \quad (5)$$

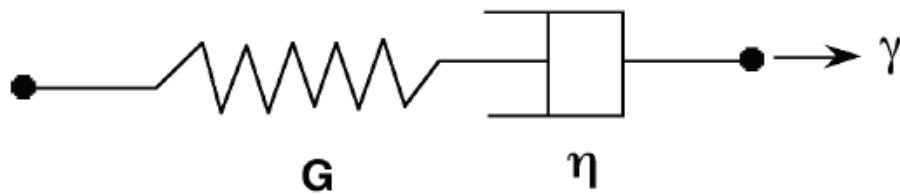
Donde, es G' es el modulo elástico del material.

Ahora bien, para un fluido que comparte ambos comportamientos (viscoso y elástico), la ecuación constitutiva para los esfuerzos debe incorporar ambas leyes: Newton y Hooke. Maxwell fue el primero en proponer una ecuación constitutiva que relaciona el esfuerzo de tensión y la deformación de un fluido; este modelo consiste en un resorte y un pistón en serie, como se muestra en la Figura 4; ésta configuración recibe el nombre de elemento de Maxwell. El resorte

representa la respuesta elástica del fluido, en tanto el pistón representa el flujo viscoso.

Si se aplica una deformación relativa γ al sistema mostrado, el resorte reacciona primero, seguido por el movimiento del pistón. Una vez que cesa la deformación, el resorte retorna a su forma original, usando la energía que es capaz de almacenar mientras es deformado. Por otro lado, el pistón no puede recuperarse; su desplazamiento es permanente. El comportamiento descrito, para un fluido viscoelástico lineal simple, puede ser descrito en términos del esfuerzo y de la tasa de deformación de acuerdo a la Ecuación 6.

Figura 4. Elemento de Maxwell



Fuente: BARNES, H. A., HUTTON, J. F., & WALTERS, K., An Introduction to Rheology. Amsterdam, The Netherlands : Elsevier, 1989.

$$\tau_{yx} + \frac{\eta}{G'} \left(\frac{\delta \tau_{yx}}{\delta t} \right) = -\eta \gamma_{yx} \quad (6)$$

La Ecuación 6 se reduce a un fluido Newtoniano si el comportamiento obedece a un flujo de corte que no varía con el tiempo. Cuando la deformación cambia con el tiempo, entonces τ_{yx} es despreciable comparado con $\frac{\delta \tau_{yx}}{\delta t}$, lo cual reduce la Ecuación 6 a la ecuación de un sólido elástico (Ley de Hooke).

El modelo de Maxwell es un modelo sencillo, de fácil interpretación y análisis pero presenta limitaciones para realizar cálculos de fluidos viscoelásticos reales. Sin embargo, sirve como base de un modelo constitutivo para un fluido viscoelástico, y permite el análisis oscilatorio de fluidos, el cual consiste en imponer a la

muestra un cizallamiento oscilatorio de frecuencia dada (ω). El comportamiento de fluidos más complejos puede ser descrito usando los mismos elementos en paralelo mediante el modelo de Kelvin-Voigt o en combinaciones de los mismos usando el modelo de Burgers.

Las soluciones poliméricas de alto peso molecular tienen largas cadenas que en reposo tienden a estar enredadas. Al producirse la deformación, las cadenas son estiradas y cuando la deformación es máxima el efecto de resorte induce al sistema a volver a la configuración de reposo inicial, pero en este caso particular el efecto elástico es muy pronunciado, de allí que la respuesta deja de ser lineal, y se producen efectos como el de Weissenberg de ascenso en una varilla, de hinchamiento de extrusión (Die Swell) o el efecto de sifón sin conducto.

El efecto de Weissenberg hace referencia al ascenso de un fluido polimérico en una varilla giratoria debido a la fuerza inducida. El efecto sifón es la capacidad de un fluido polimérico de ascender por un tubo incluso si el tubo (que hace las veces de sifón) se eleva varios centímetros por arriba de la superficie del líquido polimérico. Otro efecto común es el de extrusión donde el líquido polimérico al salir de la tubería se expande de manera considerable, hecho que es menos evidente a medida que se aumenta el caudal (competencia entre elasticidad e inercia). Todos estos efectos se originan ya que los esfuerzos normales no son despreciables, existe una tensión asociada con las líneas de flujo que tienen su origen usualmente en la primera diferencia de esfuerzo normal y en algunas ocasiones en la segunda diferencia de esfuerzo normal.

La viscoelásticidad de los fluidos poliméricos, sean o no respuestas lineales, pueden evaluarse por medio de varios procedimientos experimentales, de los cuales pueden destacarse los experimentos de relajación del esfuerzo, cedencia a la deformación, recuperación de la deformación y experimentos oscilatorios. Si se supone una pequeña deformación de amplitud oscilatoria $\gamma(t)$ sobre un fluido se tiene la Ecuación 7, la cual se representa gráficamente en la Figura 5.

$$\gamma(t) = (\gamma_{max}) \text{sen } wt \quad (7)$$

Donde; γ_{max} es la amplitud de la onda de deformación y w es la frecuencia de oscilación. El esfuerzo resultante a la deformación está dado de acuerdo a la Ecuación 8.

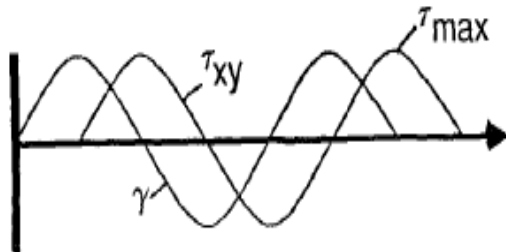
$$\tau = \tau_{max} \text{sen}(wt + \delta) \quad (8)$$

Donde, δ es el ángulo de fase.

El comportamiento de los fluidos viscoelásticos se puede describir mediante números complejos; en tal sentido, el esfuerzo puede descomponerse en dos componentes, uno componente en fase y un componente fuera de fase. Puede definirse entonces un módulo de elasticidad complejo (Ecuación 9).

$$G^* = G' + iG'' \quad (9)$$

Figura 5. Evaluación dinámica oscilatoria del esfuerzo y deformación de fluidos viscoelásticos y matemática asociada



Deformación: $\gamma = \gamma_{max} \text{sen } wt$

Velocidad de corte: $\dot{\gamma} = \text{cos } wt$

Esfuerzo: $\tau_{xy} = \left(\frac{F_x}{A}\right) = \tau_{max} \text{sen}(wt + \delta)$

$$\tau_{xy} = \tau_{max}(\text{sen } wt * \text{cos } \delta + \text{cos } wt * \text{sen } \delta)$$

$$\tau_{xy} = \gamma_{max}(G' \text{sen } wt + G'' \text{cos } wt)$$

Módulo: $G'(w) = \left(\frac{\tau_{max}}{\gamma_{max}}\right) \text{cos } \phi$ *elástico*

$$G''(w) = \left(\frac{\tau_{max}}{\gamma_{max}}\right) \text{sin } \phi$$
 viscoso

Fuente: KNOLL, S. K., & PRUD'HOMME, R. K., Interpretation of dynamic oscillatory measurements for characterisation of well completion fluids. SPE 16283 Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 4-6, 1987.

La señal en fase, G' , se denomina el módulo de almacenamiento (elástico), o energía almacenada por ciclo, y se calcula como (Ecuación 10):

$$G' = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \text{cos } \delta \quad (10)$$

La señal fuera de fase, G'' , o módulo de pérdidas (o módulo viscoso), o energía disipada por ciclo, y se expresa (Ecuación 11):

$$G'' = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \sin \delta \quad (11)$$

El desfase δ se puede vincular con los módulos G' y G'' por la relación de la $\tan(\delta) = (G''/G')$ la cual demuestra que este desfase tiene un valor que varía entre 0° si el fluido es solo elástico y 90° si el fluido es viscoso. Así se puede afirmar lo siguiente: si $0 < \delta < 45^\circ$, la muestra ofrece un comportamiento más elástico que viscoso; si $45^\circ < \delta < 90^\circ$, la muestra ofrece un comportamiento más viscoso que elástico; si $0 < \delta < 90^\circ$, la muestra ofrece un comportamiento viscoelástico

1.3. FLUJO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN MEDIOS POROSOS

El medio poroso se define como el material compuesto por dos fases: una matriz sólida y en su interior un sistema de poros que pueden o no estar interconectados entre sí. Los poros pueden tener geometrías y topologías variadas, dependiendo del origen de su formación. La geometría describe las formas y tamaños de sus poros; mientras que la topología nos dice el modo en que dichos poros están conectados entre sí. La morfología de los medios porosos permite caracterizar un medio poroso mediante propiedades macroscópicas como la porosidad, el área superficial, la permeabilidad y la tortuosidad y microscópicas como la topología de los poros. De acuerdo a estas propiedades macroscópicas y microscópicas se define si un medio poroso es homogéneo u heterogéneo. Por homogéneo se entiende un sistema en el que sus propiedades macroscópicas y microscópicas no cambian con la posición lineal (independientes de la posición) y por heterogéneo lo contrario.

El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos ha sido estudiado, encontrando que la propiedad de viscoelasticidad de los polímeros sintéticos puede reducir el Sor y tener un impacto en el incremento del recobro de crudo

bajo ciertas condiciones de evaluación, sin lograr definir los factores influyentes de dicha propiedad y el medio poroso en la reducción del Sor (Wang, y otros, 2000) (Huh & Pope, 2008) (Wu, Wang, & Jiang, 2007) (Kamaraj, Zhang, Liu, & Seright, 2011) (Ehrenfried D., 2013) (Koh H., 2015).

El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos ha altas velocidades de corte ocasiona un tipo de flujo elongacional o también conocido como extensional o dilatante (*shear thickening*). El comportamiento dilatante puede explicarse por la transición del estiramiento de las macromoléculas en los poros debido al flujo resultante en medios porosos heterogéneos y la alta velocidad. El estiramiento ocasiona un aumento en la viscosidad y, por lo tanto, el inicio de la dilatación del polímero. A tasas de estiramiento más altas, se alcanza un estado de elongación (ε) alto de las macromoléculas lo cual induce una fricción viscosa alta, causando la dilatación del polímero.

El parámetro de elongación es difícil de calcular y algunos autores usan la tasa de deformación (Chauveteau, 1981) o tasa elongacional (Sorbie K., 1991) para describir el comportamiento dilatante de los polímeros. El comportamiento dilatante es referido por algunos autores como relación Trouton; esta relación compara la viscosidad elongacional del fluido con la viscosidad de cillaza, donde un fluido Newtoniano tiene un valor de 3 y un fluido viscoelástico mayor a 3 (Sorbie K., 1991). Jame & Mclare (1975) reportaron el inicio de la tasa elongacional en 100 s^{-1} y una velocidad de corte del orden de 1000 s^{-1} para una solución de óxido de polietileno similar al HPAM, en este ejemplo, la velocidad elongacional es 10 veces menor que la velocidad de corte.

El comportamiento dilatante de un polímero es característico del flujo a través de medios porosos y no se observa en mediciones reológicas de polímeros a diferentes velocidades de corte (Green & Willhite G.P., 1998).

1.3.1. Tiempo de relajación de una solución polimérica. El tiempo de relajación t_r de una sustancia es conocido en la literatura como λ y se calcula de acuerdo a la Ecuación 12. Éste se define como el tiempo requerido una

vez que una propiedad haya sido desplazada del equilibrio para volver a su valor original. El tiempo de relajación es de interés porque se usa para cuantificar la viscoelasticidad de las soluciones de polímeros y se puede estimar a partir del módulo de almacenamiento y pérdida, G' y G'' medido con la prueba dinámica de barrido de frecuencia en un reómetro. Así, entre mayor sea la elasticidad del fluido, mayor es el tiempo de relajación.

$$\lambda = \frac{\mu}{G'} \quad (12)$$

Kim et al., (2010), Volpert., S., & Candau (1988) y Castelletto et al., (2004) propusieron que el recíproco de la frecuencia a la que G' y G'' se cruzan es el tiempo de relajación característico de la solución polimérica. A partir de la respuesta a la deformación oscilatoria, se obtiene la viscosidad compleja de la solución, $\mu^* = \mu\nu - i\mu E$ donde $\mu E = G'/\omega$ y $\mu\nu = G''/\omega$; y ω es la frecuencia angular.

Un parámetro utilizado para caracterizar o clasificar las soluciones poliméricas de acuerdo a su comportamiento viscoso, elástico o viscoelástico es el número de Debra (D_e). El número de D_e es adimensional y se define como la relación del tiempo de relajación, λ , que caracteriza la fluidez intrínseca de un material y el tiempo característico, t_c , de un experimento donde se evalúa la respuesta del material (Ecuación 13).

$$D_e = \frac{\lambda}{t_c} \quad (13)$$

Diferentes investigadores usan ecuaciones para calcular el tiempo característico del experimento. La Ecuación 14 es la ecuación general para medios porosos (Savins, 1969):

$$t_c = \frac{C_{el}\Phi d_p}{u} \quad (14)$$

Donde, C_{el} es un factor numérico, u es la velocidad de Darcy en m/s, ϕ es la porosidad en fracción y d_p es el diámetro del grano. Algunos investigadores usan diferentes valores para C_{el} ; por ejemplo, Marshall & Metzner (1964) consideraron C_{el} igual a 1; Sadowski & Bird (1965) consideraron ambos C_{el} y ϕ igual a 1.

Debido a la complejidad de conocer el tiempo de residencia t_{re} , algunos autores proponen determinar este parámetro como el inverso de la velocidad de corte equivalente en el medio poroso (γ_{eq}), y así calcular el número de Deborah de una manera más sencilla (Ecuación 15) (Koh H., 2015) (Delshad, y otros, 2008) (Masuda, Tang, Miyazawa, & Tanaka, 1992).

$$D_e = \gamma_{eq} * \lambda \quad (15)$$

La velocidad de corte equivalente (γ_{eq}) se calculó con la ecuación propuesta por Wreath (1989) para flujo en medios porosos. En el Anexo A se describe la metodología utilizada para determinar la velocidad de corte equivalente.

Heemskert et. al., (1984) indicaron que el número de Deborah crítico se usa para estimar el comportamiento dilatante, debido a la complejidad de evaluar la velocidad de corte a la cual se genera esta condición en el medio poroso. Ellos concluyeron que el aumento pronunciado del diferencial de presión más allá del índice de flujo crítico es el resultado de la viscoelasticidad y el reconocimiento de flujo inestable en un medio poroso. También, el *onset* del comportamiento dilatante en términos de velocidad de flujo crítico se aleja de acuerdo al aumento en las propiedades de permeabilidad, salinidad, temperatura y la disminución del peso molecular y la concentración del polímero. Por el contrario, otros investigadores (Gupta R. & Sridhar, 1985), indican que el comportamiento viscoelástico no se puede predecir con el D_e solamente, ya que existen otros factores que afectan el comportamiento de flujo en medios porosos y no están siendo tenidos en cuenta.

Para describir la viscosidad elongacional, μ_{el} , Hirasaki & Pope (1974) propusieron el siguiente modelo (Ecuación 16):

$$\mu_{el} = \frac{\mu_{sh}}{1 - D_e} \quad (16)$$

Donde, μ_{sh} es la viscosidad pseudoplástico y D_e es el número de Debora

Un modelo más reciente se propuso pero no involucra la viscosidad pseudoplástica (Ecuación 17):

$$\mu_{el} = \mu_{max} [1 - \exp(-(\lambda_2 D_e)^{n_2-1})] \quad (17)$$

Donde, λ_2 y n_2 son constantes empíricas. Una gran diferencia con otros modelos, es que este propone un valor máximo o *plateau*, μ_{max} , donde el valor máximo de μ_{el} se incrementa indefinidamente de acuerdo al incremento del N_{De} .

1.4. INFLUENCIA DE LAS PROPIEDADES VISCOELÁSTICAS DE SOLUCIONES POLÍMERICAS EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDO

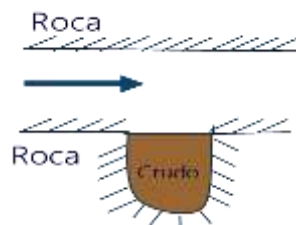
La inyección de polímeros reduce el aceite residual atrapado por fuerzas capilares gracias a la propiedad de elasticidad de los polímeros. Estos presentan un comportamiento viscoso cuando fluyen a través de tubos capilares de diámetro constante y en medios porosos donde los diámetros capilares son irregulares, las cadenas se contraen y expanden ocasionando un comportamiento elástico con un flujo elongacional (dilatante). Así, la viscosidad aparente y la velocidad de corte (*shear rate*) se incrementan, generando una viscosidad que aumenta en función del esfuerzo de corte.

Wang D., et al., (2000) propusieron cuatro diferentes condiciones de Sor donde el polímero viscoelástico desplaza aceite residual: (1) aceite residual en poros sin salida *dead end*, (2) aceite residual adherido a la roca; (3) aceite residual atrapado en gargantas de poro por fuerzas capilares; y (4) aceite residual no barrido por microescalas heterogéneas del medio poroso (Figura 6). Los

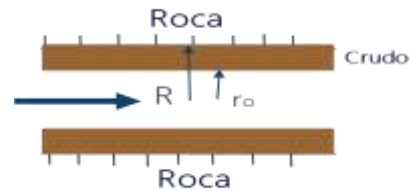
mecanismos propuestos para reducir la saturación de aceite residual en los cuatro probables escenarios son: efecto de extracción, efecto de raspado, efecto de hilo de aceite y efecto dilatante (Wang, y otros, 2000) (Wang D., Cheng J., Xia H., Li Q., & Shi J., 2001a) (Wang D., Xia H., & Liu Z., 2001b) (Yin H., Wang D., & Zhong H., 2006) (Wenxiang W., Wang D., & Haifeng J., 2007) (Yang Er-Long. & Ping, 2006).

Figura 6. Distribución de aceite residual después de un proceso de inyección de agua

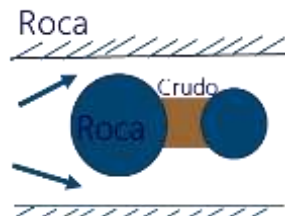
a. Aceite residual en poros sin salida



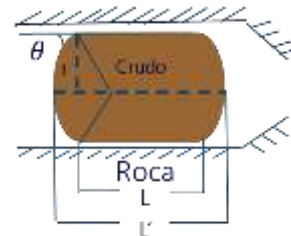
b. Aceite adherido a la roca por mojabilidad



c. Aceite atrapado por fuerzas capilares



d. Aceite residual no barrido por heterogeneidades

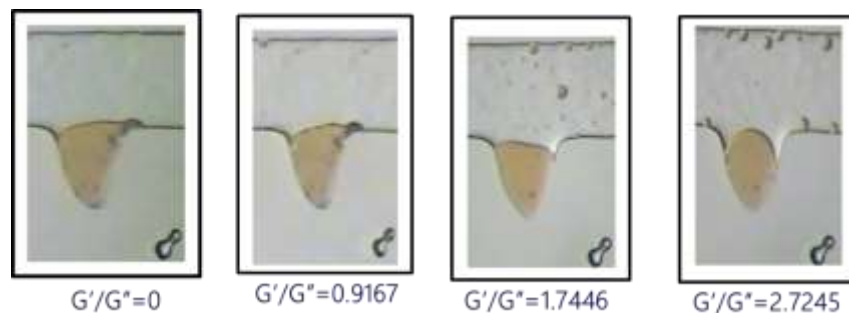


Fuente: WANG D., XIA H., & LIU Z., Study of the Mechanism of Polymer Solution with Viscoelastic Behaviour Increasing Microscopic Oil Displacement Efficiency and the Forming of steady oil Thread Flow Channels. SPE 68723, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, April 17 -19, 2001b.

1.4.1 Mecanismos de reducción del Sor

1.4.1.1. Efecto de extracción (*Pulling*). El efecto de extracción (*pulling effect*) ocurre cuando un fluido elástico fluye en espacios reducidos como las gargantas porales presentando esfuerzos de cizalla resultantes de las largas cadenas moleculares y esfuerzos normales adicionales entre el aceite y la solución polimérica. Así, las moléculas de polímero imponen una fuerza mayor sobre las gotas de aceite sacándolas de los poros. La cantidad de aceite residual extraído está en función de la elasticidad del fluido como se muestra en la Figura 7.

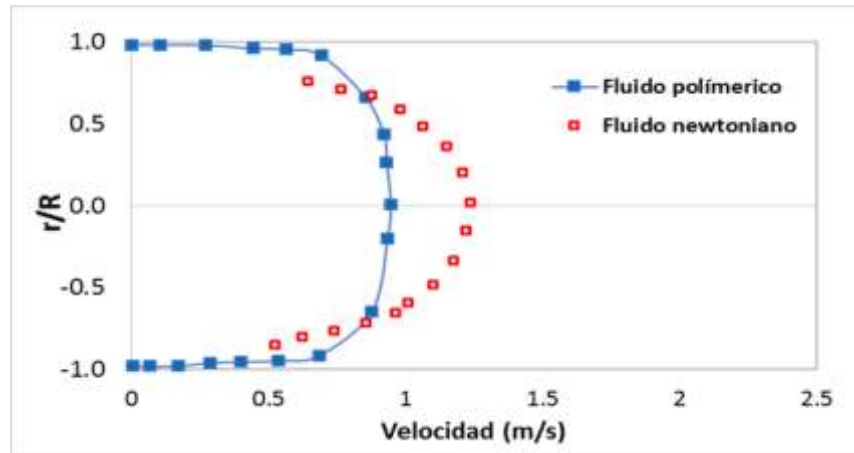
Figura 7. Aceite residual en la garganta de poro después de la inyección de a) agua; b) glicerina (sin elasticidad); c) HPAM



Fuente: XIA F., H., WANG D., WANG G., & LIU J., Mechanism of the Effect of Micro-forces on Residual Oil in Chemical Flooding. SPE 115315, 2008.

1.4.1.2. Efecto de raspado o barrido. El segundo mecanismo llamado efecto de raspado (*stripping effect*) aplica para medios porosos con mojabilidad preferencial al aceite. Se ha evidenciado que en las paredes capilares los fluidos no newtonianos (fluido elástico) presentan un mayor gradiente de velocidad respecto a los fluidos newtonianos (Figura 8). Por lo tanto, se produce una fuerza más fuerte durante el flujo de polímeros que barre las películas de aceite de la superficie de la roca y promueve una mojabilidad al agua que ocasiona un aumento en la eficiencia de desplazamiento de aceite a nivel microscópico.

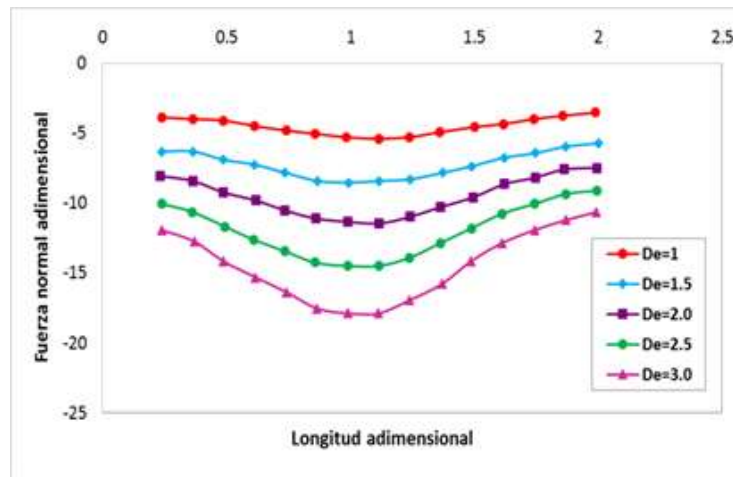
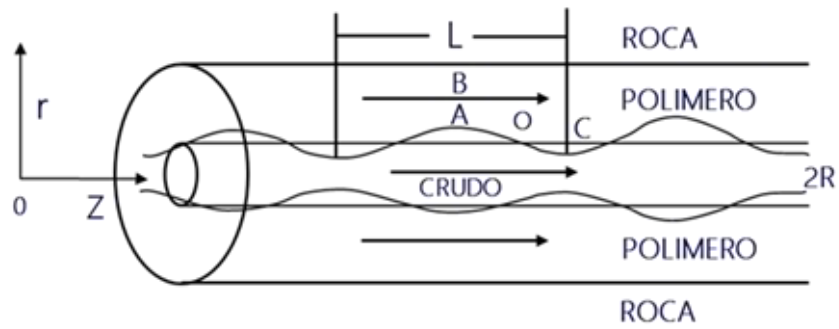
Figura 8. Perfiles de velocidad de agua y una solución de HPAM en un capilar



Fuente: WANG D., XIA H., & LIU Z., Study of the Mechanism of Polymer Solution with Viscoelastic Behaviour Increasing Microscopic Oil Displacement Efficiency and the Forming of steady oil Thread Flow Channels. SPE 68723, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, April 17 -19, 2001b.

1.4.1.3. Efecto de hilos de aceite. El aceite, al ser extraído por el polímero de los poros sin salida, forma hilos de aceite que debido a la alta tensión interfacial entre el aceite y la solución polimérica pueden ser desestabilizados y rotos en gotas de aceite que posiblemente se re atrapen por las fuerzas capilares. Es allí donde las soluciones poliméricas elásticas son capaces de estabilizar estos hilos de aceite como resultado de los esfuerzos normales; la fuerza normal que soporta la superficie convexa del hilo de aceite es mayor que la fuerza normal que soporta la superficie cóncava, estabilizando los hilos de aceite y evitando que se deformen y fluyan por el medio poroso. La fuerza normal se incrementa con el número Debora (D_e), el cual es empleado para describir la elasticidad de soluciones poliméricas en medios porosos (Figura 9).

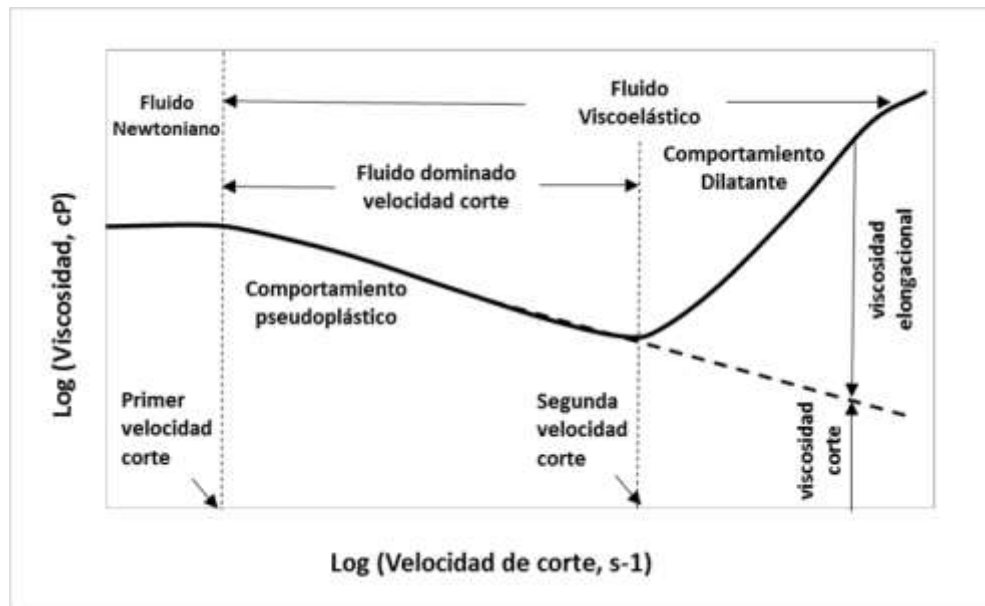
Figura 9. Ilustración del mecanismo hilo de aceite



Fuente: LUO JH., LIU YZ., & ZHU P., Polymer solution properties and displacement mechanisms. In: Shen PP, Liu YZ, Liu HR (eds) Enhanced oil recovery-Polymer flooding. Petroleum Industry Press, Beijing, 2006, 1-72.

1.4.1.4. Efecto dilatante. Finalmente, el cuarto mecanismo que ayudaría a mejorar la eficiencia de desplazamiento a nivel microscópico se basa en el comportamiento de flujo de los polímeros en función de la velocidad de corte. Cuando las moléculas de un polímero fluyen a través de gargantas de poro, el polímero experimenta el fenómeno de dilatación por cizallamiento (*shear thickening*) como se muestra en la Figura 10, el incremento en la viscosidad ayuda a desplazar más rápidamente el aceite móvil y a su vez, desplazar más eficientemente el aceite que se encuentre en heterogeneidades a menor escala, en donde el desplazamiento de aceite bajo estos escenarios es bastante difícil. De tal manera, la dilatación por cizallamiento no solo mejora la eficiencia de desplazamiento microscópico sino que a su vez mejora la eficiencia de barrido a nivel macroscópico.

Figura 10. Comportamiento de flujo de fluido visco-elástico



Fuente: WANG D., XIA H., & LIU Z., Study of the Mechanism of Polymer Solution with Viscoelastic Behaviour Increasing Microscopic Oil Displacement Efficiency and the Forming of steady oil Thread Flow Channels. SPE 68723, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, April 17 -19, 2001b.

1.5. ESTADO DEL ARTE

La tecnología de inyección de soluciones poliméricas es comercialmente madura y permite mejorar el barrido macroscópico de crudo en el yacimiento, sin llegar a reducir la saturación de aceite residual (Sor), ya que las fuerzas capilares de atrapamiento dominan las fuerzas viscosas. Evaluaciones experimentales (Stegemeier G., 1974) (Farouq A. & Thomas S., 2000), han mostrado que la solución polimérica sólo mejora la relación de movilidad entre el agua y el crudo y por ende sólo el barrido macroscópico, acelerando la producción de aceite.

El aceite atrapado no puede ser sacado de los poros porque las presiones aplicadas durante la inyección de agua o polímero no son suficientes para superar las elevadas fuerzas de presión capilar (Stegemeier G., 1974) (Lake, 1989) (Abram, 1975). Un cálculo sencillo, evidencia que la única forma de movilizar el crudo residual es que el polímero pueda generar un gradiente superior a 4000 psi/ft según curvas de desaturación capilar. En un proceso de inyección de agua solo se logra un gradiente de 0,1psi/ft, es así como se requeriría una viscosidad de por lo menos 3 a 5 órdenes de magnitud para que el crudo atrapado se movilice. Sin embargo, investigadores sugieren que las soluciones poliméricas HPAM no solo presentan un comportamiento viscoso sino también propiedades elásticas que contribuyen en la reducción de la saturación de aceite residual y por consiguiente incrementan el recobro de crudo. No obstante, es de resaltar que la expresión para calcular el número capilar no considera el comportamiento no-newtoniano de los polímeros, el cual es función de la velocidad de corte en el medio poroso.

A nivel experimental, se ha encontrado que las HPAM reducen el Sor desde un 1% hasta un 6% en Bereas tratadas con diésel para hacer la roca mojada al aceite (Schneider N. & Owens W., 1982). Otras investigaciones, reportaron reducciones en el Sor entre un 1 y 4% con polímero goma xantana y azúcar como soluciones viscosas newtonianas en areniscas de Bentheimer (Pusch, Lostsch, & Muler, 1987).

El potencial de la viscoelasticidad de los polímeros de goma xantana y dos polímeros tipo HPAM sobre el Sor en arenisca de Berea y Antolini fue evaluado como método de recobro secundario y terciario; sin embargo, los resultados no indicaron reducción en la saturación de aceite residual por la inyección de HPAM en ninguno de los núcleos de arenisca de Berea (Wreath, 1989). Otra evaluación usando el método de recobro secundario con polímero fue realizada en una arenisca Antolini (considerada un medio poroso heterogéneo), en donde se obtuvo una reducción de la saturación de aceite final de 6,5%. La conclusión final de las investigaciones realizadas por Wreath, es que el comportamiento elástico del polímero no reduce la cantidad de aceite residual de medios porosos homogéneos como las Bereas; lo cual fue confirmado mediante la medición de la permeabilidad al aire y densidad por tomografía computarizada.

Wang (1995) mostró la disminución de la saturación de aceite residual en experimentos usando polímeros tipo HPAM y goma xantana en medios porosos de arenisca Antolini fuertemente mojados por agua en procesos de recobro secundario. Cada medio poroso utilizado fue inicialmente saturado con aceite, luego realizó un proceso de inyección de agua y finalmente inyectó aceite y finalizó con un recobro secundario con polímero. Los experimentos se realizaron con dos crudos diferentes (38 API, 8 cP a 24 °C y 22 API, 27 cP a 39,4 °C) y tres diferentes polímeros 1) HPAM-Naflo 3837 (9-12 Da), 2) HPAM-Flopaam 3330E, (10-15 Da) y 3) Xanthan-Flocon 3800C (1 Da). Los resultados obtenidos evidenciaron una recuperación de 3% adicional para la goma xantana, 3,8% para el Naflo y de 8% para el Flopaam 3330E. La reducción en la saturación de aceite final estuvo en un promedio de 4,4% y probablemente, la recuperación de crudo adicional se deba a las características heterogéneas del medio poroso Antolini.

Wang et al. (2000; 2001b), reportaron que la inyección de polímero después de un proceso de más de 10 volúmenes porosos de inyección de agua en corazones de arenisca del yacimiento Daqing, recupera un aceite adicional entre el 7 y 14 % del aceite *in situ*, por encima del recobro obtenido en la inyección de agua, el

cual fue de 52-67%. Ellos atribuyeron el recobro adicional a una eficiencia de barrido microscópica realizada por los polímeros y concluyeron que el carácter viscoelástico de las soluciones HPAM contribuyen en el drenaje del aceite adherido en la superficie de la roca y barren el aceite depositado en los poros que el agua no contacto, mejorando el desplazamiento del aceite debido a la heterogeneidad de las muestras de roca utilizadas. Finalmente, Wang y colaboradores propusieron un mecanismo de barrido o arrastre del aceite, especialmente en medio porosos con mojabilidad mixta y al aceite.

Una explicación a la reducción en la saturación de aceite residual (Sor) por la inyección de polímeros fue planteada por Xia et al., (2004). Ellos encontraron experimentalmente que el aceite atrapado es barrido por la solución polimérica viscoelástica en forma de hilos delgados y estables de petróleo que denominaron *oil threads*, los cuales fluyen por los poros. Ellos, trataron de explicar este mecanismo mediante ecuaciones de flujo, pero los resultados no fueron concluyentes. Más adelante, con el objetivo de modelar el fenómeno de barrido de aceite por soluciones poliméricas viscoelásticas, Yin et al., (2006) resolvieron numéricamente las ecuaciones de flujo que mostraron la efectividad del mecanismo.

No obstante, los resultados experimentales de las anteriores investigaciones no identifican las condiciones a las cuales los polímeros viscoelásticos contribuyen al incremento del recobro. La tendencia mostró una reducción en la saturación de aceite residual en medios porosos heterogéneos. Xia et al., (2008), indicaron a través de análisis teórico y experimental en un poro modelo que las HPAM reducen el Sor en un 15% después de inyectar agua utilizando un número capilar de 5×10^{-5} . También, evidenciaron una reducción en el Sor en muestras mojadas al aceite, ligeramente mojadas al aceite y con mojabilidad mixta que atribuyeron al efecto de los esfuerzos normales generados por la viscoelasticidad de polímeros HPAM de alto peso molecular.

Uribissinova et al., (2010) mostraron que la eficiencia de recobro mejora cuando el polímero presenta más altos índices de polidispersidad (DMW). Las evaluaciones fueron realizadas en lechos de vidrio empaquetados con granos de 20 a 50 μm , con polímeros de viscosidad similar y diferentes tiempos de relajación (D_e). Esta investigación reportó que las soluciones elásticas llevan a recobros de aceite más rápidos con bajos cortes de agua, reducción del 8% en la saturación de aceite residual y el tiempo de irrupción es mayor para polímero con propiedades elásticas.

Seright R. (2011), reportó resultados de investigaciones con polímeros asociativos y agentes poliméricos bloqueantes para altas permeabilidades con el objetivo de evaluar la reducción del Sor con polímero y el impacto sobre el recobro de aceite y la degradación química y mecánica. En esta investigación usaron muestras sintéticas de polietileno mojadas con aceite y homogéneas. Cada núcleo tenía una porosidad de 44,5% y una permeabilidad de 10 Darcys. Los desplazamientos con inyección de polímero se realizaron con HPAM 3830S a dos diferentes concentraciones (1020 y 3826 ppm) en agua de 2,52% de TDS y el crudo utilizado tenía 190 cP de viscosidad a 25 °C. El recobro terciario, luego de 11 Vp de agua con un polímero de 10 cP, redujo el Sor en un 4%. Seguidamente, con una solución de 100 cP se redujo el Sor aún más. Esta investigación indica un claro efecto de la mojabilidad al aceite del medio poroso sobre el factor de recobro por la inyección de polímero; sin embargo, no es claro, si esto se debe a la propiedad de viscoelasticidad de las soluciones poliméricas evaluadas.

Ehrenfried (2013) realizó estudios recientes usando fluidos con diferentes rangos de viscoelasticidad en areniscas. Él realizó la caracterización reológica de los fluidos y los evaluó en medios porosos heterogéneos, monitoreando cambios en la saturación inicial de aceite y la permeabilidad relativa, obteniendo resultados positivos en la reducción de la saturación de aceite residual, pero no en la contribución de la viscoelasticidad en esta reducción. Otras evaluaciones con poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas en medios porosos saturados con

crudo pesado de 2000 cP y 5000 cP como método de recuperación secundaria y terciaria, muestran un recobro adicional de aceite; no obstante, el recobro no es significativo cuando se incrementa la viscosidad del polímero HPAM de 3 cP a 60 cP. Estos resultados evidencian que la inyección de polímero puede ser aplicada en crudos muy viscosos, así no se logre una relación de movilidad de uno (Levitt et. al., 2013).

Koh (2015) evaluó la influencia de la salinidad, la dureza del agua de inyección, la temperatura y la concentración de polímero sobre la viscoelasticidad. Para esto realizó experimentos usando polímeros con números de D_e bajos (propios de condiciones de yacimiento reales) en empaques sintéticos de arena Ottawa y en medios porosos del campo Pelican Lake. Los resultados mostraron que la viscoelasticidad es función de la concentración de polímero, la salinidad y contenido de iones divalentes del agua de preparación; así Koh determinó valores críticos de concentración de polímero y salinidad del agua de preparación donde la solución polimérica presenta muy baja viscoelasticidad. Por otro lado, las evaluaciones en medios porosos se fundamentaron en mantener las condiciones de yacimiento que proporcionaron números de D_e bajos (bajas elasticidades). La conclusión final es que el polímero mejora la eficiencia de barrido macroscópica, pero se requiere realizar experimentos a nivel de medio poroso que involucren el efecto de los tiempos de relajación de los polímeros viscoelásticos y así determinar la influencia en la reducción de la saturación de aceite residual.

De acuerdo con la revisión del estado del arte las soluciones poliméricas sintéticas presentan propiedades viscoelásticas ($D_e > 1$) que pueden contribuir en la reducción de la saturación de aceite residual entre 1 y 15%; este efecto es más marcado cuando la evaluación se realiza en medios porosos heterogéneos fuertemente mojados al agua, debido a los cambios de flujo que puede sufrir la solución polimérica que permite la formación de viscosidades elongacionales en el medio poroso.

En el presente trabajo se evaluó el efecto la salinidad, la concentración del polímero y el peso molecular sobre el componente viscoelástico de polímeros. Además, se definieron las condiciones a las cuales los polímeros viscoelásticos contribuyen en la reducción de la saturación de aceite residual y por ende en el incremento de recobro. Para cumplir estos objetivos, primero, se evaluó la influencia de la salinidad, dureza del agua de inyección, concentración y peso molecular del polímero sobre el comportamiento viscoelástico de los polímeros. Adicionalmente, se evaluó en medios porosos reales y de afloramiento Berea, el efecto separado del comportamiento viscoso y elástico (variando el número de Deborah D_e) sobre el incremento de recobro mediante la reducción del Sor. Por otro lado, los resultados del comportamiento reológico y de flujo en medio poroso permitieron construir una metodología para mejorar el proceso de selección de polímero para EOR en laboratorio teniendo en cuenta las propiedades viscoelásticas de los polímeros.

2. PARTE EXPERIMENTAL

Este capítulo presenta una descripción detallada del diseño experimental implementado para desarrollar las evaluaciones del comportamiento viscoelástico de las soluciones poliméricas a partir de pruebas reológicas (viscosidad vs velocidad de corte) y oscilatorias (módulos G' y G'') y a nivel de medio poroso las pruebas de determinación de reducción del Sor por la inyección de soluciones poliméricas viscoelásticas. Los experimentos se llevaron a cabo en el Centro de Innovación y Tecnología del Instituto Colombiano del Petróleo, Laboratorios de Química de Producción y Recobro Mejorado.

La evaluación se realizó mediante un diseño experimental factorial 3^3 donde se involucró tres factores: salinidad, concentración de la solución polimérica y peso molecular de los polímeros, y los niveles fueron: bajo, medio y alto para cada factor. Los valores de los niveles utilizados para los factores de salinidad, peso molecular del polímero y concentración de solución polimérica se ajustaron a las condiciones del yacimiento colombiano en estudio.

2.1. ANÁLISIS FISCOQUÍMICO DEL AGUA DE PREPARACIÓN A EVALUAR

Las evaluaciones experimentales se realizaron con tres muestras de agua de inyección con diferentes valores de salinidad y la caracterización fisicoquímica mostrada en la Tabla 1. El nivel más bajo de salinidad corresponde a un agua de contenido de sólidos totales disueltos bajos de 596 ppm. Este tipo de agua de baja salinidad no es la fuente principal con la que cuenta el campo, sin embargo, se evalúa para comparar el efecto de la salinidad en la viscoelásticidad y por ende en la tecnología de inyección de polímero. La siguiente es una condición más cercana a los valores de salinidad del agua actual disponible en el yacimiento. Este segundo escenario corresponde a un agua de 5663 ppm de sólidos totales disueltos (diez veces el contenido de iones divalentes del agua del primer escenario). Finalmente, se evaluó el agua de preparación equivalente

a la salinidad del agua que probablemente se logre en dos (2) o tres (3) años con el incremento de producción de agua con un contenido de sólidos totales disueltos de 10731 ppm.

Tabla 1. Caracterización fisicoquímica agua de preparación

Concentración iones (mg/L)	salinidad baja	salinidad media	salinidad alta
Calcio	32	372	712
Magnesio	3	67	121
Sodio	140	1544	2947
Potasio	12.1	111	219
Hierro	0.2	2	3.0
Bario	1.1	7	13.2
Estroncio	1.3	19	37.2
Carbonatos	0	0	0
Bicarbonatos	137	404	671
Sulfatos	4	12	19.1
Cloruros	217	3075	5933
Total Sólidos Disueltos	596	5663	10731
Salinidad	550	5445	10340
pH	7.82	7.0	6.61
Resistividad a 25 °C (ohm-m)	10.2	5.4	0.62

La preparación de las soluciones poliméricas se realizó con salmueras sintéticas equivalentes a las características fisicoquímicas del agua de campo (Tabla 1), pero preparadas a base de sales de cloruros, con el objetivo de aislar otras fuentes que causan problemas adicionales y tener más control sobre las variables del proceso. La composición de las sales utilizadas para la preparación de las diferentes aguas sintéticas de evaluación se presenta en la (Tabla 2).

Tabla 2. Propiedades de salmueras sintéticas utilizadas

Componentes (g/L)	Salinidad baja	Salinidad media	Salinidad alta
NaCl	0.359	3.950	7.541
KCl	0.023	0.221	0.418
MgCl ₂ ·6H ₂ O	0.025	0.519	1.012
CaCl ₂ ·2H ₂ O	0.117	1.365	2.612

2.2. SELECCIÓN DE LOS POLÍMEROS

La salinidad del agua de preparación (salinidad y contenido de iones divalentes) y la temperatura del yacimiento son relevantes para la selección del polímero. A temperaturas altas, se requieren estructuras químicas robustas que permitan mantener la estabilidad del polímero, por lo tanto, se seleccionó polímeros que contienen monómeros tales como ATBS (acrilamida-terbutil sulfonada) o grupos hidrófobos que los hace resistentes a la temperatura y a los iones divalentes. Los polímeros seleccionados se identificaron como A, B y C, y corresponden a soluciones poliméricas que hidratan adecuadamente y logran mantener valores de viscosidad estables a condiciones de alta temperatura (105°C) y altas velocidades de corte.

Tabla 3. Caracterización de los polímeros evaluados

Nombre	Carga Aniónica	Hidrólisis Teórico (%)	Mw Promedio (10 ⁶ Da)	Contenido Azufre* (%)
A	Poliacrilamida Aniónica Sulfonada más 0,2% hidrófobo	24.0	10	5.0
B	Poliacrilamida Aniónica Sulfonada	25.0	15	5.4
C	Poliacrilamida Aniónica más microbloques	26.6	20	0.5

*Medido por fluorescencia RX

Los polímeros A y B tienen en su estructura monómeros de ATBS y adicionalmente, el polímero A tiene 0,2% de un hidrófobo, que lo hace resistente a condiciones de alta salinidad. En contraste, el polímero C, contendría otro tipo de monómero adicionado como microbloques en la cadena polimérica principal, que le daría resistencia a la salinidad, los iones divalentes y la temperatura. En la Tabla 3 se presenta la identificación y caracterización de los polímeros seleccionados para esta evaluación. El porcentaje de hidrólisis teórico es muy similar para los tres polímeros diferenciándose en el peso molecular, siendo el polímero C el de mayor peso molecular y el A el de menor. Otra diferencia marcada es el contenido de azufre de los tres polímeros, el polímero A y B tienen un contenido similar de aproximadamente 5% de azufre en su estructura y el polímero C un contenido de 0,5%.

2.3. CONCENTRACIONES DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS

Las concentraciones de las soluciones poliméricas de A, B y C se definieron teniendo en cuenta la salinidad del agua de preparación la cual influye en su comportamiento viscoelástico. En el caso del primer escenario, agua con TDS de 596 ppm, permite que los tres polímeros desarrollen viscosidades representativas con baja concentración de polímero. Por el contrario, el tercer escenario, requiere de una mayor concentración de solución polimérica para lograr viscosidades representativas.

Teniendo en cuenta los precedentes mencionados y que una parte del polímero se adsorbe en la roca y que una alta concentración del polímero puede hacer inviable económicamente el proyecto de inyección de polímeros (Qi & Feng, 1998) se definieron tres escenarios para la concentración de polímero: 500 ppm, 1500 ppm y 2000 ppm.

2.4. DISEÑO EXPERIMENTAL COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS

2.4.1. Evaluaciones comportamiento viscoelástico de soluciones poliméricas. La matriz experimental definida de acuerdo a los factores y niveles se resume en la Tabla 4. El planteamiento del diseño experimental se realizó en el software Minitab 17, 2013. En la Tabla 5 se presentan las posibles combinaciones experimentales a realizar con los diferentes factores y niveles. En total se deben realizar 54 experimentos, 27 de las cuales corresponden a evaluaciones reológicas para determinar la viscosidad de las soluciones poliméricas en función de la velocidad de corte y las otras 27 corresponden a evaluaciones experimentales oscilatorias.

Tabla 4. Matriz experimental para la evaluación reológica y oscilatoria de los polímeros A, B y C

Factores	Niveles		
	Bajo	Medio	Alto
Salinidad agua de preparación equivalente a NaCl (ppm)	550	5445	10340
Peso molecular polímero (MDa)	10	15	20
Concentración de polímero (ppm)	500	1500	2500
Temperatura Reología	100°C		
Temperatura Oscilatorias	25°C		

*Total experimentos 54

Tabla 5. Diseño experimental de evaluaciones reológicas y oscilatorias de soluciones poliméricas de A, B y C en el software Minitab 17, 2013.

Orden de Corrida	Bloques	Salinidad NaCl ppm	Concentración Polímero ppm	Peso Molecular MDa
1	1	10340	500	10
2	1	10340	500	15
3	1	10340	500	20
4	1	5445	500	10
5	1	5445	500	15
6	1	5445	500	20
7	1	550	500	10
8	1	550	500	15
9	1	550	500	20
10	1	10340	1500	10
11	1	10340	1500	15
12	1	10340	1500	20
13	1	5445	1500	10
14	1	5445	1500	15
15	1	5445	1500	20
16	1	550	1500	10
17	1	550	1500	15
18	1	550	1500	20
19	1	10340	2500	10
20	1	10340	2500	15
21	1	10340	2500	20
22	1	5445	2500	10
23	1	5445	2500	15
24	1	5445	2500	20
25	1	550	2500	10
26	1	550	2500	15
27	1	550	2500	20

2.4.2. Evaluación comportamiento viscoelástico de soluciones poliméricas

en medio poroso. En la segunda etapa se realizó la evaluación de los polímeros seleccionados A, B y C en dos diferentes medios porosos: tres heterogéneos y dos homogéneos. Los medios porosos heterogéneos corresponden al yacimiento en evaluación de alta permeabilidad (3 y 5 Darcys) y las muestras homogéneas son naturales del afloramiento Berea de menor permeabilidad de aproximadamente 500 mD.

Las primeras evaluaciones para los tres polímeros se realizaron en dos medios porosos homogéneos de afloramiento Berea de 1 ft de longitud identificados como Berea 1 y 2. En la Berea 1, se evaluó soluciones poliméricas de A, B y C de igual elasticidad y en la Berea 2 soluciones poliméricas de A, B y C de igual viscosidad diferente elasticidad. Luego, se realizó las evaluaciones para los tres polímeros en los medios porosos heterogéneos, para lo que se construyeron 3 *composites* de permeabilidad similar identificados como Muestras 1, 2 y 3. Los polímeros usados en estos medios porosos fueron preparados de tal forma que tuvieran el mismo valor de viscosidad pero diferente número de D_e con el fin de evidenciar el efecto elástico de las soluciones poliméricas sobre el incremento del recobro. En la Tabla 6 se presenta la matriz experimental llevada a cabo en las evaluaciones de medio poroso.

Tabla 6. Matriz experimental para la evaluación del incremento del recobro de crudo de los polímeros A, B y C en medios porosos reales y de afloramiento

Nº	Medio poroso	Polímero	Viscosidad/Tiempos relajación	
			Primera inyección	Segunda inyección
1	Muestra 1	A	5 cP	30 cP
2	Muestra 1	B	5 cP	30 cP
3	Heterogéneo Muestra 2	C	5 cP	30 cP
4	Muestra 1	A	14 cP	5,1 cP -25,6 cP
5	Muestra 3	C	40 cP	---
6	Homogéneo Berea 1	A, B, C	2.18 s	---
7	Berea 2	A, B, C	5 cP	---

2.5. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.5.1. Comportamiento reológico de soluciones polimérica.

Evaluaciones rotacionales: se realizaron en un reómetro Anton Paar MCR702 TwinDrive con cámara de alta presión y geometría *DoubleGap* DG35,12/PR

mediante barridos de velocidad rotacional (medida indirecta de la velocidad de corte) entre 1-100 rpm ($4.24-424s^{-1}$) y condiciones de alta temperatura (104 °C)

Evaluaciones oscilatorias: se usó el reómetro Anton Paar MCR702, utilizando la celda de temperatura CTD180 y la geometría cono placa (Cono 1°). Las evaluaciones realizadas fueron barridos de amplitud donde se determinó los módulos elástico $G'(\gamma)$ y viscoso $G''(\gamma)$ de los tres polímeros en función de la deformación (γ) entre 0,1 y 100 % a frecuencia constante de 10 rad/s. Los barridos de frecuencia dinámica miden las propiedades de la solución de polímero tales como el módulo de almacenamiento, el módulo de pérdida y la viscosidad compleja en el rango especificado de frecuencias oscilatorias. Para las evaluaciones experimentales realizadas en este estudio se usó el valor de deformación dentro del rango de viscoelasticidad lineal de la prueba dinámica de barrido de amplitud y rangos de frecuencias entre 0.1 y 100 rad/s. En estas pruebas

De acuerdo a lo sugerido por diferentes investigadores, si se toma el logaritmo de las expresiones para G' y G'' , se observa que a frecuencias bajas, la pendiente de una gráfica de $\log G'$ contra $\log \omega$ es 1. A frecuencias menores a $1/\lambda$, G' es menor que G'' , y se hacen iguales cuando $\omega = 1/\lambda$. Por lo tanto, los tiempos de relajación de las soluciones poliméricas evaluadas en este trabajo se obtuvieron a partir del intercepto entre las curvas de G' y G'' de la evaluación de barrido de frecuencia dinámica.

2.5.2. Evaluación de desplazamiento en medio poroso. La evaluación de eficiencia de desplazamiento por inyección de polímero en medios porosos a condición de saturación de aceite residual (S_{or}) se realizó en un equipo de desplazamiento coreflooding Jefry, el cual cuenta con: 4 sensores de diferencial de presión que permiten medir la caída de presión en el medio poroso, un sistema de calentamiento para adecuar la temperatura de evaluación y una bomba para desplazar fluidos. La evaluación involucró los siguientes pasos:

1. Saturación del medio poroso con agua de más baja salinidad.

2. Restauración de mojabilidad con crudo propio del yacimiento cuando se trate de medios porosos reales, si son medios porosos de afloramiento Berea solo se realiza saturación con crudo muerto.
3. Eficiencia de desplazamiento por inyección de agua hasta saturación de aceite residual, en este caso se deben inyectar más de 10 VP de agua para garantizar condición de Sor.
4. Eficiencia de desplazamiento por inyección de soluciones poliméricas viscoelásticas.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas medios porosos evaluados

Medio Poroso		Medio poroso real			Berea	
		Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Berea 1	Berea 2
Identificación	Unidades	1	2	3	1	2
Longitud	[cm]	17.4	19.3	17.5	30.6	30.6
Diámetro	[cm]	3.8	3.8	3.8	3.73	3.73
Área Transversal	[cm ²]	11.2	11.3	11.4	10.90	10.93
Volumen poroso	[cm ³]	38.3	47.9	36.6	70.243	70.203
Porosidad	[fracción]	0.20	0.22	0.19	0.211	0.21
Permeabilidad Klink. Armónica	[md]	2632	2906	2355	487.7	539.8

Se realizaron siete experimentos de desplazamiento en medio poroso heterogéneo de alta permeabilidad (2-5 Darcys) y en medio poroso homogéneo del afloramiento de Berea de baja permeabilidad (400 -500 mD). La Tabla 7 presenta las propiedades petrofísicas de las muestras de roca usadas medidas en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos del Centro de Innovación y Tecnología del ICP.

Los experimentos se realizaron a temperatura de yacimiento entre 100 y 104 °C, presión de confinamiento de 2000 psi y presión de producción de 800 psi usando el agua sintética de más baja salinidad equivalente a 550 ppm de NaCl para saturar el medio poroso y medir la permeabilidad absoluta. La preparación de los medios porosos identificados como 1 y 2 para realizar los experimentos 1, 2 y 3

involucró la restauración de la mojabilidad desplazando suficientes volúmenes porosos de crudo muerto ($\mu=700$ cP a 100°C) hasta lograr una condición de saturación de agua crítica (S_{wc}). Luego, se saturó con crudo recombinado ($\mu=370$ cP y $\text{GOR}=30\text{SCF/BI}$ a 100°C) y se desplazó suficientes volúmenes porosos de agua hasta alcanzar una condición de saturación de aceite residual (S_{or}). En el caso del medio poroso homogéneo de afloramiento Berea no se requirió el proceso de restauración de mojabilidad por ser medios porosos altamente mojados al agua debido a que su mayor composición es cuarzo y no se usó crudo recombinado con gas del yacimiento.

La tasa de flujo de inyección de agua y polímero utilizada en todos los experimentos fue de $0,25\text{ cm}^3/\text{min}$ ($5,2\text{ ft/día}$); no obstante para garantizar una condición de saturación de aceite residual se incrementó la tasa hasta 4 veces la tasa inicial llegando a valores de $1,0\text{ cm}^3/\text{min}$ ($20,8\text{ ft/día}$) con el objetivo de generar un mayor gradiente de presión y reducir las fuerzas capilares para tener un mejor barrido microscópico del agua. En el Anexo B se presenta la descripción detallada del procedimiento llevado a cabo en la preparación del medio poroso heterogéneo del yacimiento u homogéneo de Berea para la inyección de soluciones poliméricas viscoelásticas.

En el medio poroso heterogéneo se llevaron a cabo dos experimentos: experimento 1 y experimento 2. El procedimiento utilizado constó de la inyección de más de 6 volúmenes porosos de agua y luego, glicerina como fluido newtoniano para garantizar una condición de saturación de aceite residual. Después, se inyectó de manera consecutiva y en diferente orden los tres polímeros, A, B y C. La temperatura de los experimentos 1 y 2 fue de 100°C para lograr una viscosidad de 5 cP aproximadamente para la glicerina.

En el experimento 1 se garantizó que los tres polímeros tuvieran un comportamiento elástico similar mediante la variación de la concentración de polímero hasta obtener un tiempo de relajación de 2,18 s para los tres polímeros. La secuencia de inyección de los polímeros en el experimento 1 fue: primero el

polímero A ($\mu=36,1$ cP), segundo el polímero C ($\mu=9,6$ cP) y tercero el polímero B de viscosidad intermedia ($\mu=20,2$ cP). El polímero A es el de mayor viscosidad y fue el primero en ser inyectado para barrer todas las zonas no contactadas por el agua, mientras que el orden de inyección de los polímeros C y B se estableció para evidenciar el efecto de la componente elástica sobre el recobro. Un volumen adicional de polímero A se inyectó en este experimento 1 para corroborar el efecto elástico en el incremento de recobro una vez se tenía la muestra a condición de Sor después de inyectar glicerina y los polímeros a las diferentes viscosidades.

En el caso del experimento 2, se inyectó inicialmente glicerina para barrer las zonas no contactadas por el agua y luego, se inyectaron los polímeros A, B y C preparados de manera que tuvieran el mismo valor de viscosidad de la glicerina ($\mu=5,5$ cP) y diferentes valores de número de D_e (diferentes λ). La secuencia de inyección se realizó incrementando el comportamiento elástico de las soluciones poliméricas de la siguiente forma: 1) polímero A ($\lambda = 0,05$ s), 2) polímero B ($\lambda = 0,10$ s) y 3) polímero C ($\lambda = 0,23$ s).

En los medios porosos heterogéneos de un yacimiento colombiano se llevaron a cabo los experimentos 3, 4 y 5. Los experimentos 3 y 4 se realizaron sobre el mismo medio poroso identificado como muestra 1, garantizando que el medio poroso conservará las propiedades de flujo similares a la evaluación realizada previamente, aunque los resultados evidenciaron un proceso de histéresis de las permeabilidades efectivas al agua y crudo. En el experimento 3 se evaluó el polímero A de más bajo peso molecular y en el experimento 4 el polímero C de alto peso molecular. Los experimentos 3 y 4 se realizaron sobre el mismo medio poroso identificado como muestra 1, garantizando que el medio poroso conservará las propiedades de flujo similares a la evaluación realizada previamente, aunque los resultados evidenciaron un proceso de histéresis de las permeabilidades efectivas al agua y crudo. El experimento 5 se realizó en el medio poroso identificado como muestra 2 y se evaluó el polímero B.

En los experimentos 3, 4 y 5, las soluciones poliméricas de A, B y C se inyectaron con una misma viscosidad de aproximadamente 5 cP pero con tiempos de relajación distintos. El polímero A tenía un tiempo de relajación de 0,06 s ($De = 3,1$), el polímero B con 0,112 s ($De = 2,7$) y el polímero C de 0,4 s ($De = 6,5$).

Dos experimentos adicionales, nombrados 6 y 7, se realizaron en los medios porosos muestras 1 y 3 con los polímeros A y C, respectivamente. El experimento 6 se realizó a condición de saturación de aceite residual con la inyección de 14,5 VP de agua; luego, se realizó una secuencia de inyección de la solución polimérica de A con diferente viscosidad y elasticidad con el objetivo de evidenciar el recobro incremental por la variación de la elasticidad, el orden de inyección fue el siguiente: 1) $\mu = 13,6$ cP, $\lambda = 0,55$ s 2) $\mu = 5,1$ cP, $\lambda = 0,06$ s y 3) $\mu = 25,6$ cP, $\lambda = 1,33$ s. En el experimento 7 se inyectó el polímero C de mayor peso molecular con valores de $\mu = 40$ cP, $\lambda = 40$ s; el objetivo de este experimento fue representar un polímero de alta viscosidad y elasticidad y verificar su influencia en la reducción del Sor.

El número Capilar se calculó usando su definición en términos de viscosidad del fluido desplazante y velocidad Darcy en medio poroso. La velocidad de corte equivalente en el medio poroso se determinó de acuerdo a cada experimento mediante la ecuación propuesta por Wreath (1989). La relación de movilidad se calculó usando los valores de permeabilidad efectiva al agua y la viscosidad de los fluidos y finalmente, el número de De se calculó con base en la Ecuación 16 usando los tiempos de relajación como el inverso de las frecuencias angulares determinados en la primera parte de este trabajo de investigación. Las saturaciones de agua y aceite reportadas son valores promedios realizados durante todos los experimentos mediante un balance de materiales.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

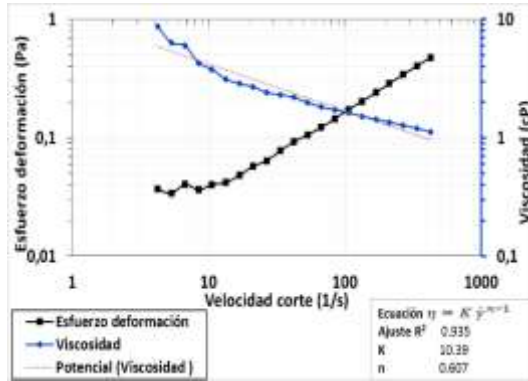
Este capítulo se divide en dos: 1) presenta los resultados obtenidos de las evaluaciones experimentales correspondientes a mediciones rotacionales y oscilatorias de las soluciones poliméricas seleccionadas de acuerdo al diseño experimental planteado y 2) presenta los resultados de las evaluaciones experimentales de determinación de eficiencia de desplazamiento por inyección de polímero a condición de saturación de aceite residual realizadas en medios porosos reales y de afloramiento de Berea.

3.1. COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS

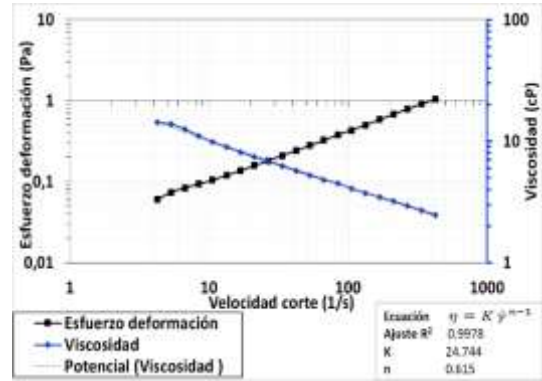
3.1.1. Evaluaciones rotacionales. En la Figura 11 se presentan los resultados de las mediciones de viscosidad (línea azul) y esfuerzo de deformación (línea negra) del polímero A en agua de preparación de 550, 5445 y 10340 ppm de salinidad equivalente en NaCl en función de la velocidad de corte. En esta misma gráfica se muestra el ajuste del modelo de potencia realizado a los datos experimentales de viscosidad del polímero A en los tres escenarios de salinidad y las diferentes concentraciones de polímero. Los resultados de las mediciones de viscosidad y esfuerzo de deformación para el polímero B y C se presentan en el Anexo C.

Figura 11. Reograma de soluciones poliméricas de A preparadas en agua de salinidades a) 550 ppm b) 5445 ppm y c)10340 ppm de NaCl, T 104 °C y diferentes concentraciones de soluciones poliméricas

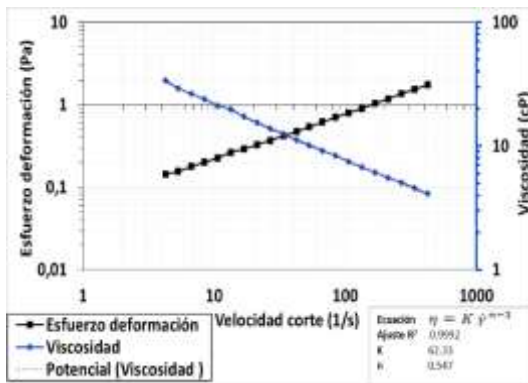
a) Agua preparación salinidad 545 ppm



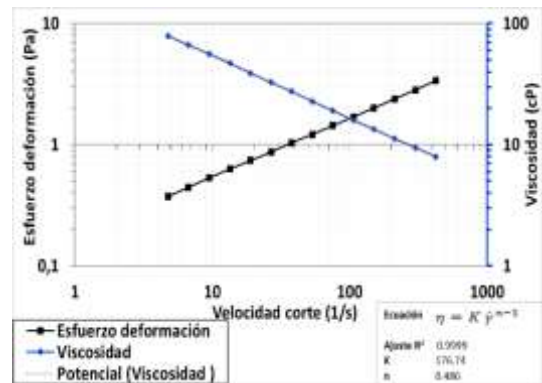
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

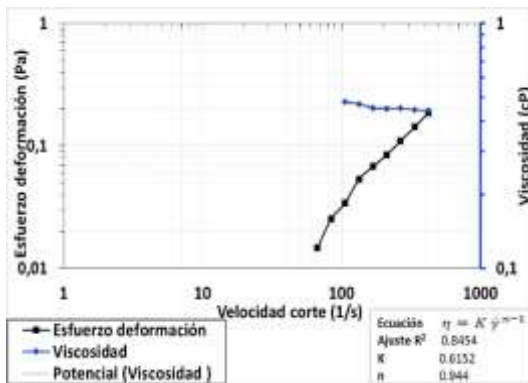


Concentración polímero 1500 ppm

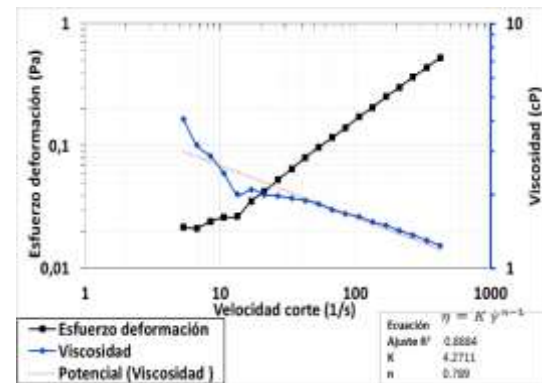


Concentración polímero 2500 ppm

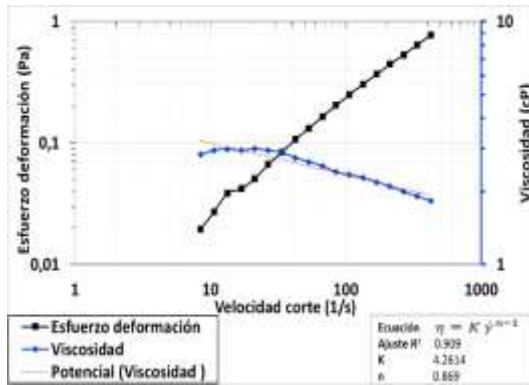
b) Agua preparación salinidad 5445 ppm



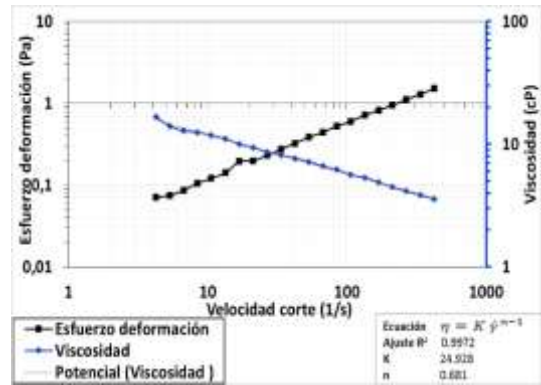
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

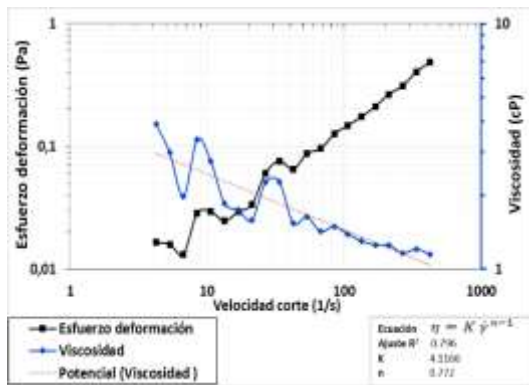


Concentración polímero 1500 ppm

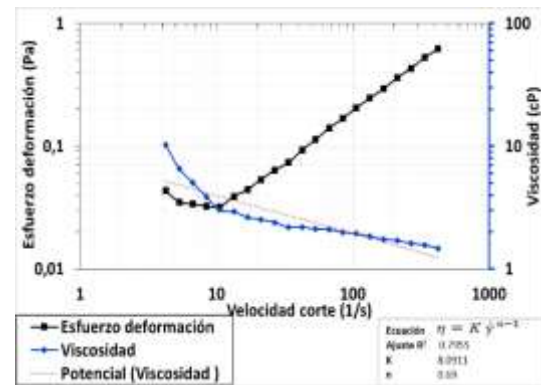


Concentración polímero 2500 ppm

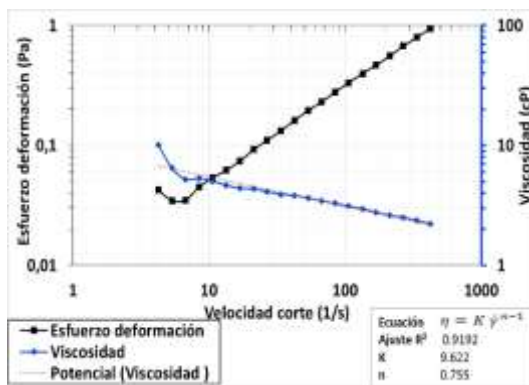
a) Agua preparación salinidad 10340 ppm



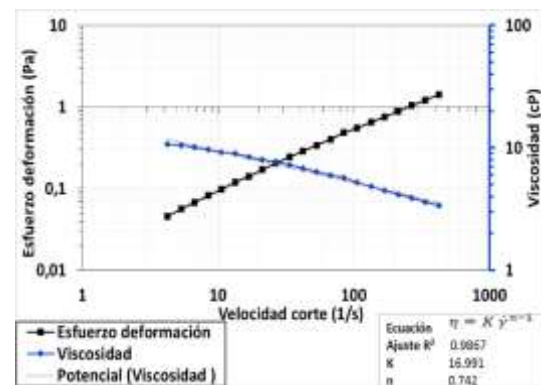
Concentración polímero 1000 ppm



Concentración polímero 1500 ppm



Concentración polímero 2000 ppm



Concentración polímero 2500 ppm

Tabla 8. Parámetros Ley de Potencia de soluciones poliméricas de A, B y C a diferentes concentraciones y salinidades del agua de preparación.

Polímero	Polímero A											
Salinidad (ppm)	550				5445				10340			
Parámetros	Concentraciones de polímero				Concentraciones de polímero				Concentraciones de polímero			
	500	1000	1500	2500	500	1000	1500	2500	1000	1500	2000	2500
K	10,39	24,74	62,33	176,74	0,61	4,27	4,261	24,93	4,117	8,091	9,622	16,99
n	0,61	0,62	0,55	0,49	0,91	0,79	0,87	0,68	0,77	0,69	0,76	0,74
Coefficiente de correlación R²	0,94	1,00	1,00	1,00	0,85	0,88	0,91	1,00	0,80	0,80	0,92	0,99
Polímero	Polímero B											
K	4,37	22,11	65,61	255,13	0,93	4,65	6,08	28,25	4,02	4,03	11,06	20,35
n	0,78	0,64	0,54	0,44	0,92	0,80	0,85	0,70	0,80	0,88	0,76	0,71
Coefficiente de correlación R²	0,99	1,00	1,00	1,00	0,55	0,96	0,94	0,98	0,90	0,88	0,99	0,99
Polímero	Polímero C											
K	12,07	35,30	166,19	440,80	1,45	5,15	7,79	28,11	5,12	8,79	11,15	14,43
n	0,63	0,58	0,41	0,35	0,91	0,71	0,77	0,67	0,74	0,70	0,74	0,74
Coefficiente de correlación R²	0,99	1,00	1,00	1,00	0,93	0,92	1,00	0,99	0,85	0,95	0,98	0,98

A partir de las mediciones de viscosidad en función de la velocidad de corte se ajustaron los datos experimentales de las soluciones poliméricas en la región pseudoplástica al modelo de Ley de Potencia. En la Tabla 8 se presentan los valores de K , n y el coeficiente de correlación respecto a la salinidad, concentración y tipo de polímero.

Los parámetros siguen tendencias lógicas al aumentar la concentración de los polímeros. El exponente n se aproxima a 1 a medida que la viscosidad disminuye, lo que indica que la solución polimérica tiende a ser más newtoniana que pseudoplástica. El coeficiente de correlación R^2 estuvo cercano a 1 para todos los polímeros en la condición de salinidad de 550 ppm de NaCl; sin embargo, a medida que se incrementó la salinidad del agua de preparación el coeficiente de correlación se aleja de 1, lo que muestra la baja estabilidad de las soluciones poliméricas preparadas en salmueras de mayores salinidades. El polímero A de concentración de 1000 ppm, por ejemplo, presenta un coeficiente de correlación (R^2) de 0,88 a salinidad de 5445 ppm de NaCl y de 0,80 para la salinidad de 10340 ppm de NaCl; pero con una tendencia a aumentar el coeficiente de correlación con el aumento en la concentración de polímero, así el mismo polímero a concentración de 2500 ppm en agua de salinidad de 10340 ppm presenta un R^2 de 0,99.

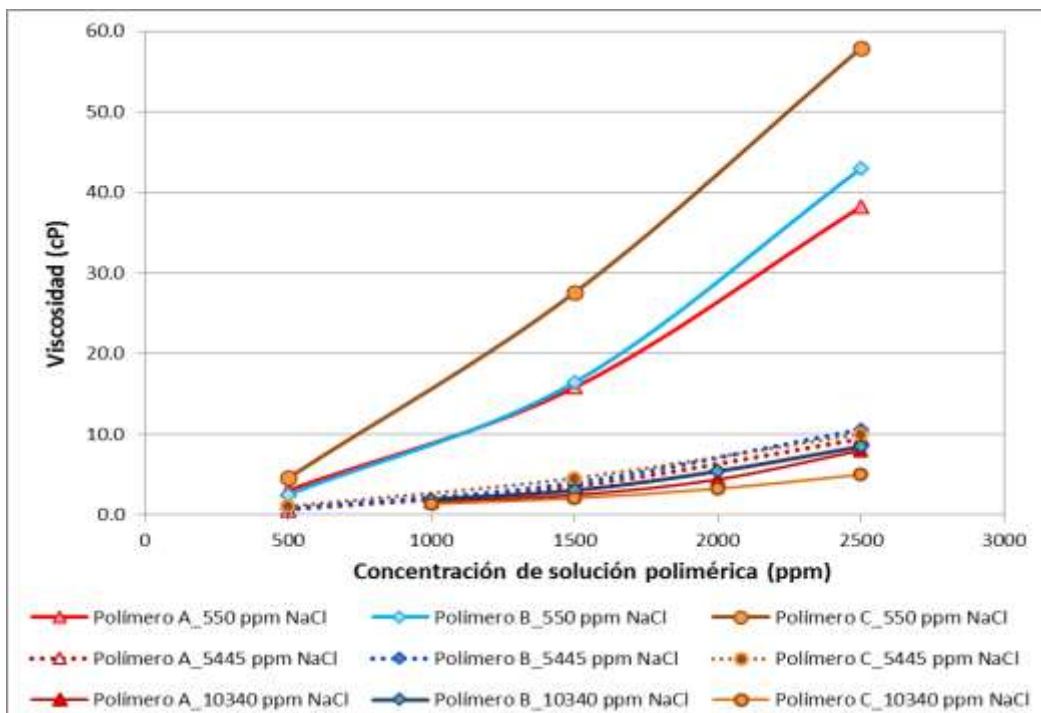
Por otra parte, el parámetro K aumenta a medida que aumenta la viscosidad, esto quiere decir que la estructura interna del polímero se mantiene más estable cuando el fluido es más viscoso, por este motivo se dificulta más su movilidad. Los modelos matemáticos de ley de potencia muestran que el orden de desarrollo de viscosidad en un escenario de agua de preparación de baja salinidad (550 ppm de NaCl) es el siguiente: C, B y A; pero, el incremento en salinidad del agua de preparación de la solución polimérica no necesariamente mantiene este orden.

En general se observó que a menor salinidad del agua de preparación mayor es la viscosidad desarrollada por el polímero. En bajas salinidades, las cargas

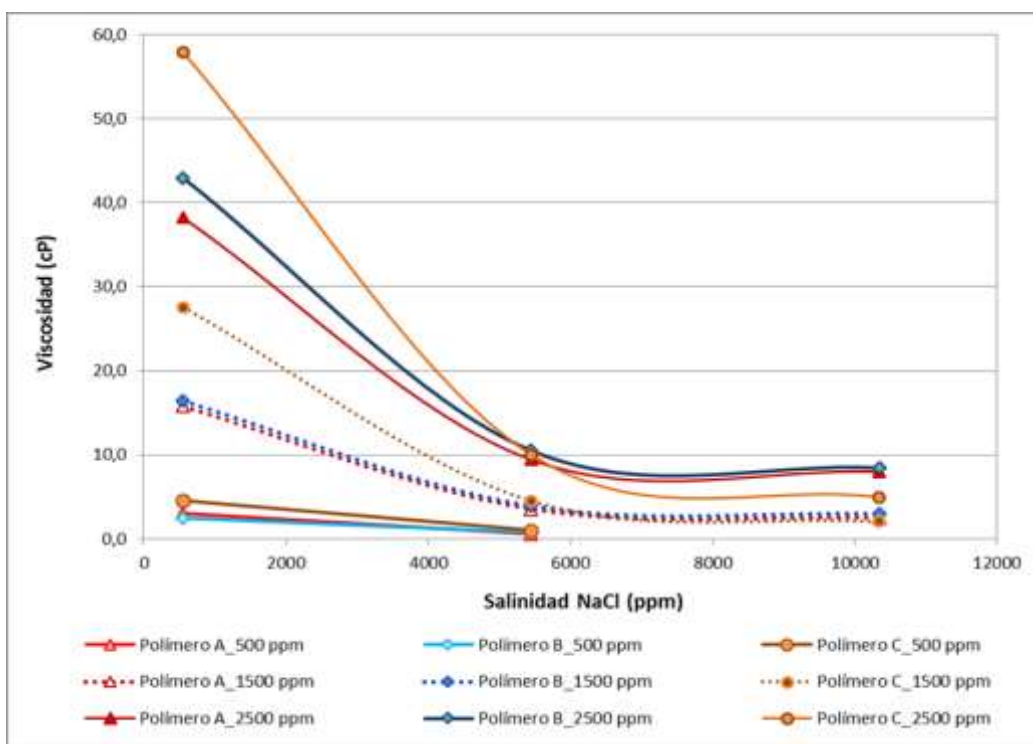
negativas en la estructura química del polímero se repelen creando una doble capa estable, la cual genera repulsión y mayor estiramiento de las cadenas de polímero, lo que se traduce en incrementos de viscosidad. Cuando un electrolito, como el NaCl, se agrega a una solución de polímero, las fuerzas de repulsión disminuyen y la doble capa se desestabiliza; por lo tanto el estiramiento se reduce (menor volumen hidrodinámico) y disminuye la viscosidad (Szabo M. T., 1979) (Sheng James J., 2011). Este fenómeno se hizo evidente para los tres polímeros evaluados en las salinidades de 5445 y 10340 ppm de NaCl, siendo más marcado en 10340 ppm de NaCl. Es necesario aclarar que en el escenario de salinidad de 10340 ppm no se logró medir la viscosidad de ninguna solución polimérica a concentración de 500 ppm, por lo que se incrementó la concentración a un valor de 1000 ppm.

Las soluciones poliméricas A, B y C a una velocidad de corte constante presentan mayor viscosidad a concentraciones altas de polímero. Adicionalmente, la viscosidad de las soluciones poliméricas de A, B y C en todas las concentraciones presentaron un comportamiento pseudoplástico, es decir, la viscosidad disminuye cuando la velocidad de corte se incrementa. De los resultados obtenidos de las viscosidades en función de la velocidad de corte para los polímeros A, B y C se puede concluir que el comportamiento pseudoplástico llega a ser menos pronunciado a medida que disminuye la concentración de polímero en la solución y cuando se incrementa la salinidad del agua de preparación de la solución polimérica, en esta investigación después de una salinidad de 5445 ppm de NaCl el comportamiento pseudoplástico es menos marcado.

Figura 12. Viscosidad soluciones poliméricas A, B y C en función de a) concentración solución polimérica y b) salinidad del agua de preparación, velocidad de corte de 20 s⁻¹



a) Concentración de la solución polimérica



b) Salinidad equivalente en NaCl

En la Figura 12 se presenta una comparación de las viscosidades obtenidas a velocidad de corte constante de 20 s^{-1} para las soluciones poliméricas A, B y C. en las salinidades de 550, 5445 y 10340 ppm de NaCl. En la condición de salinidad de 550 ppm de NaCl, los polímeros A y B, mostraron valores de viscosidad similares en las concentraciones de polímero de 1000 y 1500 ppm. Por encima de una concentración de 550 ppm de salinidad, el polímero B mostró una viscosidad inferior a la del polímero A, aunque la diferencia no es grande. Por otro lado, el polímero C tiene mayor peso molecular, por ende la concentración de polímero requerida para alcanzar una viscosidad similar a la de los polímeros A y B es menor.

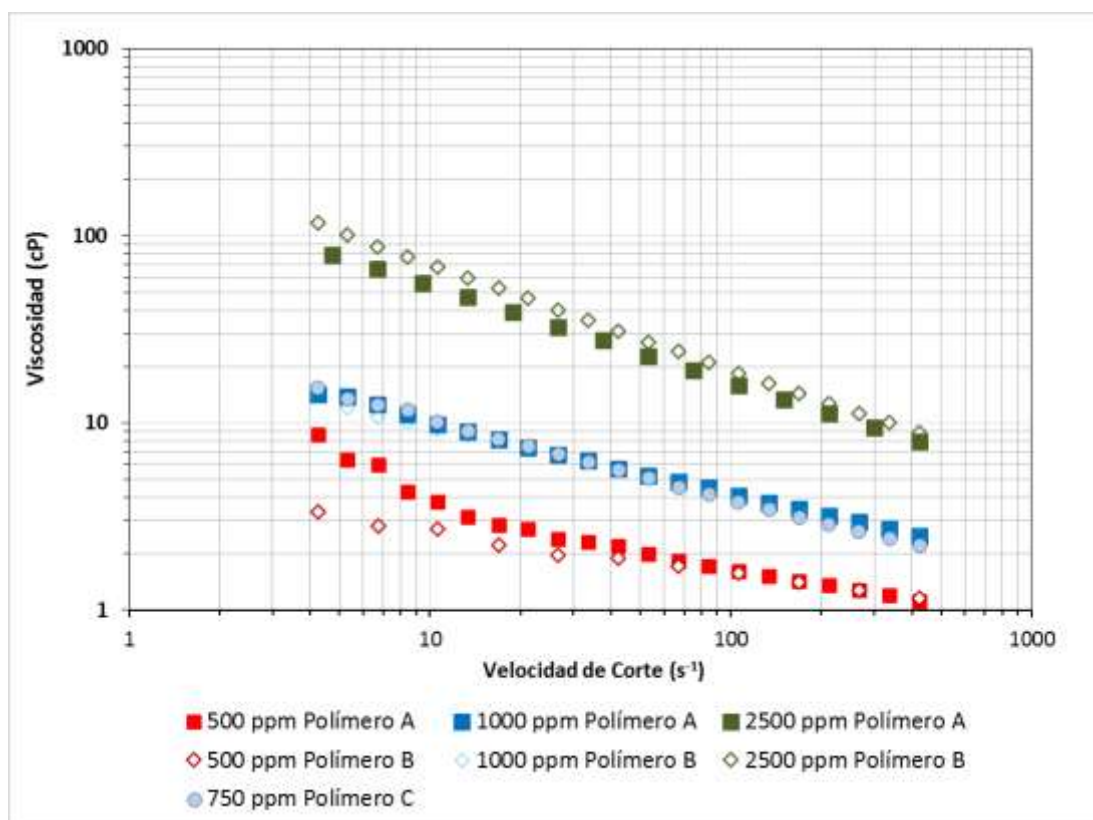
Al incrementar la salinidad del agua de preparación a 5445 ppm de NaCl, el valor de viscosidad de los polímeros A, B y C es similar; no obstante, en las concentraciones de 500 y 1500 ppm, el polímero C mostró mayor viscosidad, seguido por la de A y la de B. Cuando se incrementa la concentración a 2500 ppm el polímero que desarrolla mayor viscosidad es el polímero A. El polímero A, a pesar de tener el menor peso molecular, es capaz de desarrollar viscosidades similares a los otros dos polímeros a las mismas concentraciones de solución polimérica, evidentemente la estructura química del polímero sulfonado con 0,2% de un hidrofóbo (polímero A) no sólo lo hace resistente a la temperatura si no a altas salinidades del agua de preparación.

Finalmente, el último escenario evaluado de salinidad de 10340 ppm, es el más crítico. El polímero C mostró el menor valor de viscosidad a pesar de tener el mayor peso molecular; esto se debe a que su estructura está soportada por microbloques que proporcionan estabilidad térmica pero no química. El polímero A mostró mayor viscosidad a pesar de ser el de menor peso molecular, esto gracias a que tiene en su estructura 0,2 % de un hidrofóbo y los grupos sulfonados tipo ATBS que le confieren estabilidad térmica y química.

Si la condición requerida para evaluar es una salinidad baja entre 500 y 2000 ppm equivalente a NaCl a temperatura de $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ se recomendaría utilizar un

polímero con una estructura química similar al polímero C, pero si se requiere el uso de mayor salinidad las mejores estructuras químicas de soluciones poliméricas son grupos sulfonados con grupos hidrófobos para que sean estables termoquímicamente.

Figura 13. Viscosidades de soluciones poliméricas A, B y C vs velocidad de corte en agua de salinidad equivalente a 550 ppm de NaCl, T=104 °C



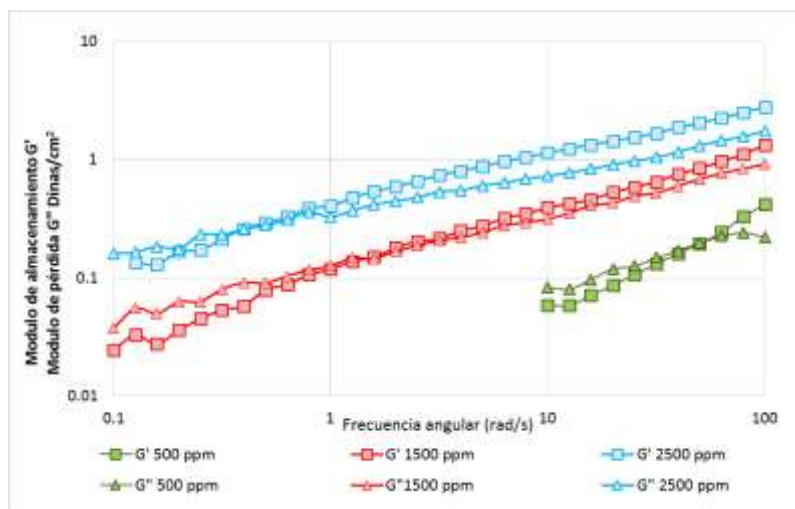
En la Figura 13, se presenta una comparación de la viscosidad desarrollada por los polímeros A y B a concentración de 500, 1000 y 2500 ppm y el polímero C a 750 ppm. Los resultados muestran que después de cierta velocidad de corte el valor de la viscosidad llega hacer similar para los dos polímeros y a concentraciones de polímero bajas (500 ppm) se requiere una velocidad de corte alta para que las viscosidades sean similares. En las concentraciones de 1000 ppm (polímeros A y B) y 750 ppm (polímero C), las viscosidades son cercanas desde velocidades de corte menores de 4,24s⁻¹ hasta 424 s⁻¹. Al comparar los valores de viscosidad en función de la velocidad de corte de los

tres polímeros (A, B y C), se evidenció que a pesar de la diferencia en la estructura química de los tres, éstos desarrollan viscosidades similares en los intervalos de velocidad de corte de 10 s^{-1} y 424 s^{-1} , siendo más cercanas a velocidades de corte altas.

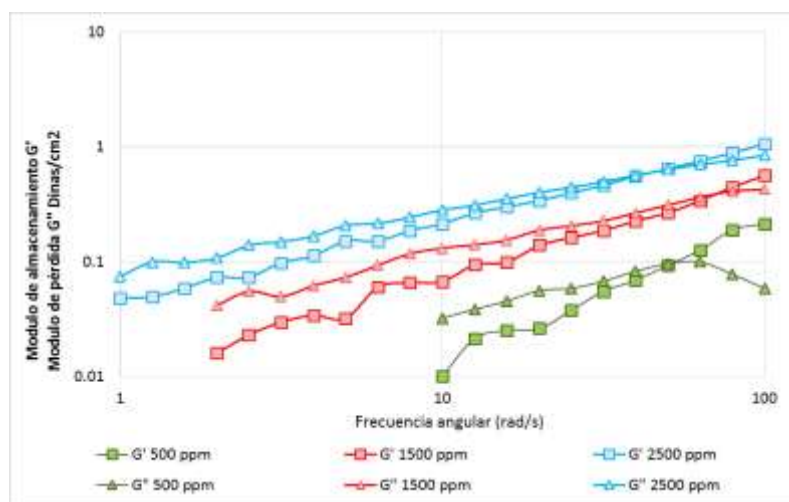
Finalmente, los resultados obtenidos de viscosidad en todos los escenarios evaluados muestran que la viscosidad de una solución polimérica presenta una dependencia directa del peso molecular del polímero y de su concentración tal como lo sugiere Pancharoen, Thiele, & Kovscek (2010); sin embargo, también depende en gran parte de la salinidad del agua en el que se prepare. La estructura química de los polímeros está directamente relacionada con el comportamiento de la viscosidad, así a pesar de que los polímeros tengan diferente peso molecular pueden generar igual viscosidad en cierto intervalo de velocidad de corte. Lo anterior se evidenció con el polímero A, el cual tiene el menor peso molecular de los tres polímeros evaluados pero logra desarrollar viscosidades similares al polímero B, gracias a que tiene en su estructura un contenido de 0,2% de un hidrofobo, que le confiere menos sensibilidad a la degradación química.

3.1.2. Evaluaciones oscilatorias. Durante la preparación de las soluciones poliméricas se observó que las muestras con mayor concentración de polímero muestran una mayor elasticidad física, lo que sugiere que sus tiempos de relajación deberían ser mayores. En la Figura 14 se presentan los módulos de almacenamiento (G') y pérdida (G''), para el polímero A a diferentes condiciones de salinidad y concentración de polímero.

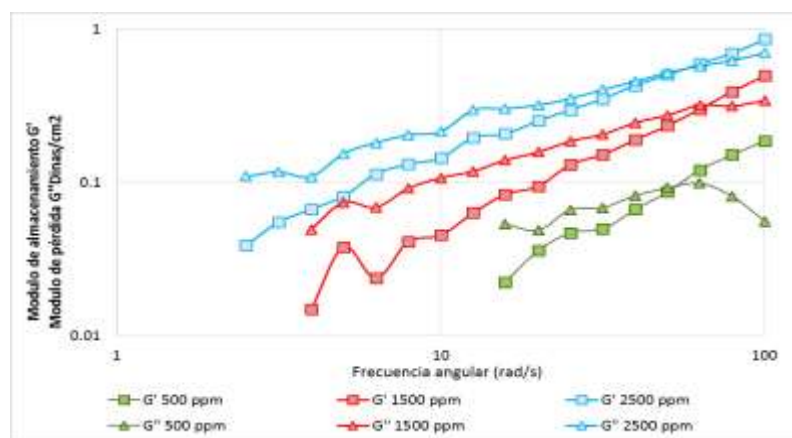
Figura 14. Módulos de pérdida y almacenamiento para polímero A preparado en agua de salinidad a) 550 ppm, b) 5445 ppm y c) 10340 ppm a T= 25 °C



a. 550 ppm de NaCl



b. 5445 ppm de NaCl



c. 10340 ppm de NaCl

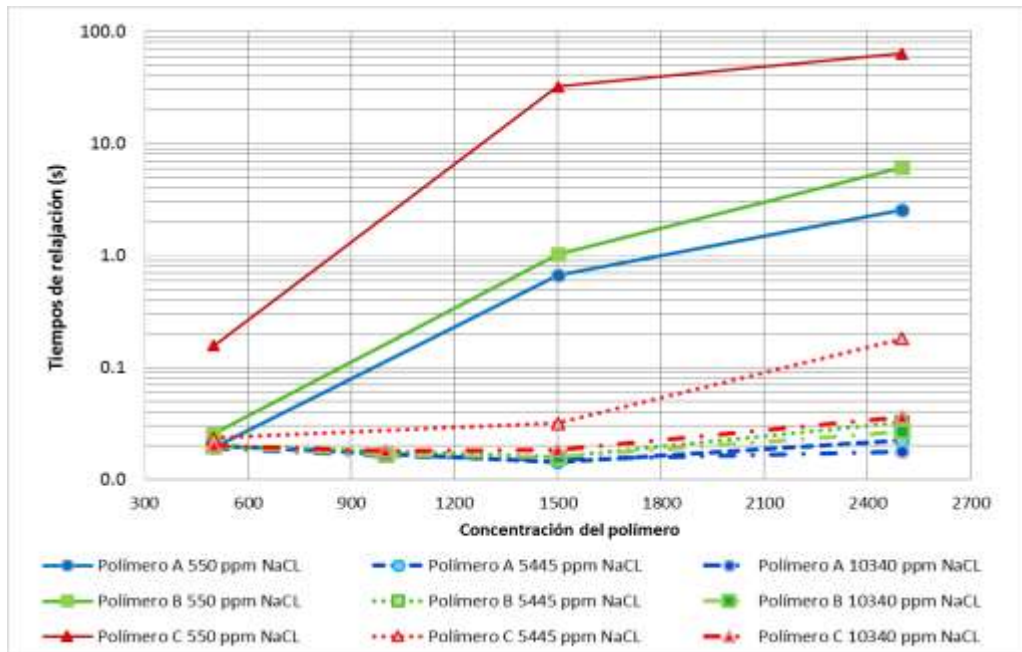
Los resultados muestran que G' y G'' aumentan con el incremento en la concentración del polímero, sin importar la salinidad del agua de preparación de la solución polimérica. No obstante, el intercepto donde los módulos G' y G'' son iguales no muestra una dependencia simple de la concentración de polímero. En cuanto al efecto de la salinidad, se observó que a baja concentración, se obtienen mayores valores de G' y G'' a concentración de polímero constante. El anterior comportamiento fue el mismo para los polímeros B y C y los resultados se encuentran en el Anexo D. Adicionalmente, se destaca que el polímero de mayor peso molecular genera módulos G' y G'' más altos, y por consiguiente tiempos de relajación por encima de los polímeros A y B, lo que es coherente con los resultados reportados con Koh H., (2015) que sugieren la dependencia directa de los módulos G' y G'' con el peso molecular.

A partir de los datos experimentales de ensayos oscilatorios se concluye que los valores de G' y G'' son directamente proporcionales al peso molecular de los polímeros y a la concentración de la solución polimérica, para los tres polímeros evaluados. Por otro lado, el incremento de la salinidad del agua de preparación de la solución polimérica ocasiona una disminución de los módulos G' y G'' y por ende dificultad para calcular la frecuencia angular donde $G'=G''$, igualmente, altas salinidades del agua de preparación ocasionan dificultad en la obtención de los módulos G' y G'' , ocasionando una inestabilidad en valores de frecuencia por debajo de 10 rad/s, ésta observación permite concluir que a salinidades de 10340 ppm de NaCl los polímeros pierden su comportamiento elástico, independientemente del peso molecular y la estructura química.

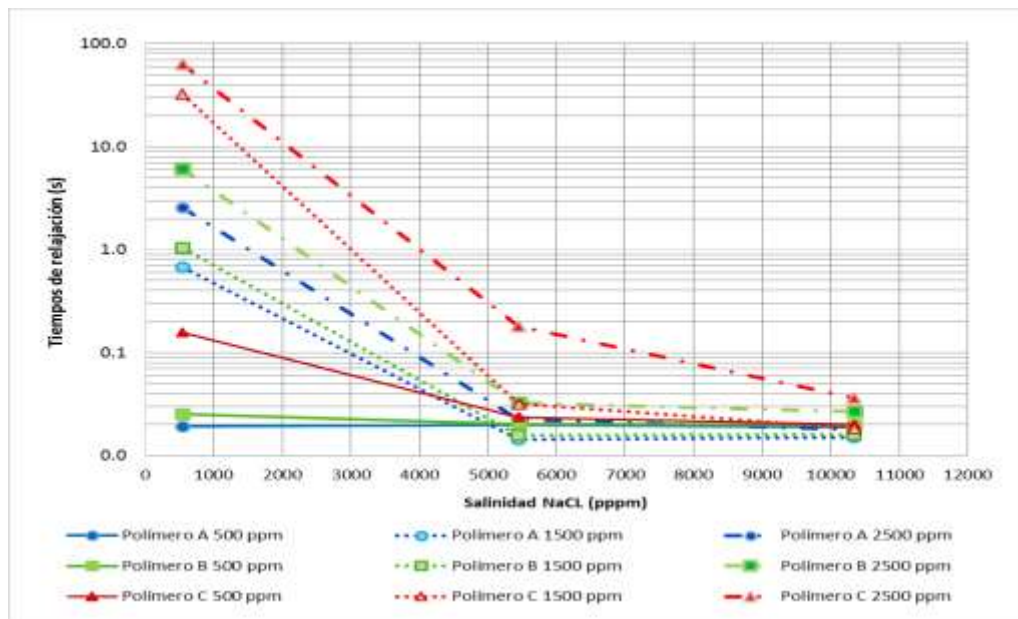
En la Figura 15 se presentan los tiempos de relajación de los polímeros A, B y C en función de la concentración de polímero y las salinidades evaluadas (550 ppm, 5445 ppm, 10340 ppm). Los tres polímeros presentaron tiempos de relajación que incrementan con el aumento de la concentración y el peso molecular del polímero; sin embargo, el tiempo de relajación decrece conforme la salinidad aumenta. Estos resultados son consecuencia de los datos experimentales obtenidos de los módulos G' y G'' . Así, a mayor peso molecular,

menor salinidad del agua de preparación y mayor concentración de polímero, se obtienen tiempos de relajación más altos, es decir mayor viscoelasticidad del polímero.

Figura 15. Tiempos de relajación de los polímeros A, B y C en función de a) concentración del polímero y b) salinidad del agua de preparación, T= 25 °C.



a. Concentración del polímero



b. Salinidad NaCl

Los tiempos de relajación de los tres polímeros (A, B, C) tienen una influencia directa con la concentración del polímero, siendo el polímero C, el de mayor tiempo de relajación. El incremento en la salinidad del agua de preparación genera valores bajos y constantes de tiempo de relajación y para evidenciar cambios significativos se requiere tener un peso molecular alto y aumentar la concentración del polímero. Así, en el escenario de mayor salinidad, ninguno de los polímeros (A, B, C) muestra valores de tiempos de relajación que representen una solución polimérica viscoelástica.

En general, la salinidad afecta fuertemente el comportamiento viscoelástico de los polímeros A, B y C. Después de una salinidad de 5445 ppm de NaCl los polímeros A y B presentan tiempos de relajación no representativos de un fluido viscoelástico. La elasticidad es proporcional al peso molecular y no se ve influenciada por la composición o estructura química del polímero (monómeros ATBS). Así, el comportamiento elástico del polímero C se ve menos afectado con el incremento en la salinidad gracias a su mayor peso molecular.

Una comparación de los tres polímeros evaluados en función de la salinidad del agua de preparación manteniendo constante la concentración de la solución polimérica se presenta también en la Figura 15 numeral b. Los polímeros A y B en la concentración de 500 ppm presentan valores de tiempos de relajación por debajo de 0,1 s en todos los escenarios de salinidad evaluados. Por el contrario, el polímero C a esta misma concentración de evaluación de 500 ppm presenta tiempos de relajación con valores por encima de 0,1 s que representan fluidos viscoelásticos.

Al incrementar la concentración de polímero hasta 1500 ppm, los valores de tiempo de relajación de los polímeros A y B se incrementan, pero estos no logran superar valores de tiempos de relajación de 1 s en la condición de salinidad de 550 ppm de NaCl. Por el contrario, el polímero C, en el mismo escenario de evaluación (1500 ppm y salinidad de 550 ppm de NaCl) logra valores de tiempos de relajación 31 veces más grandes que los polímeros A y B, superando incluso

los valores de tiempo de relajación obtenidos por los polímeros A y B en la concentración más alta de 2500 ppm y salinidad del agua de 550 ppm de NaCl.

El aumento de salinidad por encima de 5445 ppm de NaCl afecta los tres polímeros haciendo que los tiempos de relajación disminuyan a valores por debajo de 0,1 s. Estos resultados permiten concluir que la variable con mayor influencia en el comportamiento elástico es el peso molecular, seguido de la salinidad del agua de preparación y la concentración del polímero.

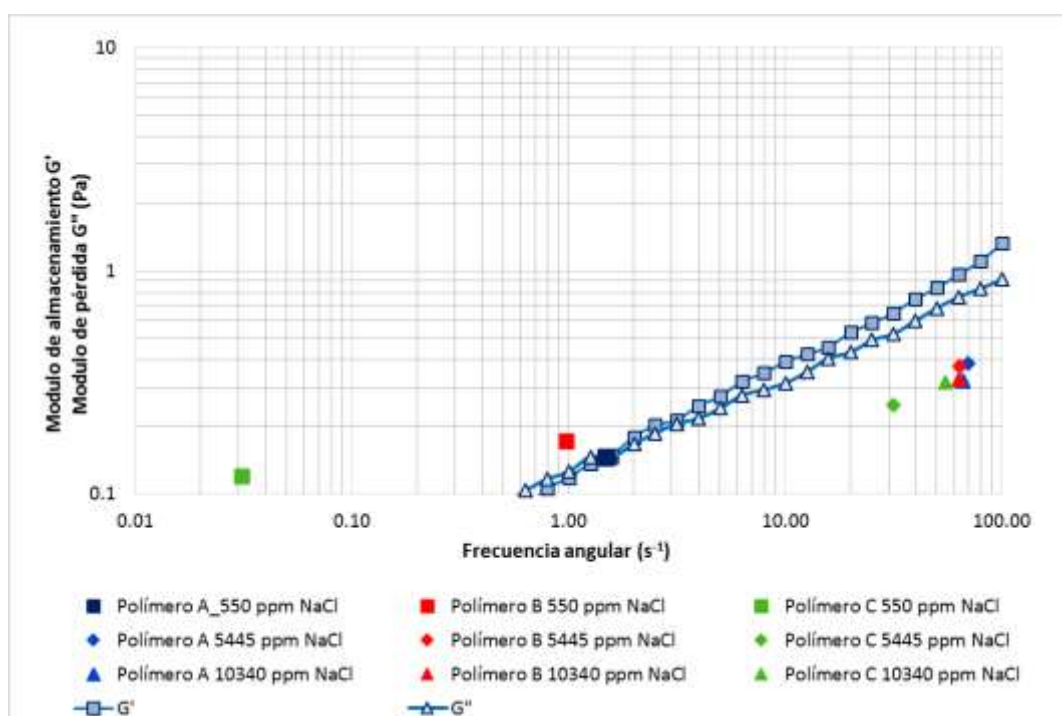
Investigaciones recientes (Koh H., 2015) determinaron que el HPAM (FP 3630S) de alto peso molecular (20MDa) presenta valores de salinidad de NaCl de 0,1, 0,5, 1,0 y 4% en concentraciones de polímeros de 500, 1000, 2000 y 3000 ppm, respectivamente, donde el tiempo de relajación disminuye drásticamente ($\lambda < 0,1$ s). Este trabajo de investigación, complementa el trabajo realizado por Koh (2015), encontrando para el polímero C valores de salinidad críticos (iones monovalentes y divalentes) de 0,15, 0,48 y 0,7%, lo cual se evidencia en la Figura 15, en las concentraciones de soluciones poliméricas de 500, 1500 y 2500 ppm, respectivamente. Los valores de salinidad críticos encontrados por Koh (2015) para el polímero FP 3630S son más altos comparados con los determinados para el polímero C, lo cual se debe a la diferencia en el contenido de iones divalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2}) presentes en el agua de preparación.

Es de resaltar, que según los resultados discutidos la estructura química del polímero no tuvo un efecto diferenciador sobre los tiempos de relajación de los tres polímeros. Así, los polímeros modificados con diferentes monómeros presentaran mejores resultados de elasticidad siempre y cuando su peso molecular sea mayor a 15 MDa, aunque, se conoce que la incorporación de monómeros tipo ATBS, NVP o PVP en la estructura del polímero ocasiona un menor peso molecular (Gaillard D., y otros, 2014).

Para concluir, la elasticidad de un fluido polimérico está directamente relacionada con su peso molecular, así a mayor peso molecular mayor será la

elasticidad y por ende se obtendrán mayores tiempos de relajación. Este trabajo de investigación, logró comprobar que polímeros con peso molecular por debajo de 15 MDa muestran tiempos de relajación bajos, los cuales aumentan con el incremento en la concentración de polímero. En cuanto a la salinidad, el incremento de esta afecta notoriamente los tiempos de relajación de un polímero, alcanzando valores muy cercanos a cero después de una salinidad de 5445 ppm de NaCl.

Figura 16. Valores de $G'=G''$ soluciones poliméricas A, B y C concentración de 1500 ppm en agua de preparación de diferentes salinidades



En la Figura 16 se presentan los resultados de las pruebas oscilatorias donde $G'=G''$, los cuales indican cualitativamente las masas molares medias (M) y la distribución de masa molar (DMM) de los tres polímeros. Los valores donde $G'=G''$ para los polímeros A, B y C. se mantuvieron en el rango de 0,1 y 0,2 Pa, lo que muestra una distribución de masa molar de todos los polímeros muy similar, pero se puede clasificar en un orden de DMM estrecha hasta más abierta así: $B>A>C$, siendo el polímero C el que presenta una DMM amplia. La masa molar (M) cualitativa de los tres polímeros se estableció en el siguiente orden

descendente: $C > B > A$. Estos resultados permiten concluir que el polímero C tiene una mayor amplitud en la distribución del peso molecular y por ende una distribución de diámetro hidrodinámico más amplia, lo que lleva a nivel de medio poroso a reducir el volumen poroso inaccesible (IPV), un mayor volumen de barrido y un aumento en la adsorción (Lu, Liu, Wang, & Wang, 2012).

Por otro lado, se logró comprobar que el incremento en la salinidad del agua de preparación de los polímeros ocasiona una pérdida en el comportamiento viscoelástico, que no permite evidenciar cualitativamente las masas molares medias (M) y la distribución de masa molar (MMD), así en la salinidad de 10340 ppm de NaCl los valores de frecuencia angular y $G' = G''$ están muy cercanos entre sí, sin diferencias marcadas.

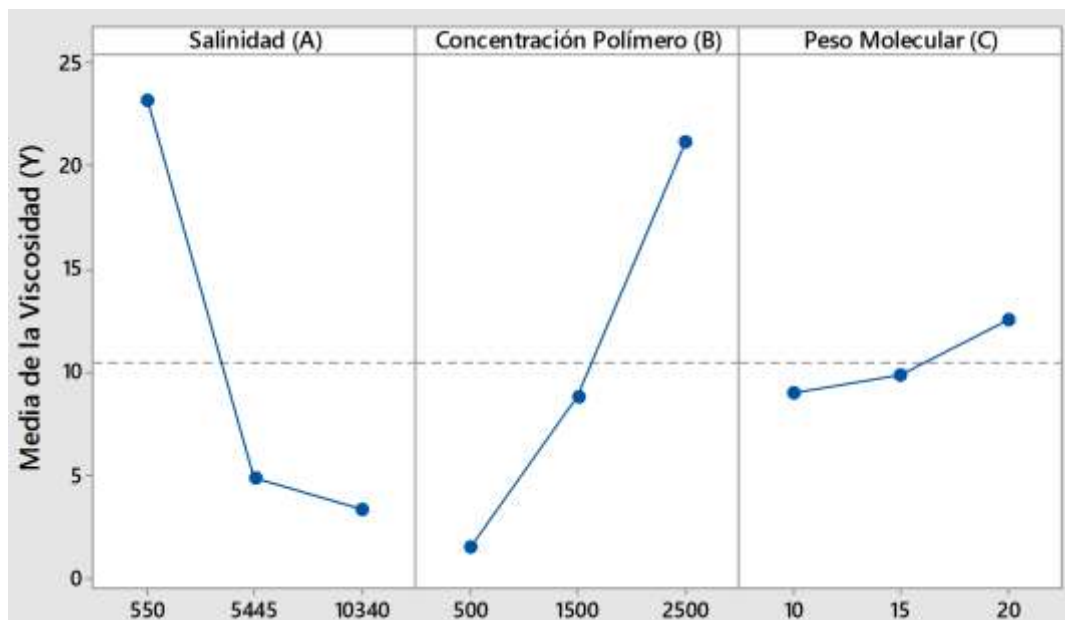
3.1.3. Análisis estadístico. El análisis estadístico del diseño experimental factorial 3^3 se realizó empleando una versión libre del software Minitab 17.1.0 de 2013. En el Anexo E se resumen los resultados de correspondientes a las interacciones y efectos significativos para las tres (3) variables: salinidad (A), concentración de polímero (B) y peso molecular (C) sobre las variables de respuesta: viscosidad (Y) y tiempos de relajación (Y').

En la Figura 17 se presentan los efectos principales para la viscosidad y los tiempos de relajación en función de la salinidad del agua de preparación (A), concentración del polímero (B) y peso molecular (C). Los resultados para la variable viscosidad en los diferentes escenarios evaluados, mostraron que los factores que influyen significativamente en la viscosidad son: la concentración del polímero y la salinidad del agua de preparación. Esta última, disminuye fuertemente la viscosidad en el rango de 550 a 5445 ppm aproximándose a un valor asintótico, entre 5445 y 10340 ppm de salinidad, lo que sugiere una dependencia exponencial de la viscosidad con la concentración de NaCl. El peso molecular afecta la variable viscosidad en menor proporción, probablemente la estructura química de los polímeros A y B solventa el menor peso molecular y por esto desarrollan viscosidades muy cercanas al polímero C de mayor peso molecular.

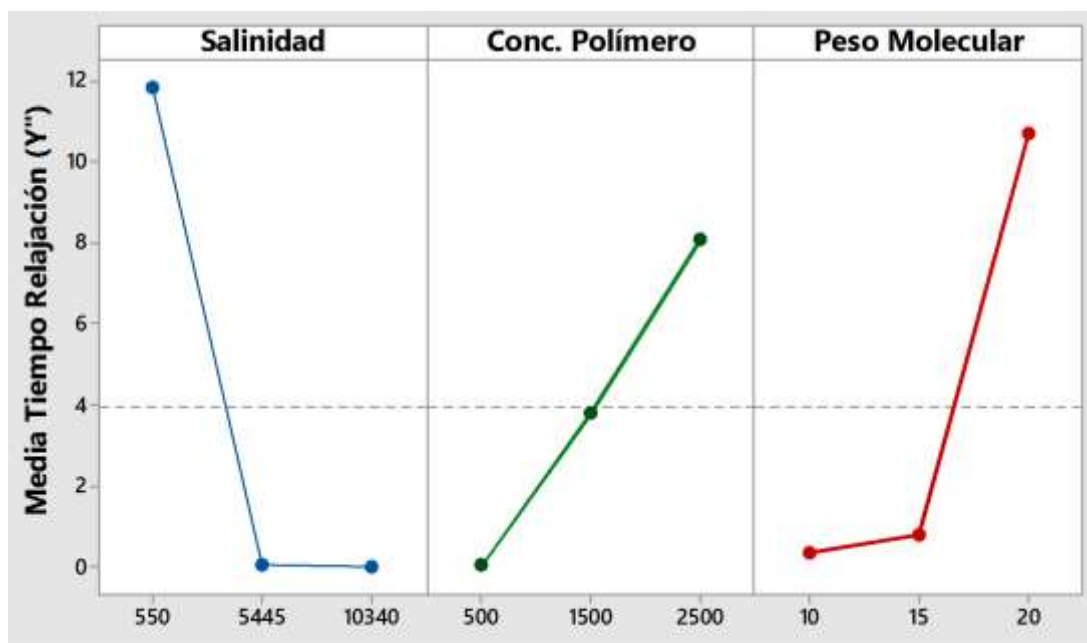
Los escenarios de salinidad de 5445 y 10340 ppm mostraron baja dispersión de las medidas de viscosidad en función tanto del peso molecular como de la concentración del polímero; evidentemente altas salinidades de agua de preparación requieren polímeros con estructuras químicas adecuadas, como es el caso de los polímeros A y B, que a pesar de tener menor peso molecular, los grupos sulfonados y monómeros de componentes hidrófobos los hace más resistentes.

En cuanto al análisis estadístico de la variable tiempo de relajación, se determinó que las tres variables, salinidad del agua de preparación (A), concentración del polímero (B) y peso molecular (C) tienen un efecto significativo sobre el tiempo de relajación. El efecto de la salinidad es marcado en el rango de 545 hasta 5445 ppm, después de este valor el comportamiento es asintótico, el peso molecular tiene alta influencia después de 15MDa y la concentración de polímero es relevante en todo el rango evaluado.

Figura 17. Efectos principales para viscosidad y tiempos de relajación en función de la salinidad del agua de preparación, concentración del polímero y peso molecular.

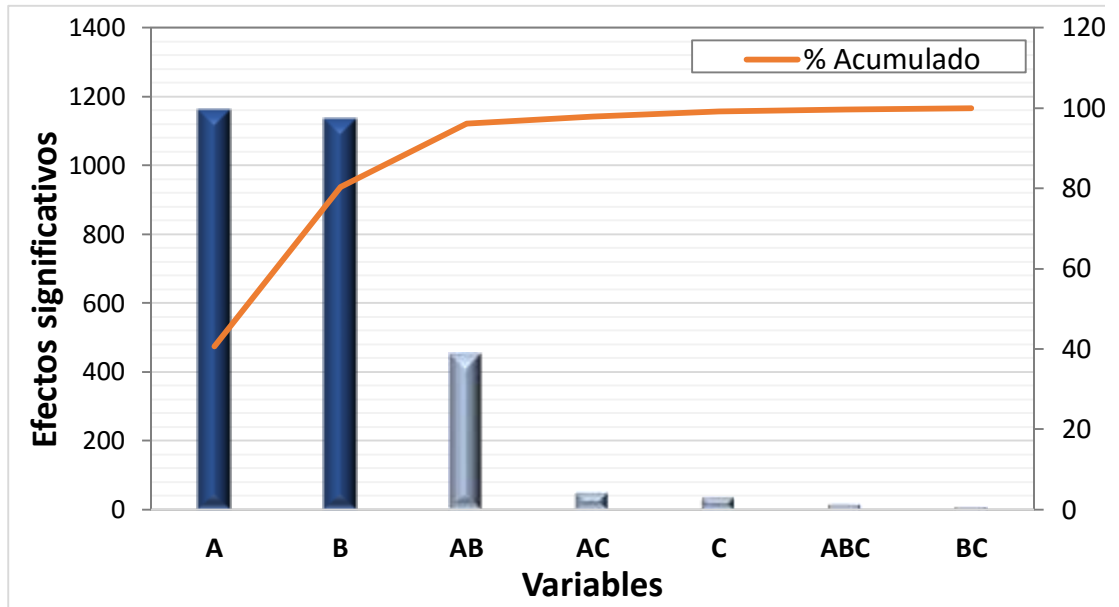


a. Viscosidad (Y)

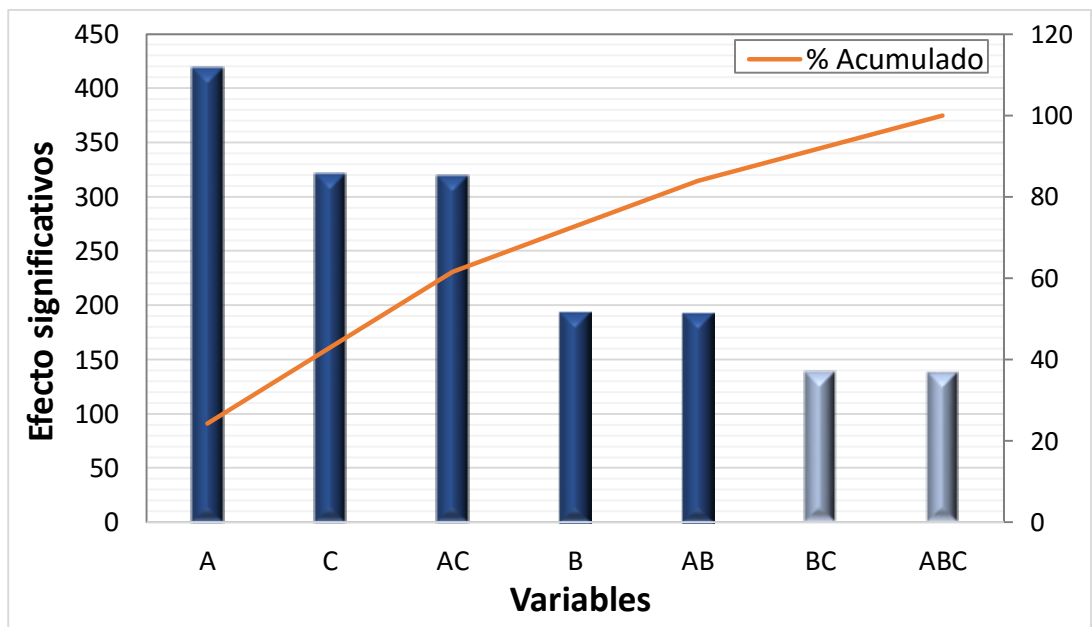


b. Tiempos de relajación (Y'')

Figura 18. Diagramas de Pareto de la viscosidad y tiempos de relajación en función de los efectos principales, binarios y terciarios a) viscosidad y b) tiempos de relajación.



a) Viscosidad



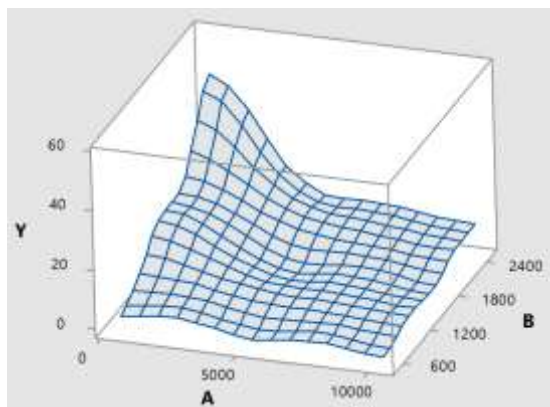
b) Elasticidad

Para evidenciar los efectos combinados de las variables salinidad (A), concentración del polímero (B) y peso molecular (C) sobre la viscosidad y los tiempos de relajación, se construyó a partir del análisis estadístico el diagrama de Pareto, el cual se presenta en la Figura 18. Las variables que afectan significativamente la viscosidad de las soluciones poliméricas son: la salinidad (A) y la concentración del polímero (B) con los cuales se alcanza un umbral de afectación del 80%, sin embargo, hay un efecto combinado de la concentración del polímero y el peso molecular (AB) con el que se alcanza una incidencia del 96% de afectación sobre la viscosidad, los efectos combinados de AC y BC y los ternarios ABC son no significativos en la viscosidad.

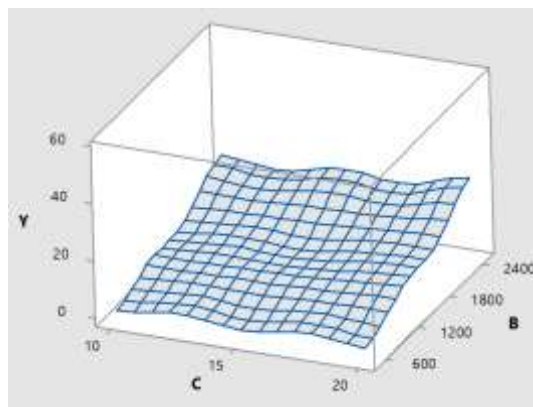
En cuanto a los efectos significativos en los tiempos de relajación, se evidenció que todas las variables (salinidad, concentración de polímero y peso molecular) afectan los tiempos de relajación. El umbral del 80% de afectación se alcanza con las variables salinidad, peso molecular (C), interacción binaria entre la salinidad y peso molecular (AC) y la concentración de polímero (B), pero efectos se tienen efectos de menor impacto entre concentración de polímero y peso molecular (BC) y los efectos ternarios (ABC).

Finalmente, el análisis estadístico permite concluir que la variable viscosidad (Y) se afecta por la salinidad del agua de preparación (A) y la concentración de polímero (B), así si un proceso *EOR* requiere una mayor viscosidad del polímero debe contar con un agua de preparación de baja salinidad y contenido de iones divalentes y alta concentración de polímero. En cuanto los tiempos de relajación (Y') se ven afectados por las tres variables y lograr una solución con tiempos de relajación representativos para un proceso *EOR* requiere de tener las tres variables en un escenario ideal de baja salinidad del agua de preparación, alto peso molecular y alta concentración de solución polimérica, que en algunos casos es económica y técnicamente inviable.

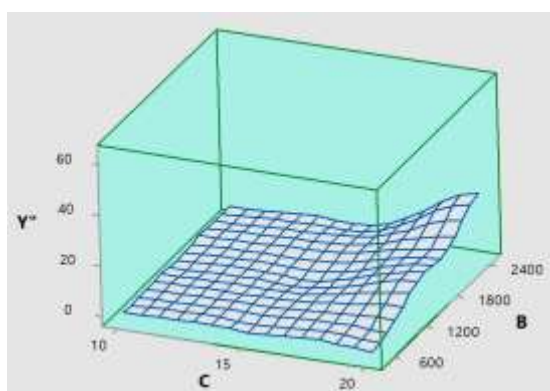
Figura 19. Gráficas de superficie de las variables viscosidad (Y) y tiempos de relajación (Y'') en función de: a) salinidad (A) y concentración del polímero (B), b) peso molecular (C) y concentración de polímero (B), c) salinidad (A) y peso molecular (C) y d) salinidad (A) y peso molecular (C)



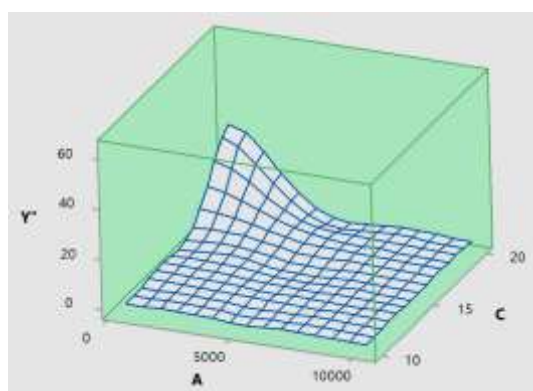
a. Salinidad y concentración de polímero



b. Peso molecular y concentración de polímero



c. Peso molecular y concentración de polímero



d. Salinidad y peso molecular

En la Figura 19 se presentan las gráficas de superficie de las variables viscosidad y tiempos de relajación en función de la concentración del polímero, peso molecular y salinidad del agua de preparación.

Los diagramas de superficie de la variable viscosidad en función del peso molecular, la salinidad del agua de preparación y la concentración del polímero

ratifican lo mencionado anteriormente, es decir, que los mayores valores de viscosidad se obtienen a condiciones de baja salinidad y a la concentración de polímero más alta. El peso molecular tiene la menor influencia de las tres variables estudiadas, teniendo una leve influencia a baja salinidad del agua de preparación. Adicionalmente, la mayor dispersión de los datos de viscosidad ocurre en el escenario de baja salinidad del agua de preparación y concentraciones de polímero por encima de 1500 ppm.

El gráfico de superficie del tiempo de relajación en función de la concentración del polímero, la salinidad del agua de preparación y el peso molecular. Los resultados muestran que el escenario donde se obtienen los mayores valores de tiempos de relajación son a menor salinidad del agua de preparación (550 ppm de NaCl), concentraciones de polímero por encima de 1500 ppm y peso molecular de 20 MDa. Los gráficos de superficie permiten ver que el polímero con mejor elasticidad es el polímero C; no obstante, este polímero no desarrolla viscosidades adecuadas en los escenarios de mayor salinidad.

3.2. EVALUACIONES DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIO POROSO

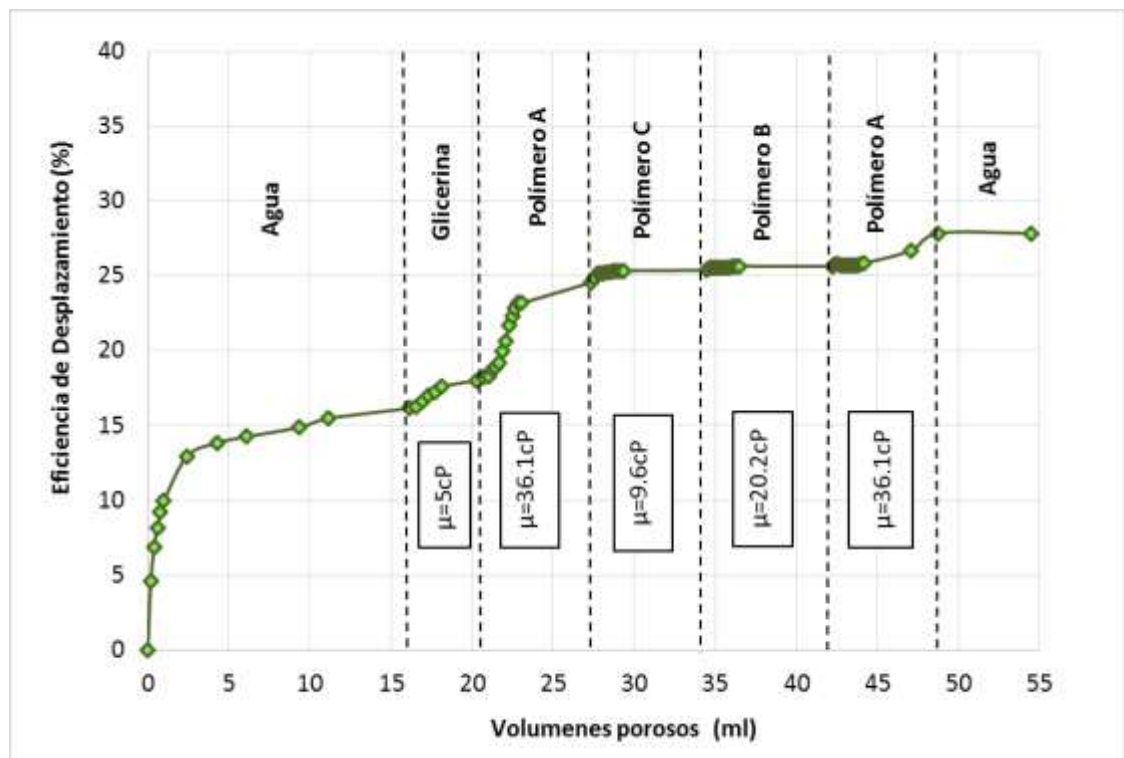
En esta sección se describen los resultados correspondientes a los experimentos de desplazamiento en muestras de roca homogéneas de afloramiento Berea y muestras heterogéneas del yacimiento en estudio a condiciones de saturación de aceite residual (S_{or}).

Los resultados obtenidos durante los desplazamientos tanto en medios porosos homogéneos como heterogéneos se resumen en el Anexo F. Los resultados se resumen en cinco (5) secciones : 1) se identifica el experimento y la naturaleza del medio poroso 2) las propiedades de los fluidos utilizados en el proceso de restauración de mojabilidad, 3) los resultados obtenidos durante el proceso de restauración de mojabilidad del medio poroso, 4) los resultados de desplazamiento de la solución polimérica de diferente viscosidad o elasticidad en el medio poroso y por último 5) los resultados de la eficiencia de

desplazamiento y cambios en la saturación de aceite residual final después de desplazar los diferentes volúmenes de soluciones poliméricas con inyección de agua intermedia.

3.2.1. Evaluaciones de desplazamiento en medios porosos homogéneos de afloramiento Berea. En el medio poroso de afloramiento Berea se llevaron a cabo dos experimentos nombrados como experimentos 1 y 2.

Figura 20. Eficiencia desplazamiento por inyección de agua, glicerina y polímeros A, B y C de igual elasticidad ($\lambda=2.18$ s, $De=37.5$), diferente viscosidad (Polímero A $\mu=36,1$ cP, Polímero B $\mu = 20,2$ cP, Polímero C $\mu = 9,6$ cP), experimento 1.



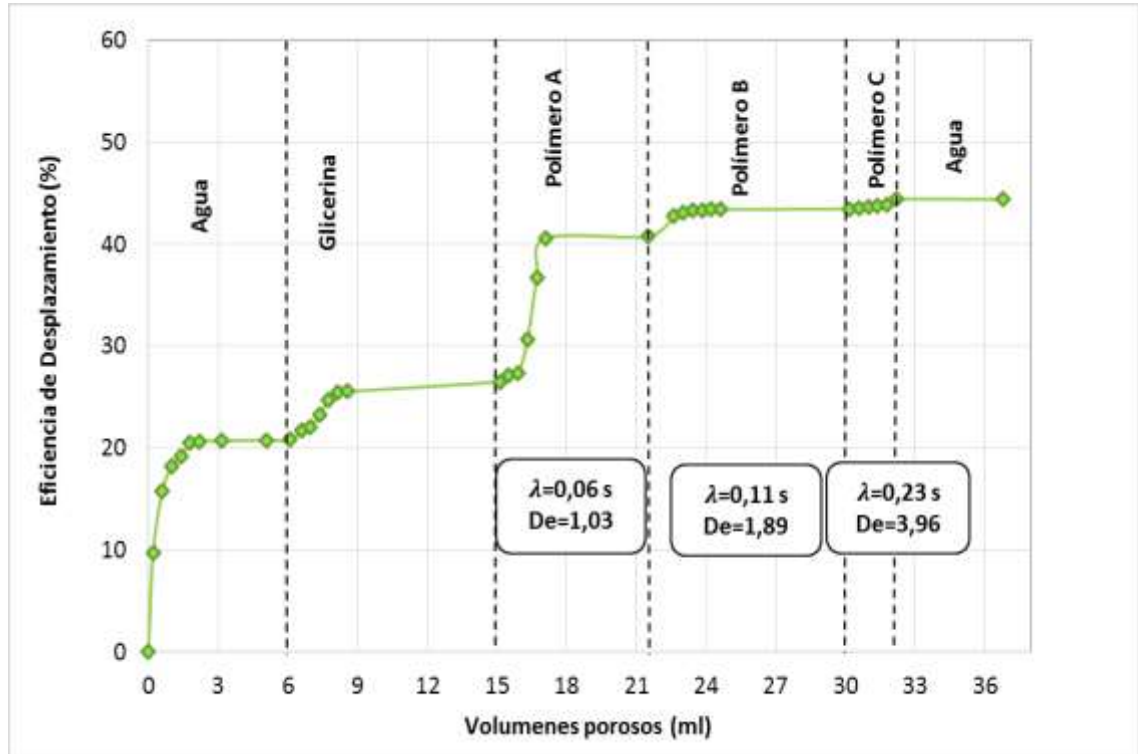
Los resultados de eficiencia de desplazamiento del experimento 1 se presentan en la Figura 20. La eficiencia de desplazamiento por la inyección de agua dio un valor de 16,1 % y la inyección de glicerina contribuyó en la recuperación de aceite adicional equivalente a una eficiencia de desplazamiento de 2,1 %. Los valores de eficiencia de desplazamiento por inyección de agua y glicerina se consideran

bajos, lo que se traduce en altos volúmenes de aceite móvil ó no móvil. Probablemente, la baja recuperación de aceite por la inyección de agua y glicerina se deba a la permeabilidad del medio poroso (< 500 mD) considerada baja y al uso de crudo muerto de alta viscosidad que ocasiona una relación desfavorable de movilidad a pesar de tener un medio poroso mojado al agua y de usar glicerina.

En el experimento 1, la primera inyección del polímero A es donde se recupera la mayor cantidad de crudo con valores de 6,3 %, seguida por la segunda inyección del mismo polímero donde se alcanzó 2,2 % adicional. Por otro lado, con la inyección de los polímeros B y C la eficiencia de desplazamiento incremental estuvo por debajo de 1% (polímeros C=0,8 % y B=0,3 %). La mayor recuperación de crudo por parte del polímero A se debe a dos factores: 1) mayor cantidad de aceite disponible para movilizar y 2) su mayor viscosidad en relación a los otros dos polímeros, logrando una relación de movilidad más eficiente (cercana a 1). No obstante, la recuperación lograda en la segunda inyección del polímero A (después de inyectar secuencialmente los polímeros C y B), se atribuye a su elasticidad y menor peso molecular que le permite acceder a las gargantas de poro más pequeñas y reducir el Sor mediante los mecanismos de barrido de aceite debido a la diferencia de esfuerzos normales que presenta las soluciones poliméricas viscoelásticas (Wang 1995).

Los polímeros B y C también muestran un efecto elástico que contribuye en el movimiento de aceite, aunque en menor proporción debido a su mayor peso molecular. El experimento 1 permite concluir que a mayor viscosidad del fluido desplazante menor será la relación de movilidad y por consiguiente mayor la eficiencia del proceso de recobro. Adicionalmente, la propiedad de elasticidad ayuda a recuperar aceite residual con valores por debajo de 5%; sin embargo, no se observa una relación directa entre la viscoelasticidad y la reducción de la saturación de aceite residual, evidenciando otros parámetros importantes para movilizar el crudo residual como lo es la relación del peso molecular del polímero y las gargantas de poro del medio poroso.

Figura 21. Eficiencia desplazamiento por inyección de polímeros A, B y C de diferente elasticidad (Polímero A $\lambda = 0,06$ s, Polímero B $\lambda = 0,11$ s, Polímero C $\lambda = 0,23$ s), viscosidad similar $\mu = 5,5$ cP, experimento 2.



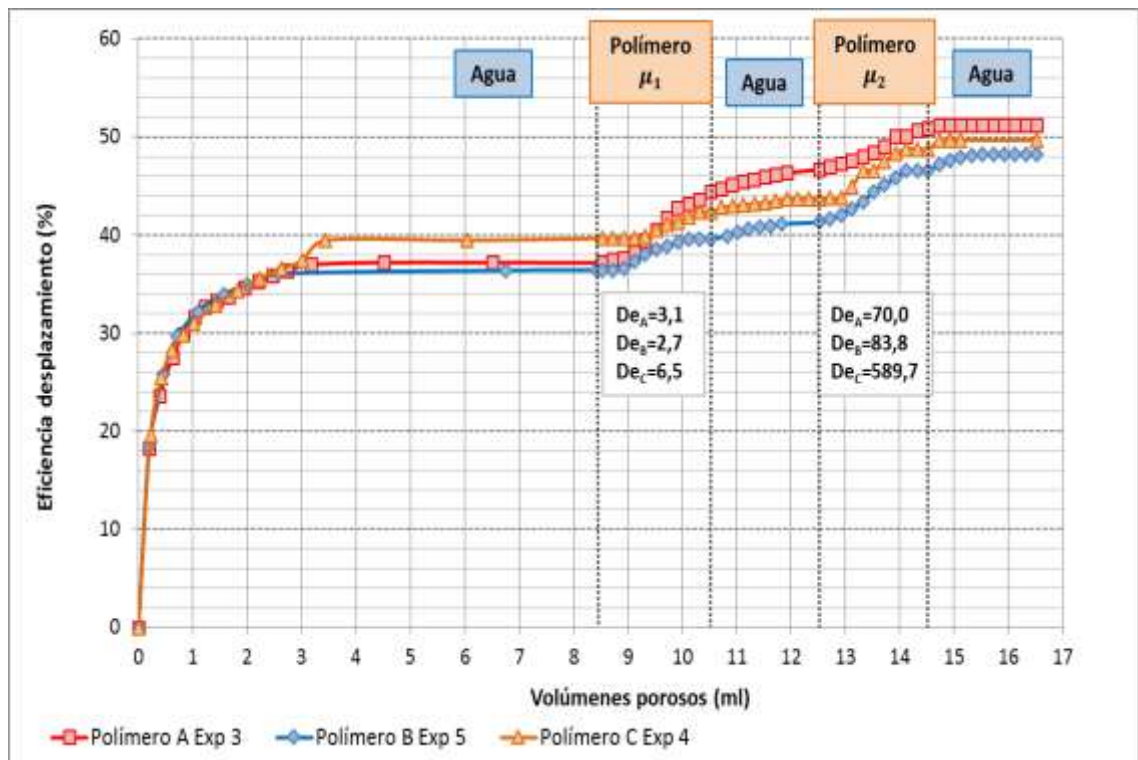
En la Figura 21 se muestran los resultados obtenidos en el experimento 2. Inicialmente se alcanza una eficiencia de desplazamiento por inyección de agua de 21,8 % y un incremental de aceite por la inyección de glicerina de 4,8 %. En cuanto a la inyección de solución polimérica, el polímero A moviliza una gran cantidad de aceite equivalente al 16,2% de aceite del medio poroso, considerado no móvil después de haber inyectado glicerina. Por el contrario, los polímeros B y C con mayores elasticidades (De), aunque logran movilizar aceite, este valor no supera el 1%. Estos resultados evidencian que la elasticidad de las soluciones poliméricas logran movilizar aceite residual del medio poroso entre valores de 1 % y 16,2 %, pero no existe una correlación directa entre la elasticidad y la reducción de la saturación de aceite residual. Probablemente existen otras propiedades del medio poroso y del polímero que influyen en la movilización del crudo residual (Levitt et. Al., 2013).

Finalmente, la evaluación en medios porosos permite concluir que las soluciones poliméricas viscoelásticas reducen el aceite residual desde valores de 1% hasta 16,2 %, pero no existe una relación directa entre la propiedad de elasticidad y la reducción de aceite residual. En ambos experimentos se encontró que el polímero con mayor reducción de Sor fue el polímero A de menor peso molecular, lo que lleva a pensar que existe una relación entre el peso molecular del polímero y el diámetro de las gargantas de poro del medio poroso (morfología del medio poroso).

3.2.2. Evaluaciones de desplazamiento en medios porosos heterogéneos de un yacimiento colombiano. En la Figura 22 se ilustran los resultados de eficiencia de desplazamiento obtenidos. En los experimentos 3, 4 y 5, se tiene una relación de movilidad entre el agua y el crudo desfavorable con valores por encima de 100 y números capilares con agua de $3 \cdot 10^{-8}$ y con polímero de $3 \cdot 10^{-7}$. A pesar de la desfavorable relación de movilidad los resultados de recuperación secundaria por inyección de agua fueron significativos con valores de 37,2, 39,6 y 36,4 % para los experimentos 3, 4 y 5, respectivamente.

La inyección de solución polimérica de A ($\mu = 5,1 \text{ cP}$ y $\lambda = 0,06 \text{ s}$) generó una recuperación adicional de crudo de 7,2 % y las soluciones poliméricas de B y C de igual viscosidad ($\mu = 5,1 \text{ cP}$) que la solución polimérica A pero diferente elasticidad (polímero B, $\lambda = 0,11 \text{ s}$ y polímero C, $\lambda = 0,26 \text{ s}$) llevaron a recuperaciones de crudo de 3,1 y 2,7%, respectivamente. Los resultados obtenidos evidencian la disminución de la saturación de aceite residual con la inyección de los diferentes polímeros viscoelásticos A, B y C; sin embargo el polímero de mayor elasticidad no fue el que mayor recuperación de aceite logró; por el contrario el polímero A de menor elasticidad llevó a mejores resultados de recuperación de aceite, lo cual se atribuye a su menor peso molecular.

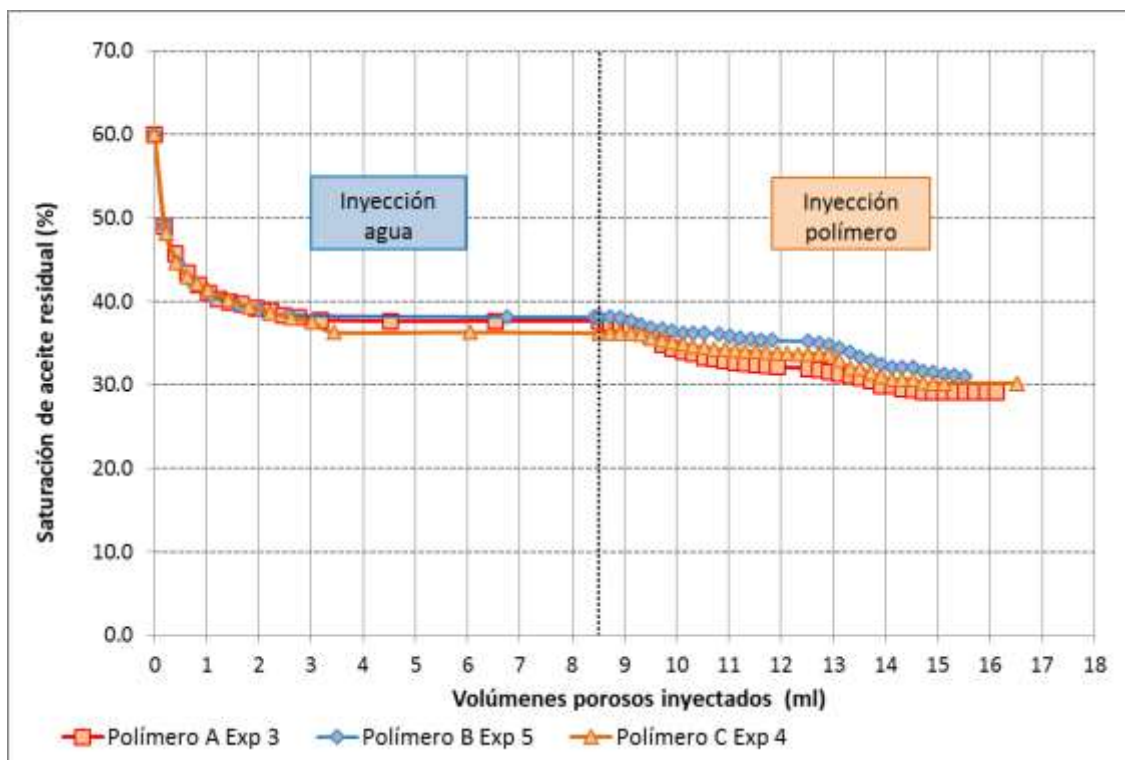
Figura 22. Eficiencia de desplazamiento por inyección de agua y polímero (A, B y C) en medios porosos reales, experimentos #3, #4 y #5.



Después de la primera inyección de solución polimérica se desplazó agua, logrando movilizar un volumen de aceite muy similar para los tres experimentos entre 1,4 y 2,3%. Este volumen de aceite desplazado por el agua hace parte del aceite que logra barrer la primera inyección de solución polimérica, pero es desplazada por el agua. Luego, se inyectó la solución polimérica de mayor concentración de polímero manteniendo una viscosidad de 30 cP para los tres experimentos y diferente elasticidad (polímero A, $\lambda = 1,3$ s; polímero B, $\lambda = 3,4$ s y polímero C, $\lambda = 23,7$ s). Los resultados en esta etapa mostraron valores de eficiencia de desplazamiento similares para el polímero B y C con valores de 5,1 y 5,2 %, respectivamente; pero menores para el polímero A de 4,2%. En esta segunda inyección de solución polimérica de más alta viscosidad, los polímeros B y C logran recuperar más crudo, aunque no lo suficiente si se tiene en cuenta que el polímero C presenta tiempos de relajación 18 veces mayores al polímero A. Finalmente, el desplazamiento de agua moviliza aceite para una eficiencia de

desplazamiento incremental de crudo de 14,0, 11,8 y 10,1% para los polímeros A, B y C, respectivamente.

Figura 23. Saturación de aceite residual por inyección de agua y polímero (A, B y C) en medios porosos reales, temperatura de 104 °C, experimentos 3, 4, y 5.



En la Figura 23 se presenta una comparación de los cambios en la saturación de aceite debidos a la inyección de agua y polímero. Las saturaciones de aceite inicial fueron las mismas para los tres experimentos con un valor de 60 %, lo que hace comparables los experimentos. La inyección de agua en los tres casos disminuye la saturación de aceite hasta valores promedios de 37 %, lo cual representa una alta reducción de saturación de aceite a pesar de la desfavorable relación de movilidad. Luego de la inyección de los dos baches de solución polimérica se alcanzan valores de S_{or} finales muy cercanos ($S_{orA}=29,3$, $S_{orB}=31,0$, $S_{orC}=30,2$); aunque el polímero A es el que menor S_{or} logra.

La producción de aceite durante la inyección de solución polimérica no ocurrió en el mismo número de volumen poroso para los tres experimentos, en el Anexo

G se presentan las fotos de la producción de crudo en cada volumen poroso inyectado de solución polimérica. El polímero A, en la primera inyección presentó producción de aceite rápidamente, en 0,2 VP, a diferencia de los polímeros B y C, los cuales se demoraron un poco más, produciendo aceite en los 0,4 VP y 0,8 VP, respectivamente. En la segunda inyección, el polímero A, nuevamente produce aceite en 0,2 VP y los polímeros B y C se retrasan aún más produciendo en los 0.6 y 0.8 VP, respectivamente. Esta diferencia en producción se debe al peso molecular de los tres polímeros, el de menor peso molecular accede desde el inicio los poros más pequeños y barre aceite por la elasticidad que se reflejan en la temprana y mayor producción de crudo. Por el contrario los polímeros B y C contactan los poros de mayor tamaño y logran barrer el crudo residual en proporción a los poros accedidos.

Los resultados muestran que la elasticidad de las soluciones poliméricas contribuye en la recuperación de aceite residual en medios porosos heterogéneos; sin embargo, no existe una relación directa entre la elasticidad de la solución polimérica y la reducción del Sor. En esta evaluación se logró comprobar que el polímero con mayor recuperación de crudo fue el de menor peso molecular y menor elasticidad, lo que se debe a que este polímero logra acceder más poros de menor tamaño que los polímeros B y C. Adicionalmente, realizando los cálculos de determinación de velocidad de corte en el medio poroso heterogéneo se logró verificar que la velocidad de corte desarrollado por el polímero A es mayor a la desarrollada por los polímeros B y C, en el Anexo H se presentan los cálculos de velocidad de corte en medio poroso heterogéneo. Esta mayor velocidad de corte en el medio poroso permite el estiramiento de las cadenas del polímero gracias a los gradientes de deformación elongacional presentes durante el flujo en el medio poroso (Bird R., Stewart W., & Lightfoot E., 2006), lo cual contribuye según los mecanismos propuesto por Wang (1195) en la reducción de la saturación de aceite residual.

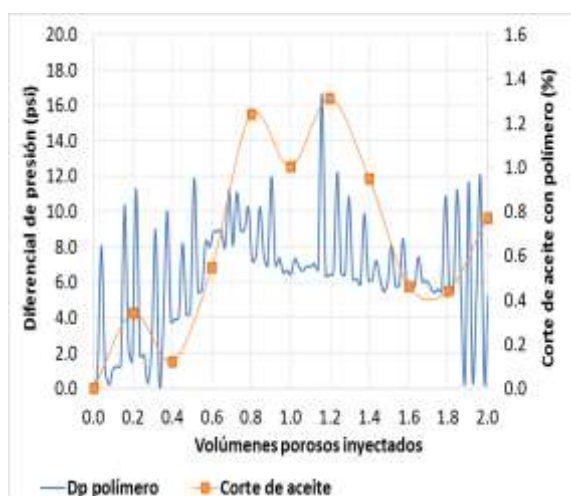
Finalmente, se concluye que la inyección de solución polimérica se puede realizar en crudos pesados y no necesariamente se requieren relaciones de

movilidad cercanas a 1. Existe una concentración de polímero óptima que logra un barrido eficiente; en esta evaluación se observó que un polímero con 5 cP de viscosidad logra movilizar 7,2 % de crudo adicional después de inyectar agua y que a pesar de tener una viscosidad 4 veces mayor a la inicial de 5 cP, el recobro incremental de la segunda inyección de solución polimérica no fue mayor al recobro incremental inicial.

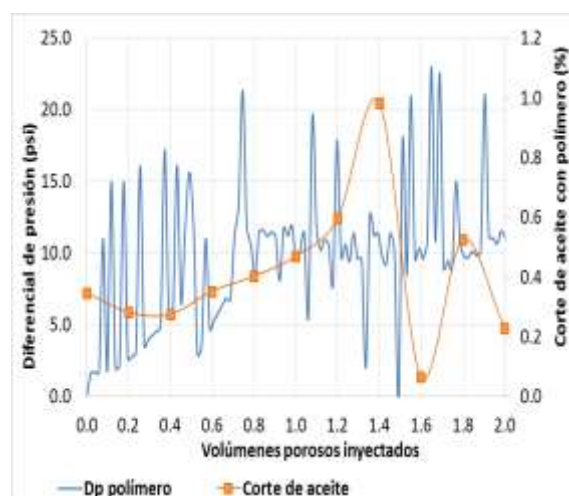
En las Figura 24 se presentan las gráficas del diferencial de presión y producción de aceite contra los volúmenes porosos inyectados de solución polimérica para los tres experimentos. El diferencial de presión presenta una tendencia poco estable con alteraciones que indican la movilidad de aceite en el medio poroso.

Resultados obtenidos por Ehrenfried (2013) muestran un recobro de crudo adicional de 11% con la inyección de un polímero HPAM de viscosidad de 21,5 cP, el mayor recobro obtenido se debe a la menor permeabilidad del medio poroso que usó (< 200 mD) donde el polímero experimenta velocidades de corte altas lo cual a su vez ocasiona contracciones y elongaciones en las gargantas de poro más pequeñas a las que se pueden presentar en un medio poroso de mayor permeabilidad (4 Darcys). El medio poroso tiene una incidencia marcada en el efecto de las propiedades elásticas sobre la reducción del Sor y que dependiendo de la heterogeneidad del medio poroso el polímero puede desarrollar velocidades de corte altas que permiten un mejor efecto de la propiedad de elasticidad.

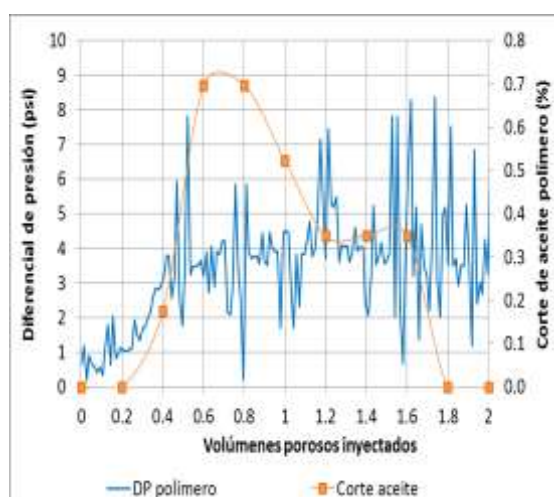
Figura 24. Diferencial de presión y corte de aceite medido durante la inyección de 2 VP de polímero A, B y C, experimento 3, 4 y 5, medio poroso heterogéneo.



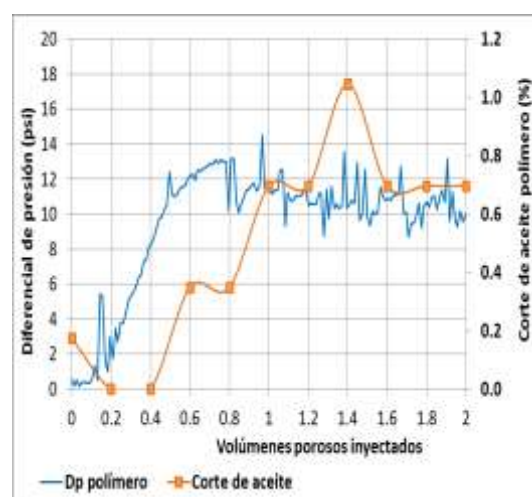
a) A concentración 730 ppm



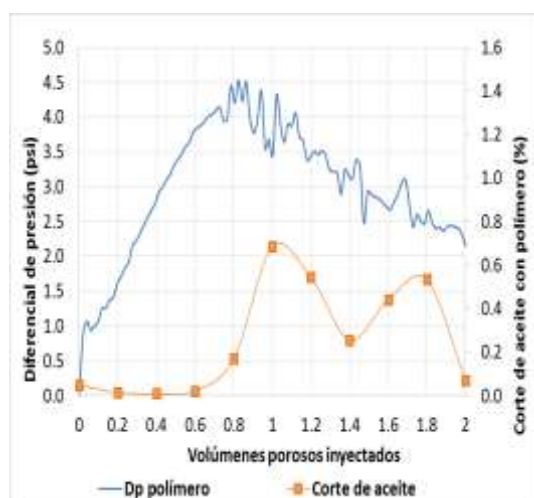
b) A concentración 2000 ppm



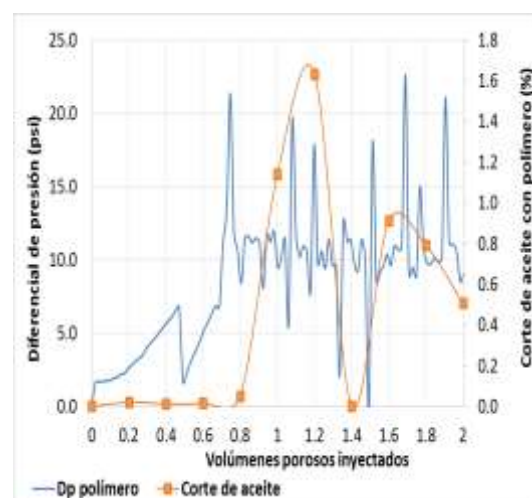
c) B concentración 730 ppm



d) B concentración 2000 ppm

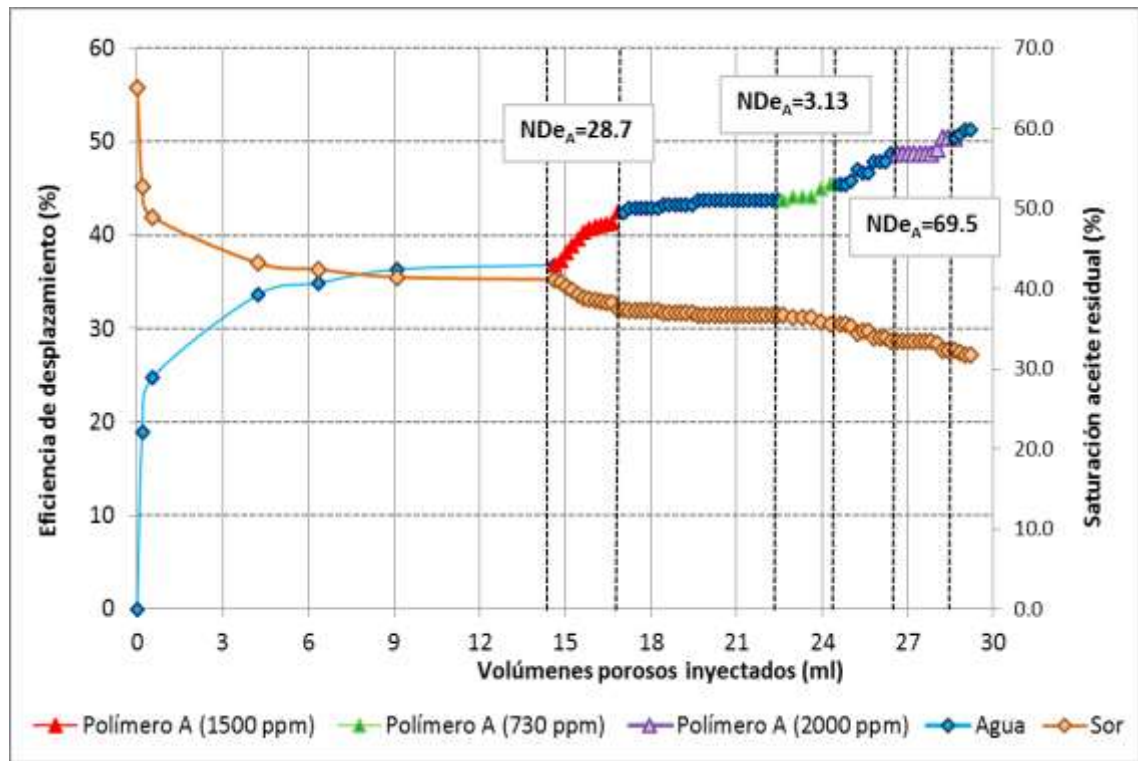


e) C concentración 600 ppm



f) C concentración 1450 ppm

Figura 25. Eficiencia desplazamiento y saturación de aceite por inyección de agua y polímero A en muestra 3, $T=104^{\circ}\text{C}$, experimento 6.

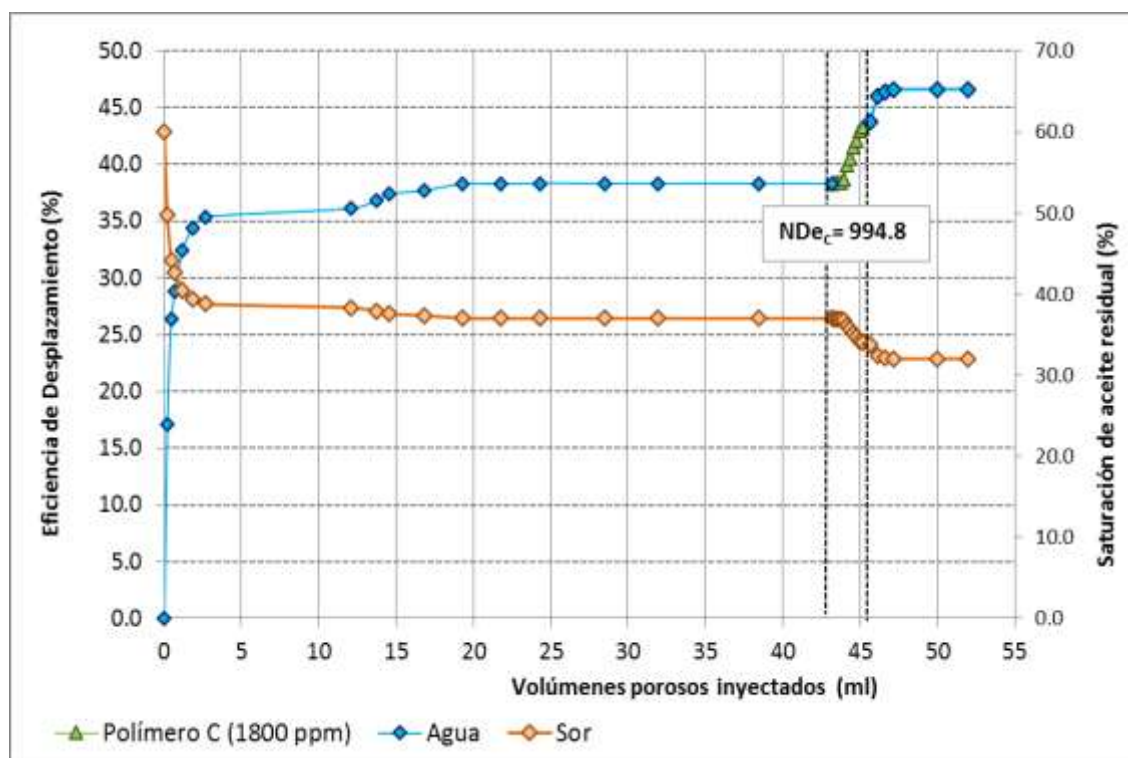


Dos experimentos adicionales nombrados como 6 y 7 se realizaron en los medios porosos heterogéneos. En el experimento 6 se evaluó el polímero A con diferentes viscosidades y elasticidades. Los resultados obtenidos de eficiencia de desplazamiento por inyección de agua y de solución polimérica se muestran en la Figura 25. La recuperación de crudo por la inyección de agua fue de de 36,8 %. El recobro incremental por el primer bache de polímero A de concentración de 1500 ppm ($\mu = 13,6\text{ cP}$; $\lambda = 0,55\text{ s}$) fue de 4,5 %, este recobro es atribuido al aceite no contactado por el agua debido a la diferencia tan marcada de viscosidades entre el agua y el crudo. Luego, se inyectó una solución polimérica de menor viscosidad y elasticidad ($\mu = 5,1\text{ cP}$; $\lambda = 0,06\text{ s}$) y se obtuvo una eficiencia incremental de 1,7%, este valor adicional recuperado de crudo se debe al efecto de la elasticidad del polímero A.

Finalmente, la inyección final de solución polimérica A de mayor viscosidad y elasticidad ($\mu = 25,6\text{ cP}$; $\lambda = 1,33\text{ s}$) contribuyó en una eficiencia incremental de

crudo de 1,7%. El recobro adicional por la solución polimérica A y baches de agua intermedios en el experimento 4 fue de 14,5%. Los resultados en este experimento evidencian que la elasticidad de soluciones poliméricas viscoelásticas ayudan en la recuperación de aceite residual mediante los efectos de barrido, extracción e hilos de aceite en los poros de alta capilaridad; no obstante, las evaluaciones a nivel de medio poroso son complejas y no existe una relación directa entre la propiedad de elasticidad y la reducción del S_{or} , por lo que se hace necesario utilizar técnicas intrusivas para ratificar la hipótesis propuesta en esta trabajo de investigación.

Figura 26. Eficiencia de desplazamiento y saturación de aceite por inyección de agua y polímero A, muestra 1, $T=104\text{ }^{\circ}\text{C}$, experimento 7.



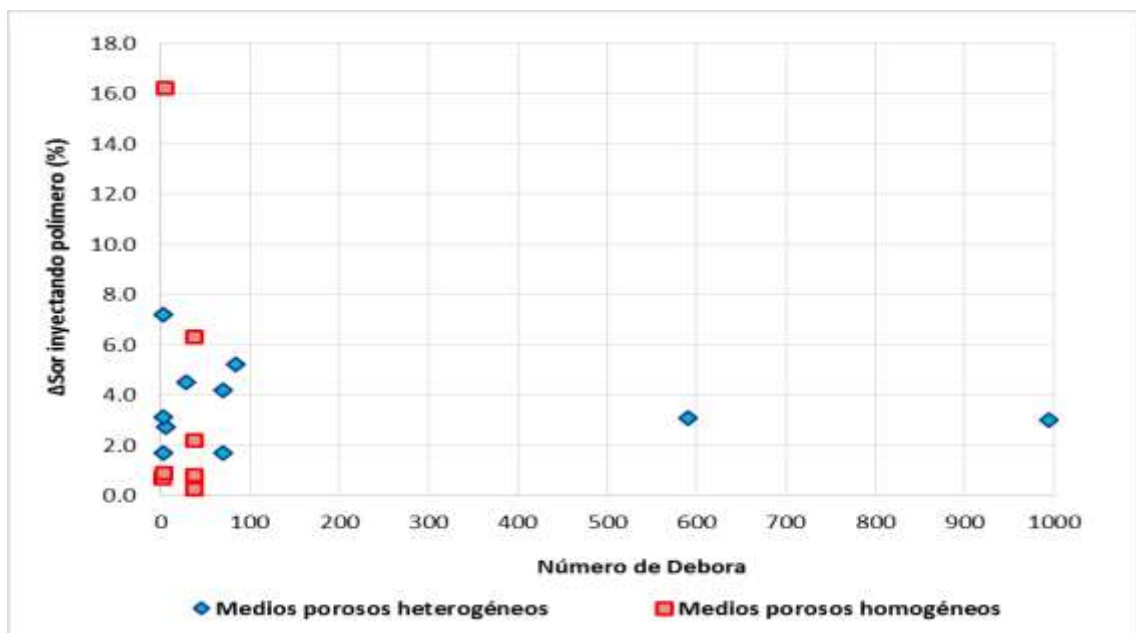
En la Figura 26 se presentan los resultados obtenidos en el experimento 7. La eficiencia de desplazamiento por inyección de agua fue de 38,3% y el incremental por la inyección de solución polimérica C con alta viscosidad y elasticidad ($\mu = 40\text{ cP}$; $\lambda = 40\text{ s}$) fue de 8,3%. El polímero C con un valor alto de elasticidad, aunque logra recuperar aceite residual atrapado en los poros, esta recuperación de crudo incremental no es directamente proporcional con las

características elásticas del polímero. Igualmente, el resultado de recuperación adicional fue menor al obtenido con el mismo polímero en el experimento 4, donde el polímero presentaba menores tiempos de relajación debido a que se usó concentraciones de polímero más bajas.

Los resultados permiten concluir que los polímeros viscoelásticos tipo HPAM con grupos sulfonados (ATBS) e hidrófobos en sus cadenas de acrilamida ayudan en el barrido de aceite residual, pero no necesariamente se requiere una mayor elasticidad para recuperar aceite residual adicional. Este trabajo evidencia que la necesidad de estudiar la propiedad de elasticidad en conjunto con los parámetros de flujo de la solución polimérica en el medio.

3.2.3. Comparación resultados en medios porosos homogéneos y heterogéneos. En la Figura 27 se presenta una comparación de la reducción de la saturación de aceite residual en medios porosos homogéneos y heterogéneos por la inyección de soluciones poliméricas en función del De .

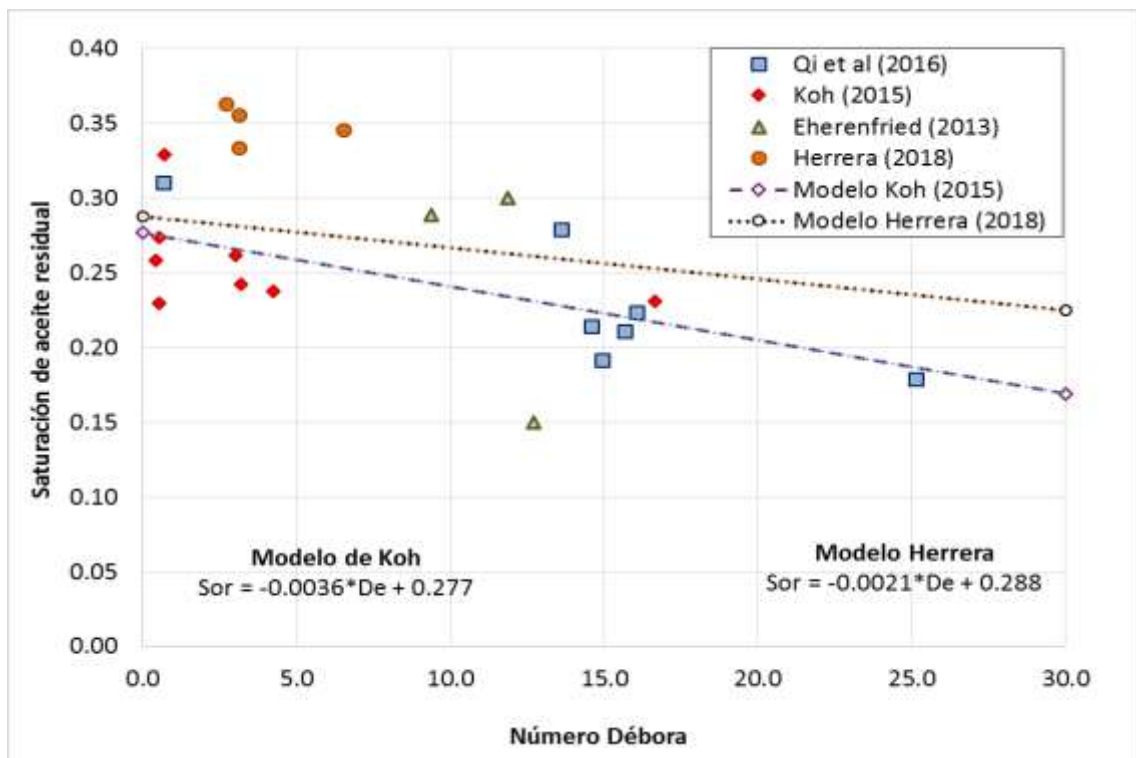
Figura 27. Cambio en el Sor por inyección de polímero en función del número de De para experimentos realizados en medios porosos heterogéneos y homogéneos de afloramiento Berea.



Los resultados obtenidos evidencian la reducción del Sor por la inyección de soluciones poliméricas viscoelásticas. Estos cambios en el Sor van desde valores tan bajos como 0,8 % hasta 16,2 % para medios porosos homogéneos y son un poco más altos cuando se realiza en medios porosos heterogéneos con valores desde 1,7 % hasta 7,2 %.

Finalmente, los resultados permiten concluir que las soluciones poliméricas viscoelásticas contribuyen en la reducción del Sor tanto en medios porosos homogéneos como heterogéneos; pero no se encontró una correlación directa entre la reducción del Sor y la elasticidad (De); evidenciando que no necesariamente altas elasticidades (altos De) generan mayores reducciones en el Sor. Lo anterior lleva a proponer nuevos estudios a nivel de poro que permitan investigar parámetros adicionales que influyen en la recuperación de aceite residual por la inyección de soluciones viscoelásticas.

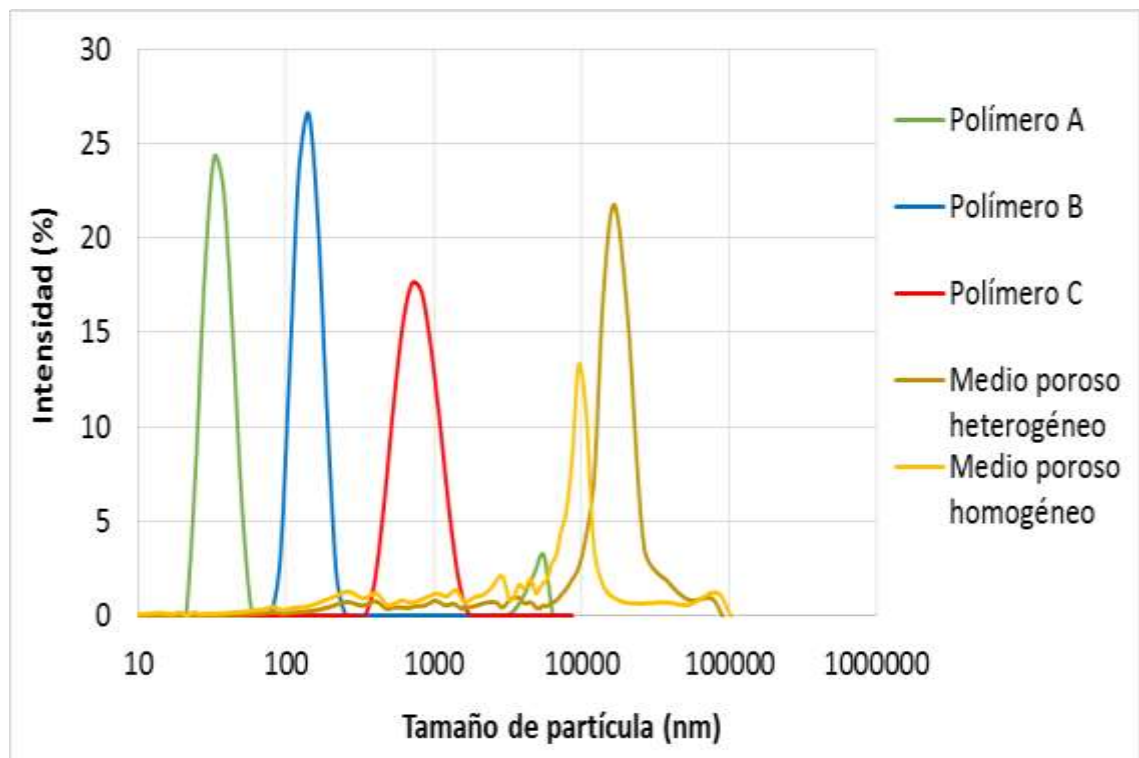
Figura 28. Reducción de Sor final en función del De y tendencia datos de literatura y trabajo de investigación, desviación estándar de 0.063.



Usando los resultados experimentales obtenidos en investigaciones anteriores (Qi, Ehrenfried, Koh, & Balhoff, 2016) y los obtenidos en este trabajo, se observa una tendencia general de la saturación de aceite residual de aceite con el incremento en la elasticidad del polímero (De), la cual se gráfica en la Figura 28.

Los resultados incluidos en la línea de tendencia corresponden únicamente a los obtenidos en medios porosos heterogéneos con números de De menores a 30. Estos datos experimentales presentan una desviación estándar de 0.063, un poco más alta de lo que encontró Qi (2016) y el ajuste de los resultados en $De = 0$ se realizó con la reducción de saturación de aceite final alcanzada con agua y glicerina. La línea de tendencia propuesta por Qi (2016), tiene una reducción de Sor más pronunciada con el incremento en el De , logrando con $De=30$ valores de $Sor=0,17$; no obstante, los resultados de esta investigación mostraron que la reducción de Sor alcanzada con $De = 30$ es de 0,23, un poco más alta a la encontrada por Qi (2016).

Figura 29. Comparación diámetro de garganta de medios porosos homogéneos y heterogéneos con diámetro de partícula de los polímeros A, B y C.



Finalmente, con el objetivo de demostrar que los polímeros viscoelásticos si reducen la saturación de aceite residual, pero esa reducción está directamente relacionada con características del medio poroso; se realizó la determinación de distribución del tamaño de partícula de los polímeros A, B y C a la mayor concentración y se comparó con los tamaños de garganta de muestras de roca heterogéneas y homogéneas. En la Figura 29 se muestran los resultados obtenidos, lo cuales indican que el polímero C tienen mayor tamaño de partícula seguido por el B y el A, lo cual es coherente con los pesos moleculares de estos. En cuanto al tamaño de garganta de poro de las muestras, se observó que el diámetro de poro promedio de los medios porosos homogéneos es de 10000 nm, pero presenta una cantidad considerable de poros de menor tamaño entre 100 y 10000 nm. El medio poroso heterogéneo tiene una mayor cantidad de poros de gran tamaño (>10000 nm), pero se evidencian una pequeña cantidad de poros de tamaños entre 100 y 10000 nm, en menor proporción en comparación los medios porosos heterogéneos.

Estos resultados permiten demostrar que el polímero A de menor peso molecular y menor tamaño de partícula logra acceder las gargantas de poro más pequeñas tanto de los medio porosos homogéneos como los heterogéneos generando mayores reducciones en el Sor. El polímero de alto peso molecular (polímero C), accede menos poros en comparación con los polímeros A y B, lo cual ocasiona que el barrido microscópico realizado por este polímero sea menos eficiente a pesar de tener una mayor propiedad de elasticidad.

4. CONCLUSIONES

1. La variable que tiene mayor influencia en la viscosidad de las soluciones poliméricas es la salinidad del agua de preparación. El peso molecular y la concentración de polímero dejan de ser un factor importante para el incremento de viscosidad cuando se aumenta la salinidad del agua de preparación, siendo más importante la estructura química de los polímeros. Así, los polímeros con monómeros ATBS y grupos hidrófobos logran valores de viscosidad similares a polímeros de mayor peso molecular en un escenario de alta salinidad.
2. Las soluciones poliméricas para procesos de recobro mejorado presentan un comportamiento pseudoplástico en una región de velocidad de corte de $4,24 \text{ s}^{-1}$ y 424 s^{-1} . En este rango de velocidad de corte los polímeros con grupos sulfonados e hidrófobos de menor peso molecular logran valores de viscosidad similares a los polímeros de mayor peso molecular, lo cual se debe a la estructura química que permite un mayor estiramiento de los polímeros gracias a que tiene menos grupos carboxílicos que interactúen con los iones divalentes del agua de preparación.
3. Los valores de módulo viscoso (G'') y elástico (G') de una solución polimérica están directamente relacionados con el peso molecular y la concentración del polímero y tienen una relación inversa con la salinidad del agua de preparación, sin presentar una relación con la estructura química del polímero.
4. Los tiempos de relajación de las soluciones poliméricas se ven influenciados directamente por las tres variables de estudio: peso molecular, concentración del polímero y la salinidad del agua de preparación; siendo el peso molecular el de mayor influencia. Así, el polímero C de mayor peso molecular presenta valores de tiempo de relajación más altos a concentraciones de salinidad mayores, lo que

demuestra que a pesar de que la estructura química del polímero C es menos resistente a la salinidad la propiedad de elasticidad logra mantenerse gracias a su larga cadena de monómeros de acrilamidas.

5. La salinidad del agua de preparación es la variable de mayor relevancia, ya que afecta las propiedades viscosas y elásticas de una solución polimérica, ocasionando el uso elevado de concentración de solución polimérica que llevaría procesos ineficientes y costosos sin aprovechar el efecto de relación de movilidad y la propiedad de elasticidad para ayudar en un barrido microscópico.
6. El flujo de polímeros en medios porosos es complejo; sin embargo, este trabajo, determinó que los polímeros modificados tipo HPAM presentan factores de corrección de velocidad de corte bajos ($C=2$) para flujos bifásicos, en comparación con resultados anteriores reportados en la literatura. Los valores de factores de corrección bajos son favorables porque corresponden a valores de viscosidad aparente más altos en el medio poroso que contribuyen a mayores reducciones de S_{or} .
7. Los resultados en medios porosos permiten concluir que la propiedad de elasticidad contribuye en la reducción del aceite residual desde valores de 7,5 % hasta 30,6 % en medio porosos homogéneos y de 6,0 % hasta 14,5% para medios porosos heterogéneos; sin embargo no existe una relación directa entre la reducción del S_{or} y la elasticidad (De) de las soluciones poliméricas.
8. Finalmente, este trabajo de investigación logró comprobar que el diámetro de las partículas de la solución polimérica si tiene una influencia en la reducción de la saturación de aceite residual, ya que menor tamaño de diámetro de partícula del polímero (menor peso molecular) permite mayor acceda a las gargantas de poros más pequeñas.

5. RECOMENDACIONES

1. Realizar evaluaciones de los tres polímeros modificados con propiedades de elasticidad similares en los mismos medios porosos heterogéneos usados en este trabajo de investigación. Cada polímero se debe evaluar en un medio poroso distinto para lograr comprobar el efecto de la elasticidad en la reducción de la saturación de aceite residual.
2. Complementar las evaluaciones de desplazamiento en equipos *coreflooding* con técnicas intrusivas como la tomografía computarizada para evidenciar los cambios de saturación de aceite residual por inyección de polímero de una forma más representativa.
3. Evaluar la reducción de saturación de aceite residual en medios porosos heterogéneos de baja permeabilidad independientes con polímeros modificados, bajo las mismas condiciones de experimentación llevadas a cabo en este trabajo de investigación.
4. Estudiar el efecto de la viscoelasticidad de soluciones poliméricas en la reducción del Sor a escala de poro mediante la simulación de flujo de fluidos en la herramienta computacional CFD.

Bibliografía

ABRAM, A., The influence of fluid viscosity, interfacial tension and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood. Society of Petroleum Engineers Journal SPEJ, 15, 1975, p.437-447.

AL-SAAD, F. S., AL-AMRI, B. A., & AL-NOFLI, S. M., Polymer Flooding in a Large Field in South Oman Initial Results and Future Plans. SPE 154665 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 16-18 de April de 2012.

BARNES, H. A., HUTTON, J. F., & WALTERS, K., An Introduction to Rheology. Amsterdam, The Netherlands : Elsevier, 1989.

BIRD R., B., STEWART W., E., & LIGHTFOOT E., N., Fenómenos de transporte. México: Segunda Edición LIMUSA WILEY, 2006.

CANELLA, W., HUH, C., & SEERIGHT, R. S., Prediction of Xanthan Rheology in Porous Media. Proc. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib, 1988,doi:10.2523/18089-MS.

CARREAU, P. J., PhD Thesis, University of Wisconsin, Madison, USA, 1968. Trans. Soc. Rheol. 16, p 99-127.

CASTELLETTO, V., HAMLEY, I. W., XUE., W., SOMMER, C., PEDERSON, J. S., & OLMSTED, P. D.. Rheological and structural characterization of hydrophobically modified polyacrylamide solutions in the semidilute Regime. Macromolecules 37, 2004, p 1492-1501.

CHAUVETEAU, G., Molecular interpretation of several different properties of flow of coiled polymer solutions through porous media in oil recovery conditions. SPE 10060 presented at the SPE 56th Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, October 5-7, 1981.

DAVISON, P., & MENTZER, E. Polymer flooding in North Sea Reservoirs. Soc. Pet. Eng. J., 1982, p 353-362.

DAVISON, P., & MENTZER, E., Polymer Flooding in North Sea Reservoirs. SPEJ 22 (3), 1982, p 353-362.

DELAMAIDE E., TABARY R., & RENARD G., Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story In: Proceedings of the Paper WPC-21-0851. presented at the 21st World Petroleum Congress. Moscow, Rusia, June15-19, 2014b.

DELAMAIDE E., ZAITOUN A., & RENARD G., Pelikan lake field: First successful application of Polymerflooding in a heavy oil reservoir. SPE Reservoir Evaluation Engineer 17 (3), 2014a, p 340 354.

DELSHAD, M., KIM, D. H., MAGBAGBEOLA, O., HUH C., POPE, G., & TARAHHOM, F., Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for improve polymer flood efficiency. SPE 113620 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, April 19-23, 2008.

EHRENFRIED D., H., Impact of Viscoelastic Polymer flooding on Residual Oil Saturation in Sandstones. Thesis Master of Science in Engineering.The University of Texas at Austin, 2013.

FAROUC A., & THOMAS S., Enhanced Oil Recovery-what we have learned". Journal of Canadian Petroleum Technology, 39 (2), 2000.

GAILLARD D., N., GIOVANNETTI B., C., F., CARITEY P., J., G., D., & A., Z., New Water Soluble Anionic NPV Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions. Society Petroleum Engineers SPE 169108-MS, April 12-16, 2014.

GAILLARD, N., GIOVANNETTI, B., LEBLANC, T., THOMAS, A., BRAUN, O., & FAVERO, C., Selection of Customized Polymers to Enhance Recovery of High Temperatura Reservoirs. SPE 177073 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito,, November 18-20, 2015.

GREEN, D., & WILLHITE G.P., Enhanced Oil Recovery. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1998.

GUPTA R., & SRIDHAR, T.. Viscoelastic effects in non-Newtonian flows through porous media. *Rheol. acta* 151, 1985, p 148-151.

HAN, M., XIANG, W., & ZHANG, J., Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields. SPE 104432 presented at the International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 5-7 de December de 2006.

HAN, X., WANG, W., & XU, Y., The viscoelastic behavior of HPAM solutions in porous media and its effects on displacement efficiency . SPE 30013 presented at the International Petroleum Meeting, Beijing, , 14-17 November, 1995.

HEEMSKERK, J., & ROSMALEN, R., Quantification of viscoelastic effects of polyacrylamide solutions. SPE Enhanc. Oil Recover. Conf. 1984.

HIRASAKI, G., & POPE, G. A., Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. SPEJ, 337-346, August, 1974.

HRYS A., HOCHENFELLNER F., & PAPONI H., Design and Execution of a Polymer Injection Pilot in Argentina. SPE 166078 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September- 2 October de 2013.

HUH , C., & POPE, G., Residual Oil Saturation From Polymer Floods: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation. Proc. SPE/DOE Symposium Improve Oil Recovery SPE 113417-MS, p 1-21, 2008.

JAMES, D. F., & MCLAREN, D. JOURNAL OF FLUID MECHANICS 70 733, 1975.

JIMÉNEZ R., CASTRO R., MAYA, G., DELGADILLO, C., GARCÍA, H., LEÓN, J., & CÁRDENAS, F., Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. ACIPET, 2017.

KAMARAJ, K., ZHANG, G., LIU, Y., & SERIGHT, R.. Effect of Residual Oil Saturation on Recovery Efficiency during Polymer Flooding of Viscous Oils. Proc. OTC Arct Technol. Conf. doi:10.4043/22040-MS, 2011.

KIM, D., LEE, S., AHN, C., & HUH, C., Development of a Viscoelastic Property Database for EOR Polymers. SPE 129971, 2010.

KNOLL, S. K., & PRUD'HOMME, R. K., Interpretation of dynamic oscillatory measurements for characterisation of well completion fluids. SPE 16283 Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 4-6, 1987.

KOH H., Experimental Investigation of The Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. Dissertation Doctor of Philosophy, The University of Texas at Austin, January, 2015.

KOH, H., LEE, V., & POPE, G. A. Experimental Investigation of The Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. Society Petroleum Engineer SPE179683-MS, 11-13 April, 2016.

KOHLER, N., & CHAUVETEAU, G., Xanthan polysaccharide plugging behaviour in porous media preferential use of fermentation broth. Journal Petroleum Technology, p 349-358, 1981.

LAKE, L. W., Enhanced Oil Recovery, Upper Saddle River. New Jersey: Prentice-Hall Inc, Englewoods Cliff, 1989.

LEVITT D., JOUENNE S., BONDINO I., SANTANACH E., C., & BOURREL M., Polymer Flooding of Heavy Oil Under Adverse Mobility Conditions. SPE 165267 Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, July 2-4, 2013.

LIU J., ADEBGESAN K., & BAI J., Suffield Area, Alberta, Cananada - Caen Polymer Flood Pilot Project. SPE 157796 presented at the SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 de June de 2012.

LU, X., LIU, H., WANG, S., & WANG, X. Performance Evaluation and Mechanism Analysis of HPAM Solution with Broad Distribution Relative Molecular Mass. International Petroleum Technology Conference in Bangkok, Thailand, 7-9 de February de 2012.

LUO JH., LIU YZ., & ZHU P. Polumer solution properties and displacement mechanisms. In: Shen PP, Liu YZ, Liu HR (eds) Enhanced oil recovery-Polymer flooding. Petroleum Industry Press, Beijing 1-72, 2006.

MANICHAND, R. N., MOE SOE LET, K. P., GIL, L., QUILLIEN, B., & SERIGHT, R. S., Effective propagation of HPAM solutions through the Tambaradjo reservoir during a polymer flood. SPE Productuion & Operations SPE 164121-PA, 28(04). doi:<https://doi.org/10.2118/164121-PA>, Septiembre de 2013.

MARSHALL, R. J., & MENTZNER, A. B., Ind. Eng. Chem. Fund. 6, p 393-400, 1964.

MASUDA, Y., TANG, K., MIYAZAWA, M., & TANAKA, S., 1D simulation of polymer flooding including the viscoelastic effect of polymer solution. SPEREE, (May), p 247-252, 1992.

MAYA G., MERCADO D., CASTRO R., M., T., SOTO C., & PEREZ H., Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. SPE-139199-MS, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December, Lima, Perú, 2010.

MORADI-ARAGHI, A., & DOE, P., Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamide in Hard Brines at Elevated Temperatures. SPERE 2 (2), p 189-198, 1987.

PANCHAROEN, M., THIELE, M. R., & KOVSCEK, A. R., Inaccessible Pore Volume of Associative Polymer Floods. SPE 129910-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Tulsa, USA, 2010.

PARKER, J. W., & LEZZI A., Hydrolysis of Sodium 2-Acrilamido-2 methylpropanesulfonate copolymers at elevated temperature in aqueous solution via ¹³C N.M.R. Spectroscopy,. Polymer 34, 23, 1993.

PUSCH, G., LOSTSCH, T., & MULER, T., Investigation of the oil displacing efficiency of suitable polymer products in porous media, aspects of recovery mechanisms during polymer flooding. DGMK-Report, German Society Petroleum Science Coal Dhem, Hamburg, p 295-296, 1987.

QI, L. Q., & FENG, H. Q., Optimum amount of polymer injection in polymer flooding. In: Gang, Year Perio (1191-1995), Vol. I, Petroleum Industry Press, 277-279, 1998.

QI, P., EHRENFRIED, D., KOH, H., & BALHOFF, M. T., Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polyemers. Society of Petroleum Engineer, SPE 179689-MS, 2016.

RAZA QUADRI, S. M., M., S., ALSUMAITI M., A., & ALHASSAN, M. S., Screening of Polymers for EOR in Hight Temperature, High Salinity and Carbonate Reservoirs Conditions. IPTC-18436-MS,, Doha, Qata, December 6-9, 2015.

ROJAS, O., BRICEÑO, I. M., & AVENDAÑO, J., Fundamentos de Reología, Laboratorio de Formulación Interfases, Reología y Procesos. Obtenido de FIRP: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S521C.pdf>, 2017.

RYLES, R., Chemical Stability Limits of Water Soluble Polymers Used in Oil Recovery Processes. SPERE 3 (1), 23-24, 1988.

SADOWSKI, T. J., & BIRD, R. B., Non Newtonian flow through porous media I. theoretical. Transaction of the Societyof Rheology (Trans. Sco. Theol.) 9 (2), 243-250, 1965.

SANDENGEN, K., WIDEROE, H. C., NURMI, L., & HANSKI, S., Hydrolysis kinetics of ATBS polymers at elevated temperature, via 13 C NMR spectroscopy, as basis for accelerated aging tests. Journal of Petroleum Science and Engineering 158, 680-692, 2017.

SAVINS, J., Non-Newtonian flow through porous media. Ind. Eng. Chem. 61 (10), 18-47, 1969.

SCHNEIDER N., F., & OWENS W., Steady state measurements of relative permeability for polymer/oil systems. SPE Journal 22 (1), 79-86, 1982.

SERIGHT. R., Use of Polymers to Recover Viscous oil From Unconventional Reservoirs. Departments of Energy, Report DE-NT0006555, 2011.

SHENG JAMES J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice. Elsevier Inc. All rights reserved, 2011.

SHUPE, R. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. Journal Petroleum Technol 33 (8): SPE 9299-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/9299-PA>, 1513 -1529, 1981.

SORBIE K. Polymer Improved Oil Recovery. Endingurgh: CRC Press, Inc., 1991.

STEGEMEIER G., L., Relationship of trapped oil saturation to Petrophysical properties of porous media. SPE 4754, Presented at SPE Improved Oil Recovery, 1974.

SZABO M. T., An Evaluation of Water Soluble Polymers for Secondary Oil Recovery, Parts I and II. Journal Petroleum Technology, 553-570, May de 1979.

TAYLOR, K. C., & NASR-EL-DIN, H. A., Water soluble hydrophobically associating polymers for improves oil recovery: A literatura review. Journal Petroleum Science Engineering 19, Doi:10.1016/S0920-4105(97)00048X, 265-280, 1998.

TEEUW, D., ROND, D., & MARTÍN, J. H., Design of a Pilot Polymer Flood. Proceedings of th Paper SPE 11504 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, 14-17 de March de 1983.

THAKURIA, C., AL-AMRI, M. S., AL-SAQRI, K. A., JASPERS, H. F., AL-HASHMI, K. H., & ZUHAIMI, K., Performance Review of Polymer Flooding in a Major Brown Oil Field of Sultanate of Oman. SPE 165262 presented at th SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2-4 de July de 2013.

URIBISSINOVA, T. S., TRIVEDI, J., & KURU, E., Effect of Elasticity during Viscoelastic Polymerflooding: a Possible Mechanism of Increasing the Sweep Efficiency,. SPE 133471, May 26 - 30, 2010.

VERMOLEN, E. C., VAN HAASTERECHT, M. J., MASALMEH, S. K., FABER, M. J., BOERSMA, D. M., & GRIEMEMFELDER, M., Pushing the Envelope for Polymer Flooding Towards High Temperature and High Salinity Reservoirs with Polyacrylamide Based ter Polymers. SPE 141497SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, September 25-28, 2011.

VOLPERT., E., SELB, J., & CANDAU, F., Associating behavior of polyacrylamide hydrophobically modified with dihexylacrylamide. Polymer 39,, 1025-1033, 1998.

WANG D., CHENG J., XIA H., LI Q., & SHI J., Viscous Elastic Fluids can Mobilize Oil Remaining after Water Flood by Force Parallel to the Oil Water Interface. SPE 72123, SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, October 8-9, 2001a.

WANG D., XIA H., & LIU Z., Study of the Mechanism of Polymer Solution with Viscoelastic Behaviour Increasing Microscopic Oil Displacement Efficiency and the Forming of steady oil Thread Flow Channels. SPE 68723, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, April 17 -19, 2001b.

WANG, D., CHENG, J., JANG, Q., LI Q., GONF W., & CHEN , F., Viscous Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. SPE 63227, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.

WANG, J., Experimental and Numerical Study of Enhanced Heavy Oil Recovery by Chemical Flooding. Thesis Degree of Doctor of Philosophy, 2009.

Wang, M., Laboratory investigation of factors affecting residual oil saturation by polymerflooding. The University of Texas at Austin, 1995.

WENXIANG W., WANG D., & HAIFENG J., Effect of the Visco-elasticity of Displacing Fluids on the Relationship of Capillary Number and Displacement Efficiency in Weak Oil Wet Cores. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Jakarta, Indonesia, October 30-November 1, 2007.

WREATH, D. G., A Study of Polymer Flooding and Residual Oil Saturation. Master of Science Thesis, University of Texas Austin, 1989.

WU, W., WANG, D., & JIANG, H., Effect of the visco-elasticity of displacing fluids on the relationship of capillary number and displacement efficiency in weak oil-wet cores. Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 1-5, 2007.

XIA F., H., WANG D., WANG G., & LIU J., Mechanism of the Effect of Micro-forces on Residual Oil in Chemical Flooding. SPE 115315, 2008.

XIA, H., WANG, D., WU, J., & KONG, F. Elasticity of HPAM Solutions Increases Displacement Efficiency under Mixed Wettability Conditions Proc. SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 1-8, SPE 88456-MS, 2004.

YANG ER-LONG., & PING, S. K., Displacement Mechanism of Polymer Flooding by Molecular Tribology. CHIN.PHIS.LETT. Vol 23, No 9, 2006.

YIN H., WANG D., & ZHONG H., Study on Flow Behaviors of Viscoelastic Polymer Solution in Micropore With Dead End. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas USA, September 24-27, 2006.

ZAITOUN, A., & POTIE, B., Limiting Conditions for the Use of Hydrolyzed Polyacrylamides in Brines Containing Divalent Ions. Paper SPE 11785 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, Denver, Colorado, June 1-3, 1983.

ZENG X., L., SUN F., WANG X., & HE G., Well Production Research on Conventional Heavy Oil in Unconsolidated Reservoirs in Bohai Oilfield. Drilling & Production Technology, 2005.

ANEXOS

Anexo A. Procedimiento para determinar la velocidad de corte de polímeros en medios porosos

En este trabajo de investigación se utilizó la ecuación matemática propuesta por Wreath (1989), que presenta algunas variaciones en comparación con las ecuaciones planteadas por Canella, Huh & Seright (1988) y Chauveteau (1981), Ecuación 18.

$$\dot{\gamma}_{eq} = C * \left(\frac{3n + 1}{4n} \right)^{\frac{n}{n+1}} \frac{4u}{\sqrt{8kk_r w s w \phi}} \quad (18)$$

Donde, $\dot{\gamma}_{eq}$ es la velocidad de corte equivalente (s^{-1}), u es la velocidad de flujo en medio poroso q/A (cm/s), ϕ es la porosidad, k es la permeabilidad a la salmuera (cm^2), K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, S_w es la saturación de agua en el medio poroso y n es el valor del exponente de la ley de potencia de la gráfica log-log viscosidad en función de la velocidad de corte

La velocidad de corte depende directamente de la saturación de agua y varía con el tiempo durante la inyección de la solución polimérica ya que la condición de S_w cambia en el tiempo, lo que complica el análisis de comparación de las viscosidades en el medio poroso donde no se tiene una velocidad de corte única para fluidos no newtonianos con la reología de los fluidos newtonianos. Por esto la importancia de determinar los valores aproximados para los polímeros A, B y C, tanto en los medios porosos reales como en las Bereas.

La determinación de la velocidad de corte en medios porosos reales se realizó mediante los resultados obtenidos de reducción de movilidad llevados a cabo en una primera etapa de investigación en el Centro de Innovación y Tecnología del ICP para las soluciones poliméricas A, B y C. Para determinar el valor de C y la velocidad de corte real en el medio poroso se llevaron a cabo los siguientes pasos:

1. Se preparó solución polimérica de diferentes concentraciones de los polímeros A, B y C en agua de 550 ppm de NaCL.
2. Se realizó la evaluación de viscosidad de las soluciones poliméricas a diferentes velocidades de corte en el equipo reómetro como se muestra en las Figuras E.1. Se determinó la ley de potencia a los resultados de viscosidad en función de velocidad de corte de cada una de las concentraciones de las soluciones poliméricas A, B y C.
3. Se restauró medio poroso real a condiciones reales de saturación del yacimiento durante por los menos 20 días.
4. Se realizó inyección de agua hasta condición de Sor y se realizaron las mediciones del diferencial de presión al agua de inyección de 550 ppm de NaCL a diferentes tasas de evaluación.
5. Se inyectó soluciones poliméricas en el medio poroso real hasta lograr una diferencial de presión estable de por lo menos 4 VP en cada tasa de inyección y con las diferentes concentraciones de polímero a evaluar. Con los diferenciales de presión medidos y la tasa de flujo se determinó una viscosidad aparente del polímero en el medio poroso usando la Ley de Darcy.
6. Se calculó una velocidad de corte no corregida con un valor de $C=1$ utilizando la ecuación 21.
7. Se graficó la viscosidad aparente en función de la velocidad de corte no corregida y a los resultados obtenidos se graficaron de forma log-log y se obtuvo una ecuación de ley de potencia. En las Figuras E.2 se presentan los resultados obtenidos.
8. Comparar los resultados de la viscosidad efectiva en el medio poroso con la viscosidad medida en el equipo reómetro y encontrar el valor de C necesario para lograr un ajuste de la viscosidad efectiva con la viscosidad *bulk*.

Anexo B. Preparación de medios porosos para evaluación experimental de inyección de polímeros viscoelásticos

Preparación y saturación del medio poroso

Las evaluaciones experimentales se realizaron en medio poroso real del yacimiento en estudio y en medios porosos de afloramiento tipo Berea. Los medios porosos heterogéneos fueron tapones de 1,5 pulgadas diámetro y de aproximadamente 6 cm de longitud por lo que fue necesario armar *composites* con 3 tapones de permeabilidades similares y se obtuvo un composite de longitud 25 cm. Los medios porosos homogéneos fueron de 1,5 pulgadas de diámetro y 30 cm de longitud, por lo que no fue necesario armar *composites* con este tipo de muestras.

El procedimiento llevado a cabo para preparación y saturación fue:

1. Medición de permeabilidad al aire y Klinkenberg, porosidad y volumen poroso, las cuales se llevaron a cabo en el Laboratorio de Análisis Petrofísico Básico del Centro de Innovación y Tecnología del ICP.
2. Se pesó cada tapón seco.
3. Se colocó los *plugs* en un recipiente hermético cerrado con dos válvulas que permitieran realizar vacío adecuado y succionar agua.
4. Se adecuó bomba de vacío a conexión del recipiente hermético y se encendió por un tiempo de aproximadamente 6 horas para asegurar que no se quedara absolutamente nada de aire dentro del medio poroso.
5. Mientras se realizó vacío, se conectó la otra entrada del recipiente hermético a una probeta que contenía la salmuera sintética equivalente al agua de preparación de la solución polimérica y se registró el nivel actual de la cantidad de salmuera.
6. Después de realizar vacío, se abrió válvula de entrada al recipiente hermético y se permitió que la salmuera sintética equivalente al agua de preparación saturara el medio poroso. El medio poroso estaba completamente saturado cuando el nivel de agua registrado por la probeta se mantuviera constante.

7. El medio poroso se pesó y se calculó el volumen poroso y porcentaje de saturación, el cual debe ser mayor a un 98 %.

Restauración de Mojabilidad

El procedimiento de restauración para cada composite armado y medio poroso real fue:

1. Montaje de muestra de roca en equipo portamuestra (*coreholder*).
2. Se establecieron las condiciones de trabajo. Presión de confinamiento (2000 psi), Temperatura (100 °C) y presión de poro (500 psi).
3. Se inyectó salmuera de equivalente al agua de preparación y se determinó la permeabilidad absoluta del medio poroso a la salmuera de preparación durante por lo menos 4 VP estables.
4. Se desplazó 1.2 VP de crudo muerto del yacimiento en evaluación a una tasa de flujo muy baja para desplazar lo más homogéneo posible el agua.
5. Luego, se incrementó la tasa de inyección de crudo para terminar de llevar el medio poroso a condiciones de saturación de agua irreducible. El volumen de agua producida durante la inyección de crudo se cuantifica ubicando una bureta en la salida del equipo de desplazamiento. Se determina Swirr.
6. Durante la inyección de crudo medir la permeabilidad efectiva al crudo, por lo menos 4 VP estables.
7. La restauración de mojabilidad se realiza inyectando 1 VP diario de crudo por lo menos durante 30 días continuos, se debe evidenciar la no producción de agua en el efluente y determinar la Swirr.

Eficiencia de desplazamiento por inyección de agua

La inyección de agua sintética equivalente al agua de preparación filtrada y desaireada se realiza para determinar la saturación de aceite residual de crudo, la permeabilidad efectiva al agua después de la inyección de crudo. Los fluidos producidos en el efluente se recolectan cada 0,2 VP en buretas graduadas para cuantificar la cantidad de crudo producido y calcular el valor de Sor. La inyección de agua finaliza cuando se tiene un corte de agua superior al 95 % o de aceite menor 0,05 % y el diferencial de presión se estabilice.

En este desplazamiento se debe garantizar que el medio poroso se encuentre a condiciones de Sor mediante el desplazamiento de suficientes VP de agua, incrementos y disminución de la tasa de flujo con el objetivo de evidenciar el efecto viscoelástico de las soluciones poliméricas a evaluar.

Eficiencia de desplazamiento por inyección de polímero

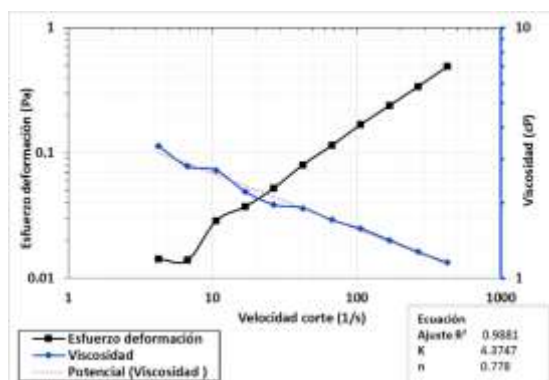
La solución polimérica se desplazó después de llevar hasta condición de saturación de aceite residual el medio poroso en una etapa de recobro terciaria. La tasa de flujo a la cual se realizó la inyección fue la misma de la inyección de agua que equivale a 1 ft/día, tasa promedio de flujo a escala de yacimiento y se llevó a cabo de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Se inyectó 2 VP de solución polimérica concentración 1 (concentración más baja) a tasa de 1 ft/día.
2. Se inyectó 2 VP de agua sintética equivalente al agua de preparación a la misma tasa de evaluación.
3. Se desplazó nuevamente solución polimérica a una concentración 2 (concentración más alta) a tasa de 1 ft/día.
4. Se inyectó 2 VP o más de agua sintética equivalente al agua de preparación a la misma tasa de evaluación.
5. Durante toda la inyección, se recolectó los efluentes cada 0,2 VP de solución polimérica y agua inyectada.
6. Los efluentes se colocaron en el horno hasta evidenciar el rompimiento de las emulsiones formadas y así lograr cuantificar los volúmenes de crudo producidos para determinar la eficiencia de desplazamiento.

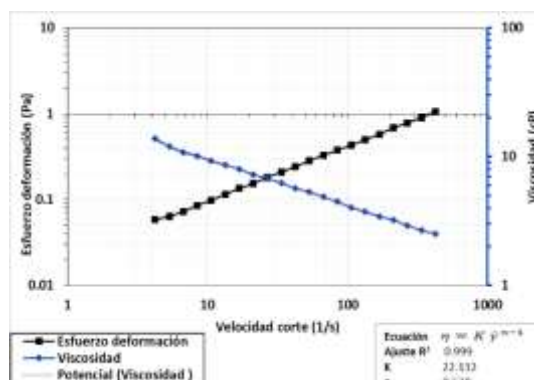
Anexo C. Reogramas de soluciones poliméricas de B y C a diferentes concentraciones y salinidad del agua de preparación.

Figura 1.C. Reograma de soluciones poliméricas de B preparadas en agua de salinidades a) 550 ppm b) 5445 ppm y c)10340 ppm de NaCl, T 104 °C y diferentes concentraciones de soluciones poliméricas

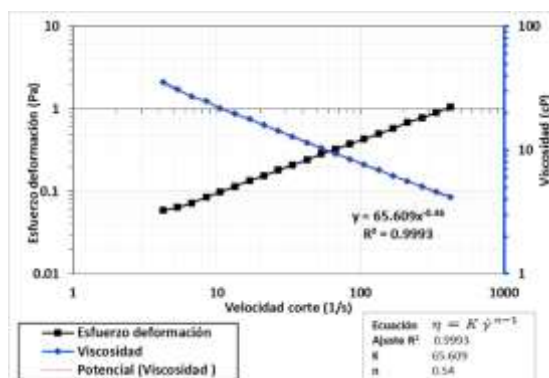
c) Agua preparación salinidad 545 ppm



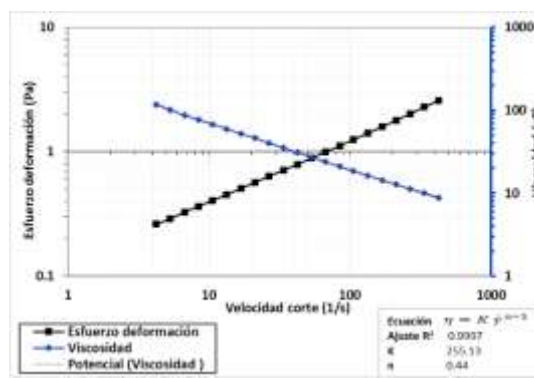
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

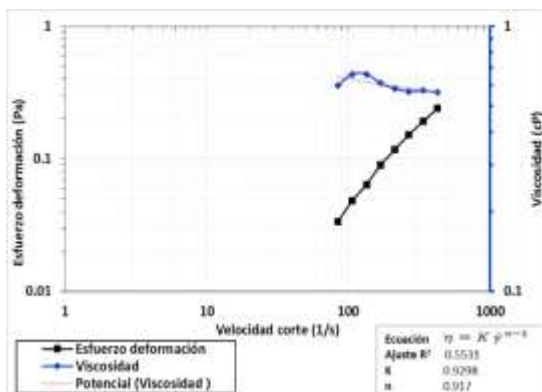


Concentración polímero 1500 ppm

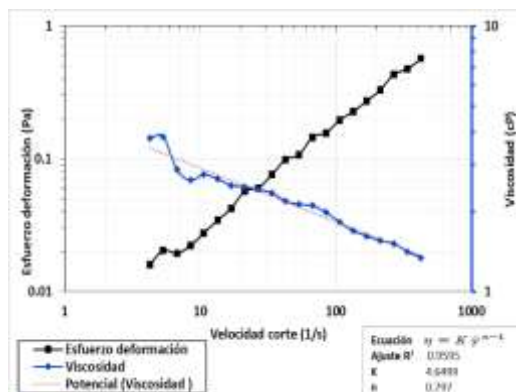


Concentración polímero 2500 ppm

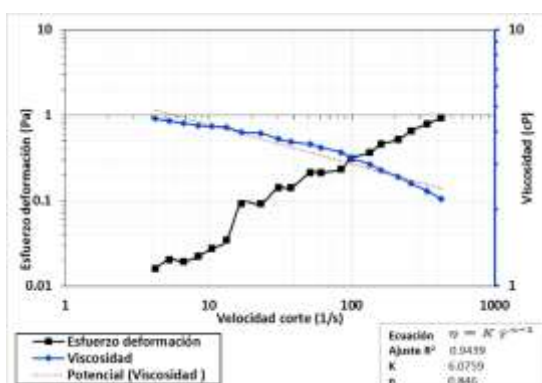
d) Agua preparación salinidad 5445 ppm



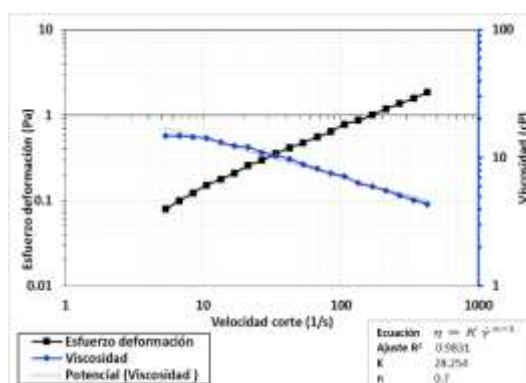
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

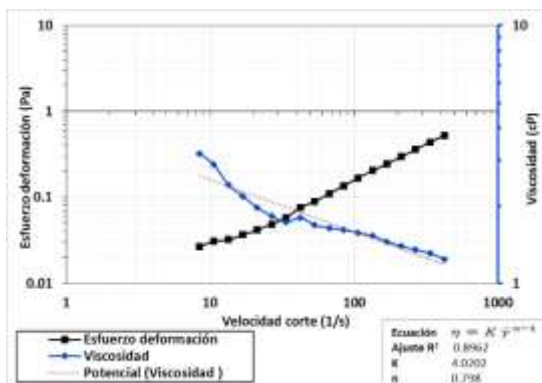


Concentración polímero 1500 ppm

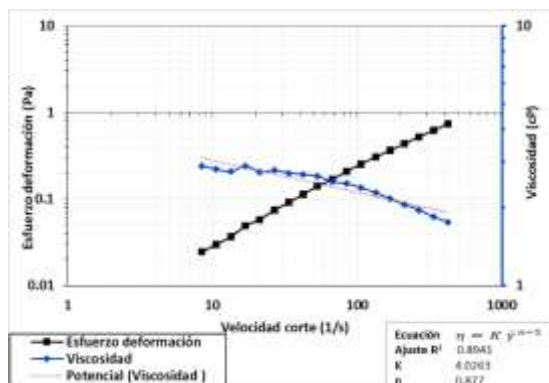


Concentración polímero 2500 ppm

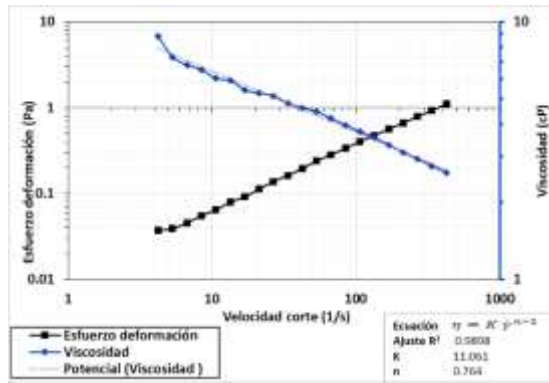
b) Agua preparación salinidad 10340 ppm



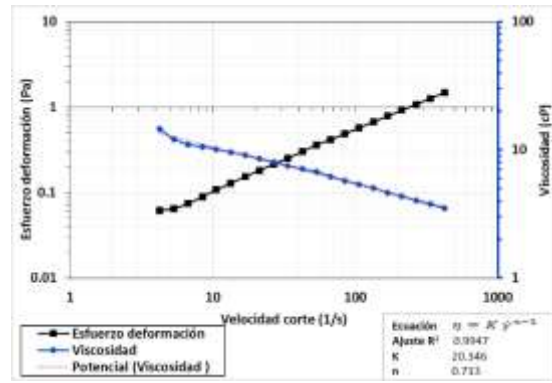
Concentración polímero 1000 ppm



Concentración polímero 1500 ppm



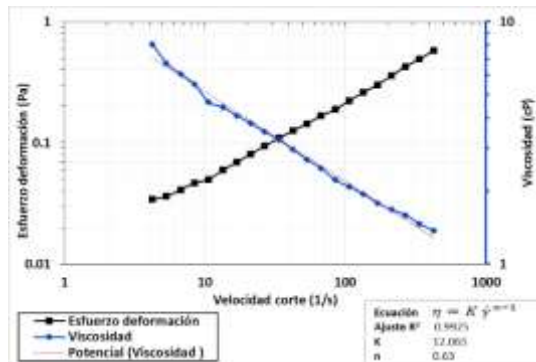
Concentración polímero 2000 ppm



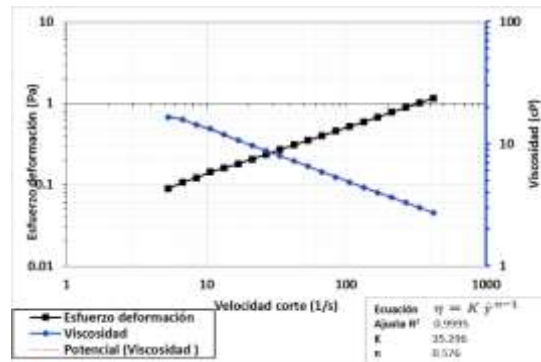
Concentración polímero 2500 ppm

Figura 2.C. Reograma de soluciones poliméricas de C preparadas en agua de salinidades a) 550 ppm b) 5445 ppm y c)10340 ppm de NaCl, T 104 °C y diferentes concentraciones de soluciones poliméricas

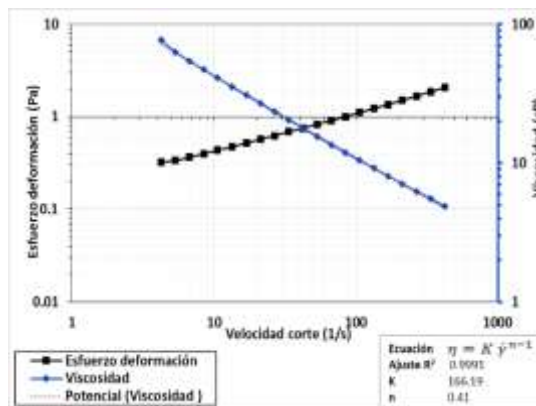
e) Agua preparación salinidad 545 ppm



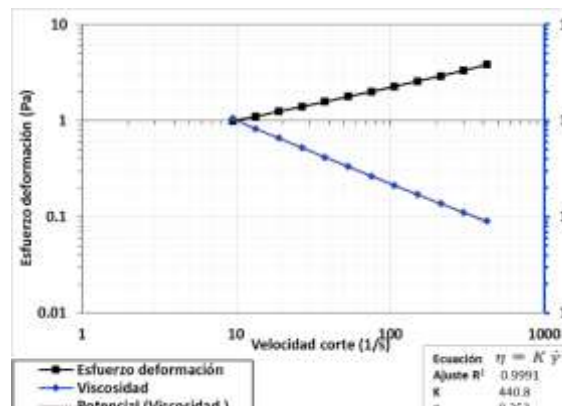
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

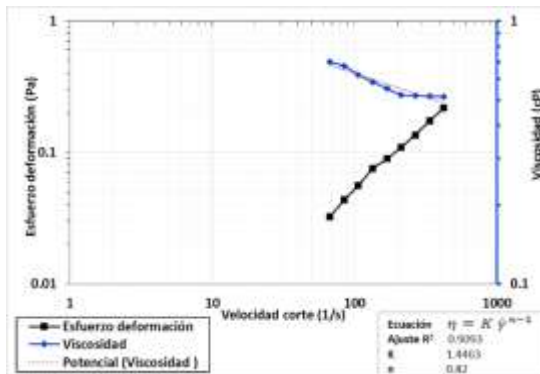


Concentración polímero 1500 ppm

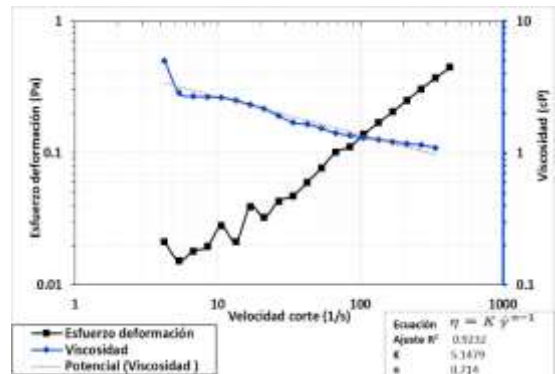


Concentración polímero 2500 ppm

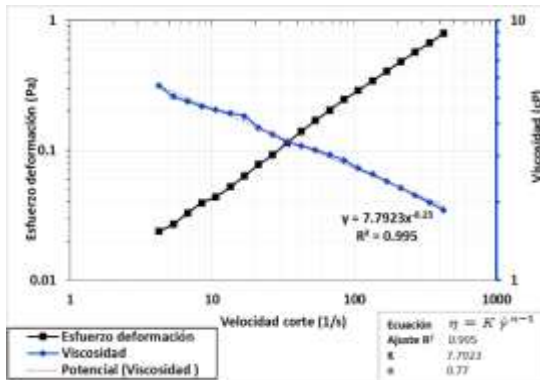
f) Agua preparación salinidad 5445 ppm



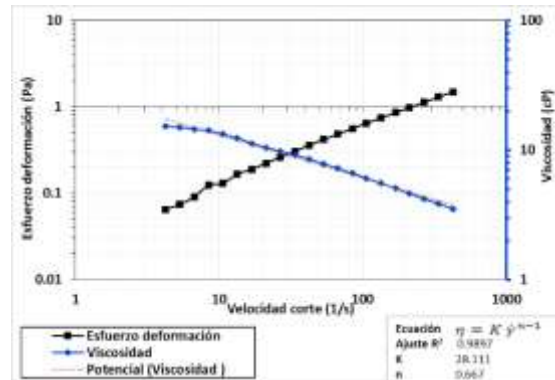
Concentración polímero 500 ppm



Concentración polímero 1000 ppm

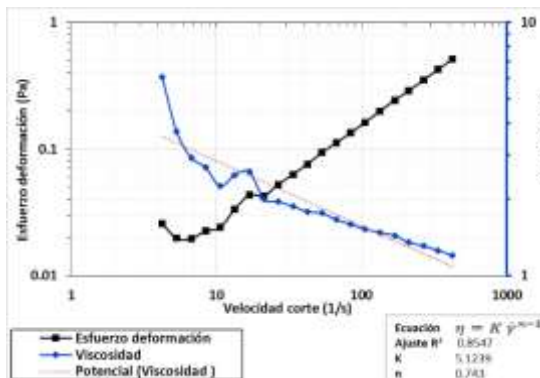


Concentración polímero 1500 ppm

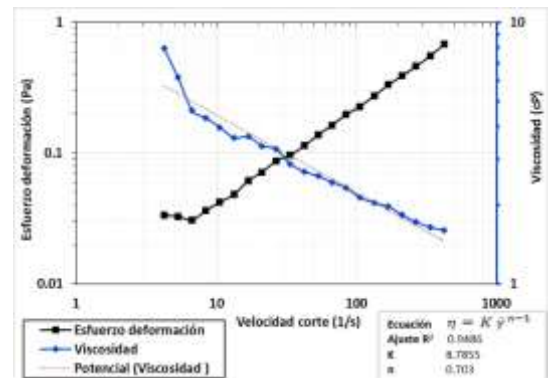


Concentración polímero 2500 ppm

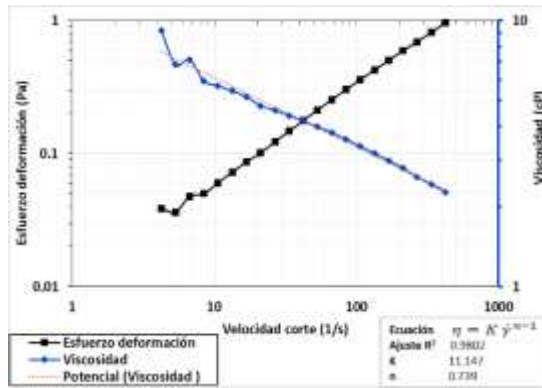
c) Agua preparación salinidad 10340 ppm



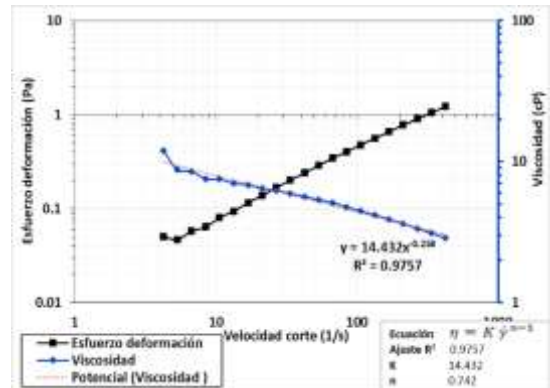
Concentración polímero 1000 ppm



Concentración polímero 1500 ppm



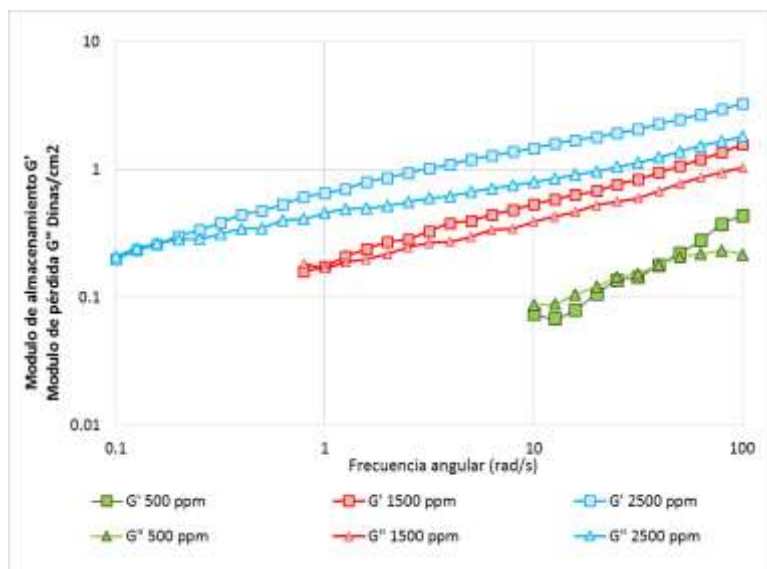
Concentración polímero 2000 ppm



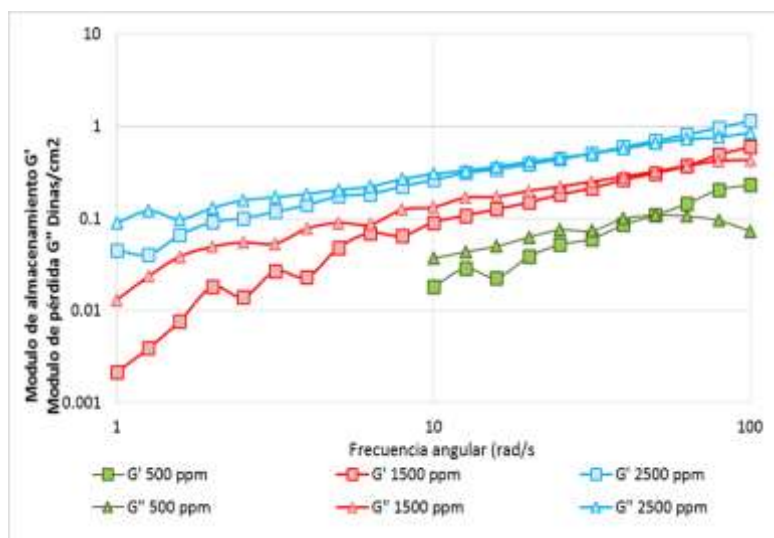
Concentración polímero 2500 ppm

Anexo D. Modulo viscoso y elástico de polímeros B y C a diferentes concentraciones en condiciones de salinidad de 550, 5545 y 10340 ppm.

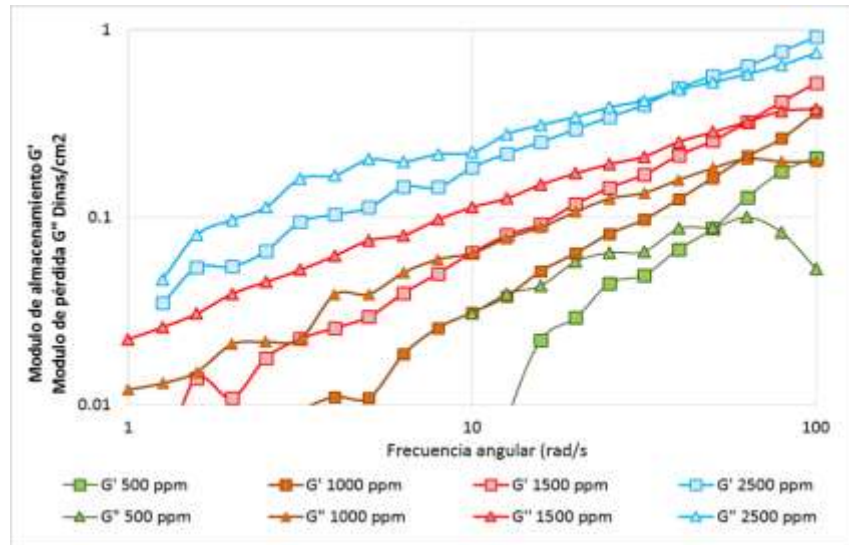
Figura D.1. Módulos de pérdida y almacenamiento para polímero B preparado en agua de salinidad a) 550 ppm, b) 5445 ppm y c) 10340 ppm a T= 25 °C



a) Salinidad 550 ppm

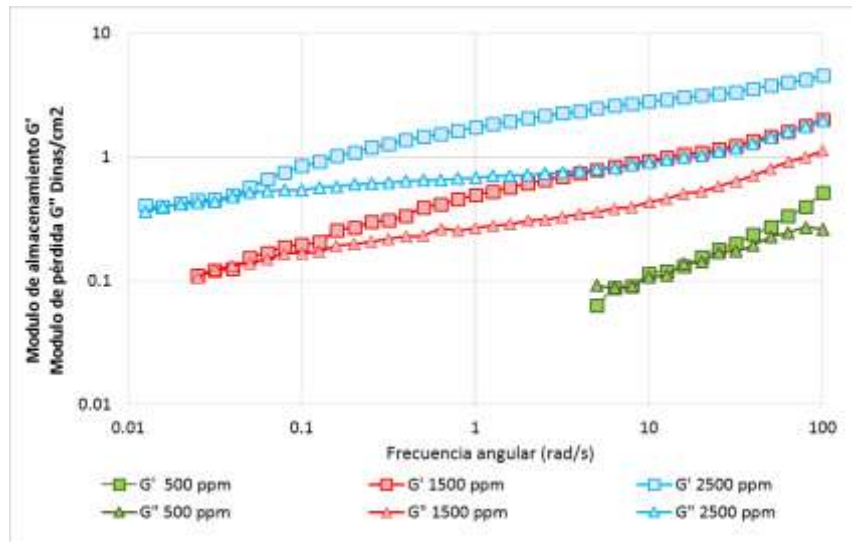


b) Salinidad 5445 ppm

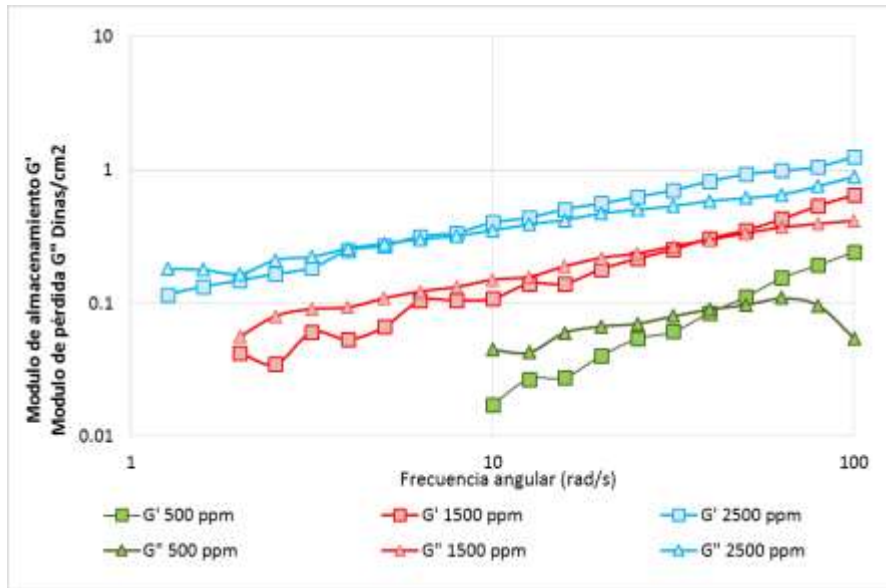


c) Salinidad 10340 ppm

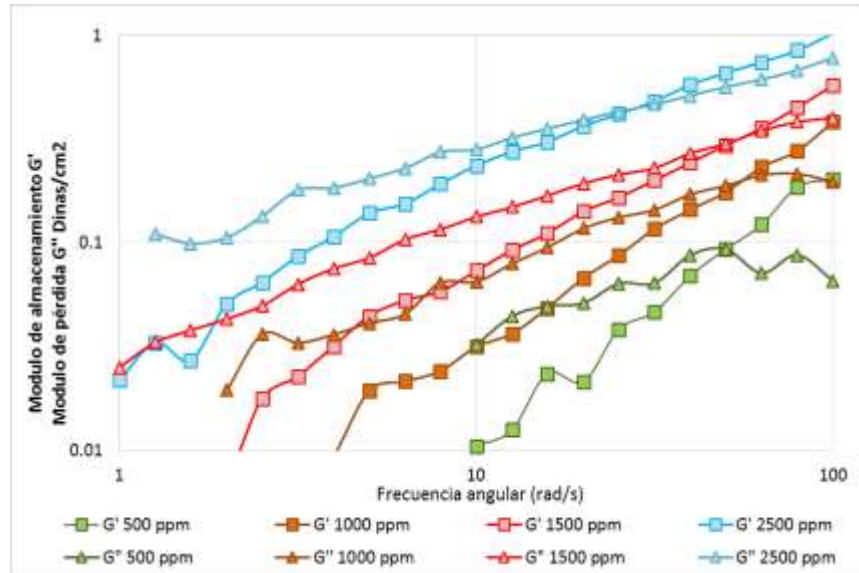
Figura D.2. Módulos de pérdida y almacenamiento para polímero C preparado en agua de salinidad a) 550 ppm, b) 5445 ppm y c) 10340 ppm a T= 25 °C



a) Salinidad 550 ppm



b) Salinidad 5445 ppm



a) Salinidad 10340 ppm

Anexo E. Análisis estadístico de los efectos significativos de las variables salinidad (A), concentración de polímero (B) y peso molecular (C) sobre las variables de respuesta viscosidad (Y) y tiempos de relajación (Y')

Tabla E.1. Análisis de variables para la variable de respuesta viscosidad (Y)

Viscosidad (Y)	A	B	C	AB	AC	BC	ABC
1.149	1	-1	-1	-1	-1	1	1
0.908	1	-1	0	-1	0	0	0
0.874	1	-1	1	-1	1	-1	-1
0.617	0	-1	-1	0	0	1	0
0.799	0	-1	0	0	0	0	0
1.049	0	-1	1	0	0	-1	0
3.048	-1	-1	-1	1	1	1	-1
2.500	-1	-1	0	1	0	0	0
4.570	-1	-1	1	1	-1	-1	1
2.463	1	0	-1	0	-1	0	0
3.018	1	0	0	0	0	0	0
2.063	1	0	1	0	1	0	0
3.541	0	0	-1	0	0	0	0
3.949	0	0	0	0	0	0	0
4.547	0	0	1	0	0	0	0
15.789	-1	0	-1	0	1	0	0
16.424	-1	0	0	0	0	0	0
27.562	-1	0	1	0	-1	0	0
7.992	1	1	-1	1	-1	-1	-1
8.462	1	1	0	1	0	0	0
4.974	1	1	1	1	1	1	1
9.425	0	1	-1	0	0	-1	0
10.522	0	1	0	0	0	0	0
10.029	0	1	1	0	0	1	0
38.212	-1	1	-1	-1	1	-1	1
42.956	-1	1	0	-1	0	0	0
57.896	-1	1	1	-1	-1	1	-1
Producto Punto	-177.053	174.953	31.327	-110.449	-36.673	15.592	-20.904
Si ²	1161.040	1133.661	36.347	451.814	49.811	9.004	16.184

Para el cálculo de los Sw^2 , se utiliza la varianza de las réplicas:

Tabla E.2. Varianza de las réplicas para la variable de respuesta viscosidad (Y)

Réplicas			
Salinidad A	Concentración polímero B	Peso Molecular C	Viscosidad (Y)
550	750	20	7.753
550	1000	10	7.810
550	1000	15	7.480
550	1000	20	9.910
5445	1000	10	2.092
5445	1000	15	2.521
5445	1000	20	2.097
10340	1000	10	1.767
10340	1000	15	1.93
10340	2000	20	4.952
Promedio			4.831
Diferencia			8.143
Varianza			9.817
Sw²			9.82E+00

Tabla E.3. Efectos principales, binarios y ternarios

Efectos principales		Efectos binarios		Efectos terciarios	
A	118.26	AB	46.02	ABC	1.65
B	115.47	AC	5.07		
C	3.70	BC	0.92		

Usando un valor de F umbral de 5,1173 con un grado de significancia de $P=0.05$ y grados de libertad para numerador y denominador: $V1=1$ y $V2=10$. Se compara cada efecto con F (cuanto más grande, más significativo sobre la respuesta), encontrando: **Efectos Significativos: Principales A y B, Interacciones binarias AB**; lo que significa que variables como C y las interacciones que se salen del rango, no afectan la viscosidad en el rango de trabajo evaluado.

Finalmente, se plantea un diagrama de Pareto para evidenciar las variables que inciden en mínimo el 80 % de la respuesta de la variable viscosidad. La construcción del diagrama de Pareto involucra ordenar de forma decreciente los

valores encontrados de si^2 , en la Tabla G.4. se muestran los resultados de este diagrama.

Tabla E.4. Resultados de diagrama de Pareto para variable viscosidad (Y)

	Si²	Acumulado	% Acumulado
A	1161.04013	1161.04013	40.6261485
B	1133.661745	2294.70188	80.2942953
AB	451.8149515	2746.51683	96.1038275
AC	49.81117016	2796.328	97.8467785
C	36.34767387	2832.67567	99.118626
ABC	16.18449618	2848.86017	99.6849404
BC	9.003975763	2857.86414	100

En cuanto a los resultados estadísticos para la variable elasticidad, se realizó la influencia de las variables salinidad (A), concentración de polímero (B) y peso molecular (C) sobre la variable tiempo de relajación (Y'). En la Tabla G.5. se presentan los resultados obtenidos.

Tabla E.5. Análisis de variables para la variable de respuesta tiempos de relajación (Y')

Tiempo relajación (Y')	A	B	C	AB	AC	BC	ABC
0.019	1	-1	-1	-1	-1	1	1
0.020	1	-1	0	-1	0	0	0
0.020	1	-1	1	-1	1	-1	-1
0.020	0	-1	-1	0	0	1	0
0.020	0	-1	0	0	0	0	0
0.023	0	-1	1	0	0	-1	0
0.019	-1	-1	-1	1	1	1	-1
0.025	-1	-1	0	1	0	0	0
0.156	-1	-1	1	1	-1	-1	1
0.015	1	0	-1	0	-1	0	0
0.016	1	0	0	0	0	0	0
0.018	1	0	1	0	1	0	0
0.014	0	0	-1	0	0	0	0
0.016	0	0	0	0	0	0	0
0.032	0	0	1	0	0	0	0
0.671	-1	0	-1	0	1	0	0
1.030	-1	0	0	0	0	0	0
32.258	-1	0	1	0	-1	0	0
0.018	1	1	-1	1	-1	-1	-1
0.027	1	1	0	1	0	0	0
0.036	1	1	1	1	1	1	1
0.022	0	1	-1	0	0	-1	0
0.032	0	1	0	0	0	0	0
0.181	0	1	1	0	0	1	0
2.545	-1	1	-1	-1	1	-1	1
6.098	-1	1	0	-1	0	0	0
63.694	-1	1	1	-1	-1	1	-1
Producto Punto	-106,300	72,329	93,076	-72,113	-92,851	61,184	-60,995
Si ²	418,570	193,762	320,858	192,605	319,311	138,650	137,794

Para el cálculo de los Sw^2 , se utilizó la varianza de las réplicas:

Tabla E.6. Varianza de las réplicas para la variable de respuesta tiempos de relajación (Y').

Réplicas			
A	B	C	Y
550	2500	10	3,125
550	2500	15	7,04
5445	1500	20	0,03
5445	2500	10	0,025
5445	2500	20	0,21
10340	500	10	0,02
10340	500	15	0,02
10340	500	20	0,02
10340	1000	10	0,02
10340	1000	15	0,02
Promedio			1,053
Diferencia			7,020
Varianza			5,365
Sw ²			5,37E+00

Se determinan los efectos:

Tabla E.7. Efectos principales, binarios y ternarios

Efectos principales		Efectos binarios		Efectos ternarios	
A	78,02	AB	35,90	ABC	25,68
B	36,11	AC	59,52		
C	59,80	BC	25,84		

Usando un valor de F umbral de 5,1173503, con un valor de significancia de P=0,05 y grados de libertad para numerador y denominador: V1= 1 y V2= 10

Se compara cada efecto con F (cuanto más grande, más significativo sobre la respuesta), encontrando: **Efectos significativos de todas las variables y con todas sus interacciones.**

Finalmente, se realizó un cálculo de las variables que inciden mediante un diagrama de Pareto y teniendo como variables que inciden en mínimo el 80% de la respuesta, ordenando de forma decreciente los valores encontrados de Si².

Tabla E.8. Resultados de diagrama de Pareto para variable tiempos de relajación (Y')

	Si²	Acumulado	% Acumulado
A	418,5701881	418,570188	24,3135375
C	320,8580328	739,428221	42,9512571
AC	319,311004	1058,73922	61,4991143
B	193,7623124	1252,50154	72,7542093
AB	192,6052162	1445,10675	83,9420919
BC	138,650929	1583,75768	91,9959253
ABC	137,7943065	1721,55199	100

Anexo F. Resultados evaluación en medios porosos homogéneos y heterogéneos a temperatura de 100, polímeros A, B y C, a condición de Sor.

Tabla F.1 Resultados en medios porosos homogéneos (Berea), experimentos 1 y 2.

1. Descripción del experimento		
Experimento	1	2
Identificación medio poroso afloramiento	Berea 1	Berea 2
2. Propiedades fluidos de los fluidos usados en la evaluación		
Agua inyección [ppm]	550	550
Viscosidad agua inyección [cP]	0,3	0,3
Tensión interfacial crudo/agua [Dina/cm]	25	25
Crudo utilizado	Pesado	Pesado
Viscosidad crudo [cP]	700	700
Temperatura evaluación [°C]	100	100
3. Resultados de restauración del medio poroso		
3.1. Inyección de crudo hasta condición de Swirr		
Permeabilidad absoluta [md]	282,24	389,52
Permeabilidad efectiva crudo [md]	50,00	72,90
Saturación de agua crítica [%]	22,0	31,0
Saturación de aceite inicial [%]	0,78	0,69
Volumen poroso de hidrocarburo OIP [cm ³]	54,82	48,42
Movilidad del aceite	0,07	0,10
3.2. Inyección de agua hasta condición de Sor		
Permeabilidad efectiva agua [md]	5,8	6,4
Dp agua @ 0,25 ml/min [psi]	7,4	7,7
Tasa de evaluación [cm ³ /min]	0,25	0,25
Avance frontal [ft/día]	5,13	5,14
Velocidad Darcy [cm/s]	3,82E-04	3,81E-04
Número capilar	4,59E-08	4,58E-08
Movilidad del agua [md/cP]	19,3	21,3
Relación de movilidad	271	205
Vp irrupción agua [vp]	< 0,2	0,15
Eficiencia desplazamiento irrupción [%]	4,6	5,6
Eficiencia desplazamiento total [%]	16,1	21,8
Vp totales de agua inyectados	16,1	16,6
Saturación aceite residual agua [%]	65,4	53,9
4. Resultados desplazamiento solución polimérica		
4.1. Inyección de glicerina hasta condición de Sor		
Concentración Glicerina [%]	88	88
Viscosidad glicerina @ 100°C [cP]	5,0	5,0
Tensión interfacial glicerina/aceite [Dina/cm]	59	59
Vp Inyectados	4,9	8,5
Número Capilar	3,24E-07	3,2E-07
Velocidad corte [s ⁻¹]	17,21	17,21

1. Descripción del experimento		
Experimento	1	2
Identificación medio poroso afloramiento	Berea 1	Berea 2
Eficiencia incremental glicerina [%]	2,1	4,8
Saturación aceite residual glicerina [%]	63,8	50,6
Δ So después de glicerina [%]	1,6	3,3
4.2. Inyección de primer volumen de polímero		
Polímero	A	A
Concentración polímero [ppm]	2350	710
Vp Inyectados	6,1	7,5
Viscosidad del Polímero [cP]	36,1	5,2
Número Capilar	5,5E-06	8,5E-07
Tiempo Relajación s-1	2,18	0,05
Velocidad corte [s^{-1}]	17,21	17,21
Número Débora	37,52	0,86
Eficiencia incremental polímero [%]	6,3	16,2
Saturación aceite residual polímero [%]	58,9	39,5
Δ So después de polímero [%]	4,9	11,1
4.3. Inyección de segundo volumen de polímero		
Polímero	C	B
Concentración polímero [ppm]	1000	710
Vp Inyectados	6,9	7,6
Viscosidad polímero [cP]	9,6	5,4
Número Capilar	1,47E-06	8,54E-07
Tiempo relajación s-1	2,18	0,10
Velocidad corte [s^{-1}]	17,21	17,21
Número Débora	37,52	1,55
Eficiencia incremental polímero [%]	0,8	0,7
Saturación aceite residual polímero [%]	58,2	39,0
Δ So después de polímero [%]	0,7	0,5
4.4. Inyección de tercer volumen de polímero		
Polímero	B	C
Concentración polímero 3 [ppm]	1750	580
Vp Inyectados	7,5	2,0
Viscosidad polímero [cP]	20,2	5,3
Número Capilar	3,09E-06	8,54E-07
Tiempo relajación s-1	2,18	0,23
Velocidad corte [s^{-1}]	17,21	17,21
Número Débora	37,52	6,88
Eficiencia incremental polímero [%]	0,3	0,9
Saturación Aceite Residual del polímero [%]	58	38,3
Δ So después de polímero [%]	0,2	0,7
4.5. Inyección de cuarto volumen de polímero		
Polímero	A	---
Concentración polímero [ppm]	2350	---
Vp Inyectados	6,1	---

1. Descripción del experimento		
Experimento	1	2
Identificación medio poroso afloramiento	Berea 1	Berea 2
Viscosidad del Polímero [cP]	36,1	---
Número Capilar	5,5E-06	---
Tiempo Relajación s-1	2,18	---
Velocidad corte [s ⁻¹]	17,21	
Número Débora	37,52	---
Eficiencia incremental polímero [%]	2,2	---
Saturación aceite residual polímero [%]	56,3	---
ΔS_o después de polímero [%]	1,7	---
Vp inyectados	5,7	---
5. Resultados Finales		
Saturación aceite inicial [%]	63,8	68,9
Saturación aceite final [%]	56,3	38,3
Cambio Sor [%]	7,5	30,6
Eficiencia desplazamiento agua y glicerina [%]	18,2	26,6
Eficiencia desplazamiento total [%]	27,8	44,4
Recobro incremental polímero [%]	9,6	17,8

Figura F.1. Saturación de aceite residual por la inyección de agua, glicerina y polímeros A, B y C de igual elasticidad ($\lambda=2.18$ s, $De=37.5$), diferente viscosidad (Polímero A $\mu=36,1$ cP, Polímero B $\mu = 20,2$ cP, Polímero C $\mu = 11,5$ cP), Berea 1, experimento 1.

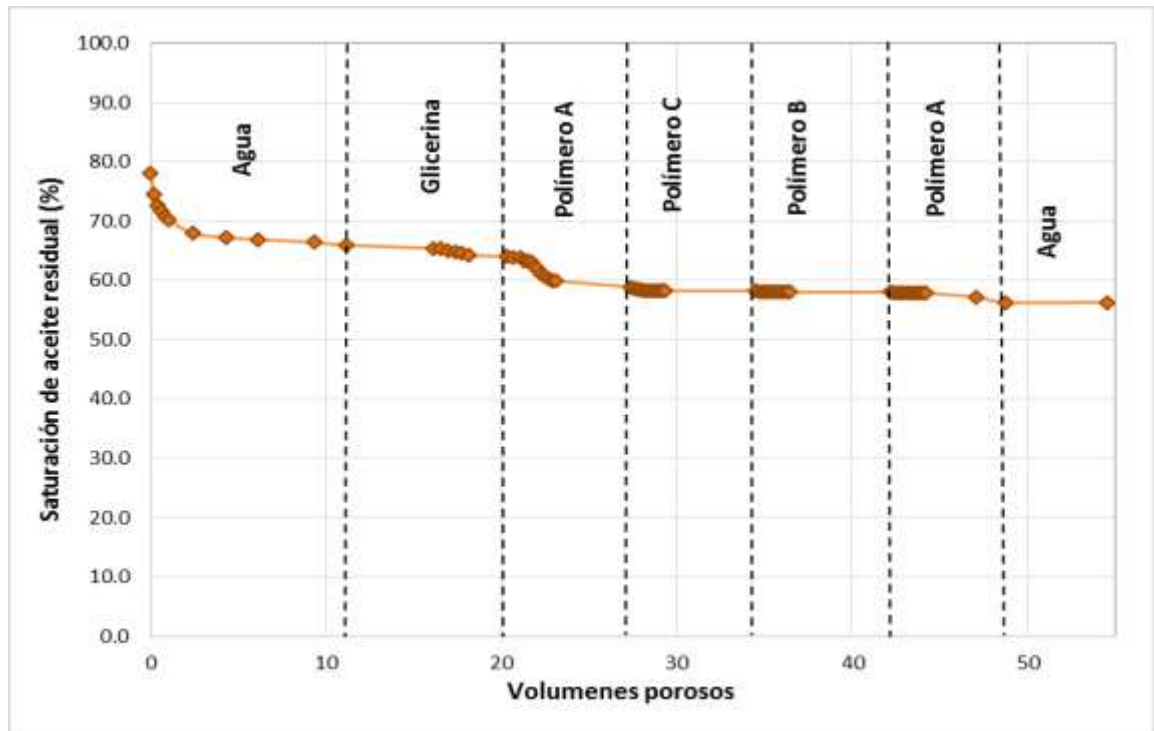


Figura F.2. Saturación de aceite residual por inyección de agua, glicerina y polímeros A, B y C de diferente elasticidad (Polímero A $\lambda = 0,06$ s, Polímero B $\lambda = 0,11$ s, Polímero C $\lambda = 0,23$ s), viscosidad similar $\mu = 5,5$ cP, Berea 2, experimento 2.

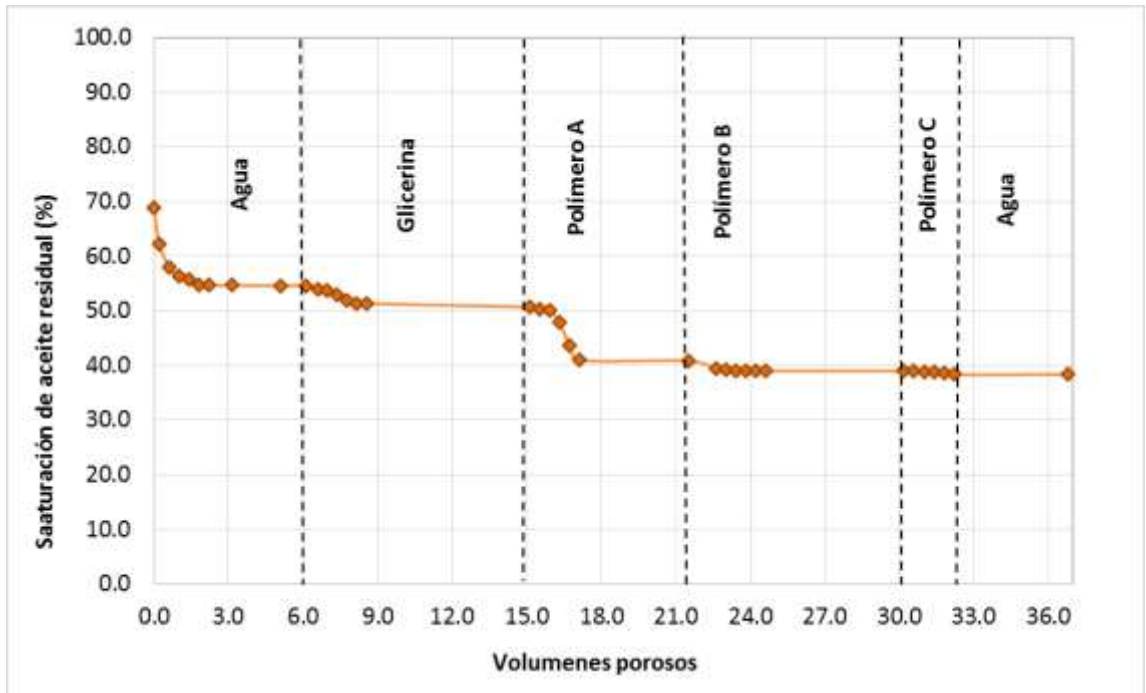


Tabla F.2. Resultados en medios porosos heterogéneos, experimentos 3, 4 y 5

1. Descripción del experimento			
Experimento	3	4	5
Identificación medio poroso heterogéneo	Muestra 1	Muestra 1	Muestra 2
2. Propiedades fluidos de los fluidos usados en la evaluación			
Agua de inyección en NaCL [ppm]	550	550	550
Viscosidad agua de inyección [cP]	0,26	0,26	0,26
Crudo utilizado	Pesado	Pesado	Pesado
Viscosidad crudo [cP]	370	370	370
GOR crudo [SCF/SBL]	30	30	30
Temperatura evaluación [°C]	104	104	104
3. Resultados de restauración del medio poroso			
3.1. Inyección de crudo hasta condición de Swirr			
Permeabilidad efectiva crudo [md]	180	130	180
Dp crudo [psi]	228	285	151,0
Saturación de agua crítica [fracción]	0,40	0,40	0,40
Volumen hidrocarburo OOIP [cm ³]	23,0	23,0	28,7
Movilidad del aceite md/cP]	0,5	0,4	0,5
3.2. Inyección de agua hasta condición de Sor			
Permeabilidad efectiva agua [md]	20,0	57,1	55,8
Dp agua [psi]	1,0	0,4	0,4
Saturación de aceite inicial	0,60	0,60	0,60
Tasa evaluación [cm ³ /min]	0,25	0,25	0,25
Avance frontal [ft/día]	5,3	5,3	4,7
Velocidad Darcy [cm/s]	3,73E-04	3,73E-04	3,68E-04
Número capilar	3,23E-08	3,23E-08	3,19E-08
Movilidad del agua [md/cP]	76,92	219,54	214,50
Relación de movilidad	158,12	624,84	440,92
Vp irrupción agua [vp]	0,19	0,22	0,20
Eficiencia desplazamiento Irrupción [%]	18,3	19,6	18,3
Eficiencia desplazamiento Total [%]	37,2	39,6	36,4
Saturación aceite residual del agua [%]	37,7	36,2	38,1
4. Resultados desplazamiento solución polimérica			
4.1. Inyección de primer volumen de polímero			
Polímero	A	C	B
Concentración polímero [ppm]	730	600	730
Vp inyectados	2	2	2
Número capilar	8,3E-07	7,5E-07	7,9E-07
Viscosidad polímero [cP]	5,1	4,6	4,9
Tiempo relajación [s]	0,06	0,26	0,11
Velocidad de Corte (s ⁻¹)	52,23	24,87	24,28
Número Débora	3,1	6,5	2,7
Eficiencia incremental polímero bache 1 [%]	7,2	2,7	3,1
Saturación aceite residual polímero [%]	33,4	34,6	36,3
ΔSo después polímero [%]	4,3	1,6	1,8
4.2. Inyección de agua después de polímero			
Vp inyectados [vp]	2,76	2,0	4,0
Eficiencia incremental Agua [%]	2,3	1,4	1,7

1. Descripción del experimento			
Experimento	3	4	5
Identificación medio poroso heterogéneo	Muestra 1	Muestra 1	Muestra 2
Saturación aceite residual agua [%]	32	33,8	35,2
4.3. Inyección de segundo volumen de polímero			
Polímero	A	C	B
Concentración polímero [ppm]	2000	1450	2000
Vp inyectados	2	2	2
Número capilar	4,963E-06	4,776E-06	5,046E-06
Viscosidad polímero [cP]	30,6	29,5	31,5
Tiempo relajación [s]	1,3	23,7	3,4
Velocidad de Corte (s ⁻¹)	52,23	24,87	24,28
Número Débora	70,0	589,7	83,8
Eficiencia incremental polímero bache 2 [%]	4,2	5,1	5,2
Saturación aceite residual polímero [%]	29,5	30,7	32,1
ΔSo después de polímero [%]	2,5	3,1	3,1
4.4. Inyección de agua después de polímero			
Vp inyectados	2,0	1,4	4,2
Eficiencia incremental por agua [%]	0,35	0,90	1,74
Saturación aceite residual agua [%]	29,3	30,2	31,0
5. Resultados Finales			
Saturación de aceite inicial [%]	60,0	60,0	60,0
Saturación de aceite después de agua [%]	37,7	36,2	38,1
Saturación de aceite final polímero [%]	29,3	30,2	31,0
Cambio Sor por polímero intermedios agua [%]	8,4	6,0	7,1
Eficiencia desplazamiento inyección agua [%]	37,2	39,6	36,4
Eficiencia desplazamiento total [%]	51,2	49,7	48,3
Recobro incremental por polímero [%]	14,0	10,1	11,8

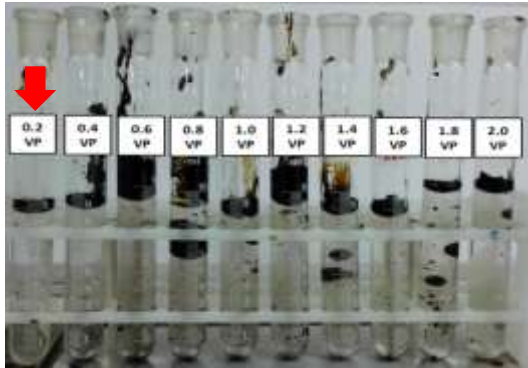
Tabla F.3 Resultados en medio poroso heterogéneos, experimentos 6 y 7

1. Descripción del experimento		
Experimento	6	7
Identificación medio poroso heterogéneo	3	1
2. Propiedades de los fluidos usados en las evaluaciones		
Agua inyección en NaCL [ppm]	550	550
Viscosidad agua inyección [cP]	0.26	0.26
Crudo utilizado	Pesado	Pesado
Viscosidad crudo [cP]	370	370
GOR crudo [SCF/SBL]	30	30
Temperatura evaluación [°C]	104	104
3. Resultados de restauración del medio poroso		
3.1. Inyección de crudo hasta condición de Swirr		
Permeabilidad efectiva crudo [md]	132	130
Dp crudo [psi]	128	285
Swc [%]	35	40
Volumen hidrocarburo OOIP [cm ³]	23,8	23
Movilidad del aceite [md/cP]	0,4	0,3
3.2. Inyección de agua hasta condición de Sor		
Permeabilidad efectiva agua [md]	20,5	83,0
Dp agua [psi]	1,2	0,3
Saturación de aceite inicial [fracción]	0,65	0,6
Tasa evaluación [cm ³ /min]	0,25	0,3
Avance frontal [ft/día]	5,6	5,3
Velocidad Darcy [cm/s]	3,66E-04	3,73E-04
Número Capilar	3,17E-08	3,23E-08
Movilidad del agua [md/cP]	78,77	319,31
Relación de movilidad	220,79	933,36
Vp irrupción agua [vp]	0,18	0,21
Eficiencia desplazamiento irrupción agua [%]	18,9	17,1
Eficiencia desplazamiento total [%]	36,8	38,3
Saturación aceite residual agua [%]	41,1	37,0
4. Resultados desplazamiento solución polimérica		
4.1. Inyección de primer volumen de polímero		
Polímero	A	C
Concentración polímero [ppm]	1500	1800
Vp inyectados [vp]	2,0	2,0
Número Capilar	2,2E-06	6,49E-06
Viscosidad polímero [cP]	13,6	40
Tiempo relajación [s]	0,55	40
Velocidad de corte [s ⁻¹]	52,23	24,87
Número Débora	28,73	994,8
Eficiencia incremental polímero [%]	4,5	4,9
Saturación aceite residual polímero [%]	38,2	34,0
4.2. Inyección de agua después de polímero		

1. Descripción del experimento		
Experimento	6	7
Identificación medio poroso heterogéneo	3	1
Vp inyectados	6,1	6,8
Eficiencia incremental por agua [%]	2,4	3,4
Saturación aceite residual agua [%]	36,6	32,0
4.3. Inyección de segundo volumen de polímero		
Polímero	A	---
Concentración de polímero [ppm]	730	---
Vp Inyectados	2	---
Número Capilar	8,1E-07	---
Viscosidad polímero [cP]	5,1	---
Tiempo relajación [s]	0,06	---
Velocidad corte [s ⁻¹]	52,23	
Número Débora	3,13	---
Eficiencia incremental 2 [%]	1,7	---
Saturación aceite residual polímero [%]	35,6	---
4.4. Inyección de agua después de polímero Agua		
Vp inyectados [vp]	3,0	---
Eficiencia incremental agua [%]	3,4	---
Saturación aceite residual agua [%]	33,4	---
4.5. Inyección de tercer volumen de polímero		
Polímero	A	---
Concentración de polímero [ppm]	2000	---
Vp inyectados	2	---
Número Capilar	4,072E-06	---
Viscosidad polímero [cP]	25,6	---
Tiempo relajación [s]	1,33	---
Velocidad de corte [s ⁻¹]	52,23	
Número Débora	69,47	---
Eficiencia incremental polímero [%]	1,7	---
Saturación aceite residual polímero [%]	32,3	---
4.6. Inyección de agua después de polímero Agua		
Vp inyectados	3,0	---
Eficiencia incremental por agua [%]	0,84	---
Saturación aceite residual del agua [%]	31,7	---
5. Resultados finales		
Saturación de aceite inicial [%]	65,1	60,0
Saturación de aceite después de agua [%]	41,1	37,0
Saturación de aceite final [%]	31,7	32,0
Cambio Sor por polímero intermedios agua [%]	9,4	5,0
Eficiencia desplazamiento por agua [%]	36,8	38,3
Eficiencia de Desplazamiento total [%]	51,3	46,6
Recobro Incremental por polímero [%]	14,5	8,3

Anexo G. Aceite recuperado durante la inyección de solución polimérica

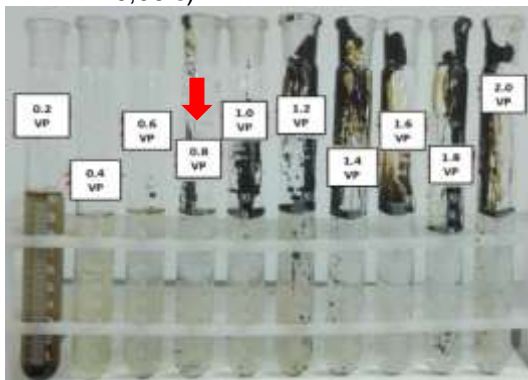
Figura H.1. Volumen de aceite recuperado durante la inyección de dos batches de polímero de diferente concentración, experimentos 3, 4 y 5.



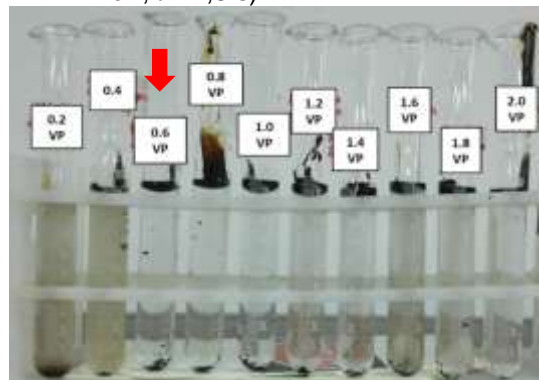
a. Aceite recuperado polímero A, concentración 730 ppm ($\mu=5,1$ cP, $\tau=0,06$ s).



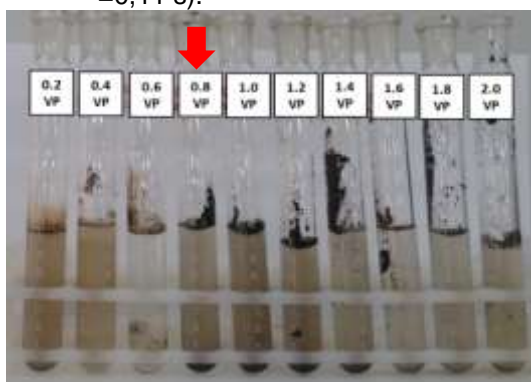
b. Aceite recuperado polímero A, concentración 2000 ppm ($\mu=30,6$ cP, $\tau=1,3$ s).



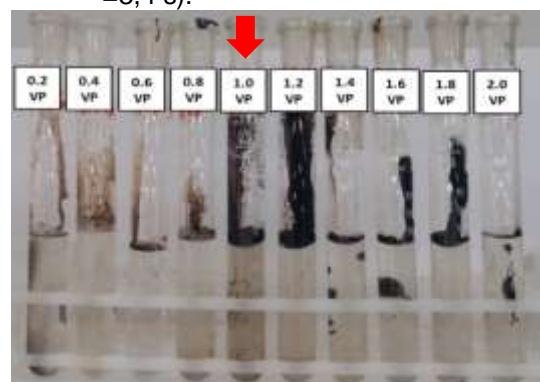
c. Aceite recuperado polímero B, concentración 730 ppm ($\mu=4,9$ cP, $\tau=0,11$ s).



d. Aceite recuperado polímero B, concentración 2000 ppm ($\mu=31,5$ cP, $\tau=3,4$ s).



e. Aceite recuperado primer bache de polímero C, concentración 600 ppm ($\mu=4,6$ cP, $\tau=0,26$ s).



f. Aceite recuperado primer bache de polímero C, concentración 1450 ppm ($\mu=29,5$ cP, $\tau=23,7$ s).

Anexo H. Determinación velocidad de corte de soluciones poliméricas A, B y C en medio porosos

En la Tabla F.1 se muestran las propiedades de las muestras usadas y en la Tabla F.2 se presentan los resultados de viscosidad aparente, velocidad de corte aparente y velocidad de corte corregida con el valor de C obtenido para cada concentración de solución polimérica. Después de algunas iteraciones, el valor de C estuvo entre 1,1 y 2,6 para todos los polímeros evaluados en medios porosos reales de diferente heterogeneidad. Los resultados de viscosidad aparente en el medio poroso del polímero C son los que mejor se ajustan a la curva de viscosidad *bulk* del reómetro con valores de C de 1,3 (750 ppm), 1,2 (750 ppm) y 1,2 (1500 pm); y el polímero A requirió valores de C más alto entre 2,2 y 2,6 para un mejor ajuste de la viscosidad aparente en medio poroso con la viscosidad *bulk* (Tabla F.3).

Tabla H.1. Propiedades petrofísicas básicas muestras de roca reales donde se realizó medición de reducciones de movilidad (RF) y permeabilidad (RRF)

Polímero evaluado	A	B	C
Muestra	1	4	1
Longitud [cm]	6,686	6,756	6,686
Diámetro [cm]	3,778	3,809	3,778
Área [cm ²]	11,21	11,39	11,21
Vp [cm ³]	15,339	15,595	15,339
Porosidad [Fracción]	0,21	0,203	0,21
K [md]	4693	3178	4693
Kw [md]	730	1218,6	730
Krw	0,16	0,383	0,16
Sw [Fracción]	0,2	0,25	0,2

Fuente: Laboratorio propiedades petrofísicas básicas Centro Innovación y Tecnología ICP.

Figura H.1. Curva de viscosidad de soluciones poliméricas de A, B y C preparadas en agua sintética equivalente a 550 ppm de NaCl a velocidades de corte entre 1 y 100 s⁻¹

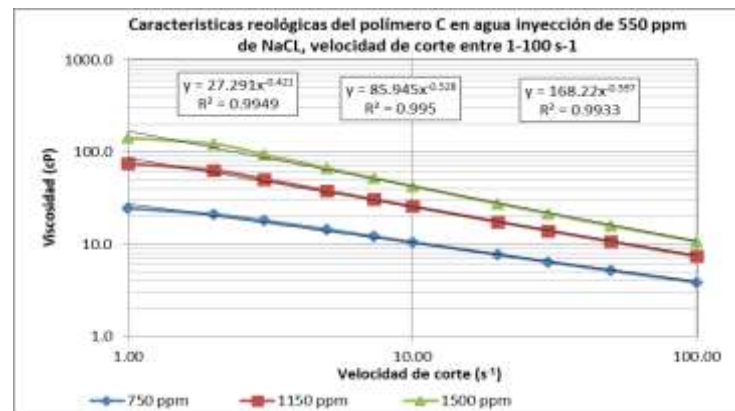
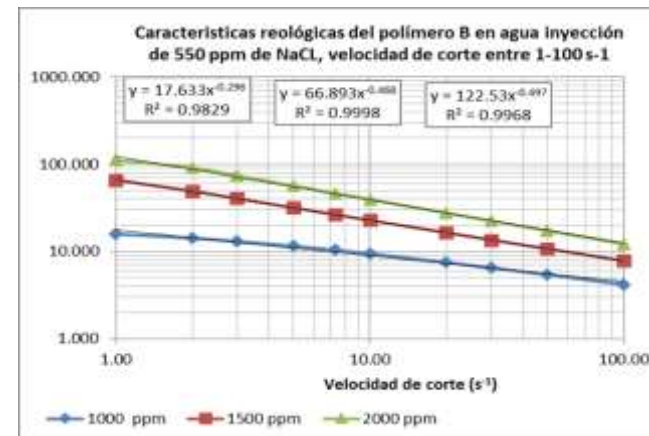
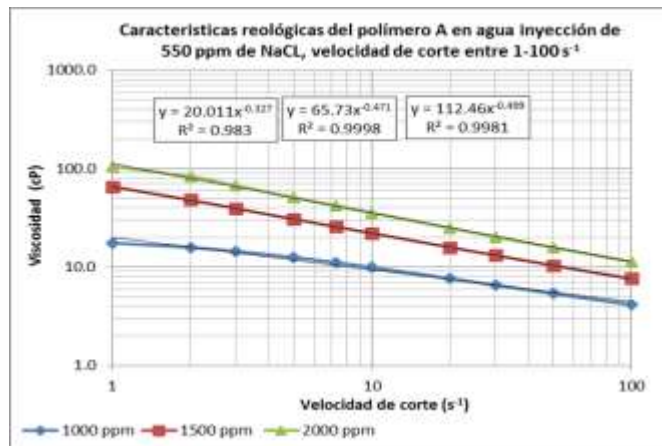


Figura H.2 Viscosidad aparente en función de velocidad de corte aparente en medio poroso de soluciones poliméricas de A, B y C preparadas en agua sintética equivalente a 550 ppm de NaCl a velocidades de corte entre 10 y 100 s⁻¹

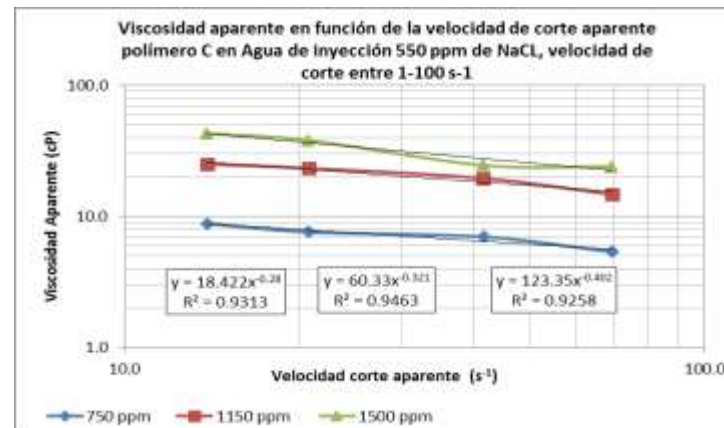
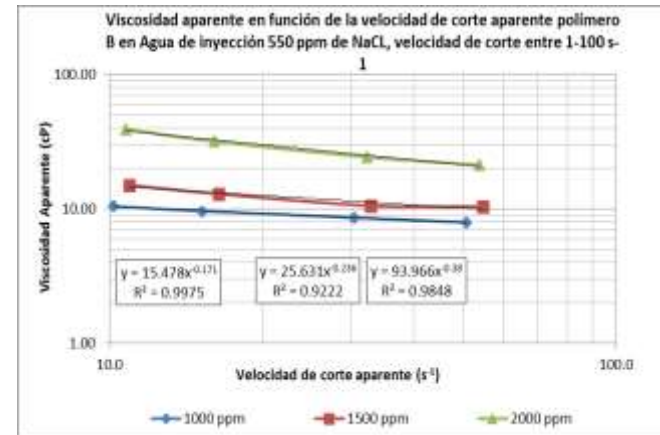
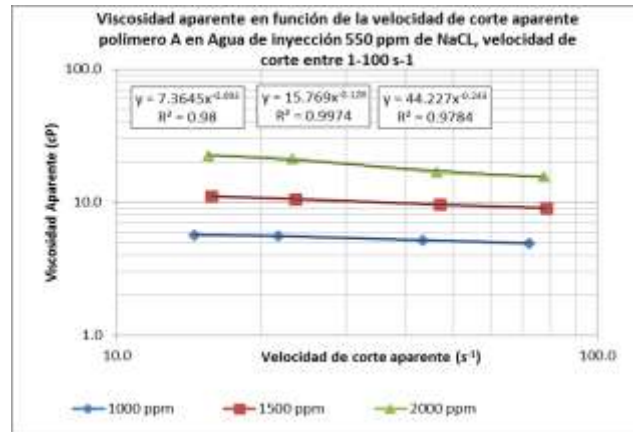


Tabla H.2. Determinación de velocidades de corte en medio poroso a partir de los valores medidos de reducción de movilidad y reducción de permeabilidad en medios porosos reales para polímeros A, B y C

POLÍMERO A														
Flujo en el medio poroso			Concentración 1000 ppm				Concentración 1500 ppm				Concentración 2000 ppm			
Tasa flujo	Avance Frontal	Flujo Darcy	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida
cm3/min	Ft/día	cm/s	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)
0,167	3,38	0,00	0,19	5,68	14,48	30,58	0,37	11,07	15,71	41,48	0,75	22,44	15,51	34,89
0,25	5,06	0,00	0,28	5,60	21,68	45,78	0,53	10,59	23,52	62,09	1,06	21,18	23,22	52,23
0,5	10,11	0,00	0,52	5,20	43,36	91,56	0,96	9,59	47,04	124,18	1,69	16,89	46,44	104,45
0,833	16,85	0,00	0,82	4,92	72,23	152,54	1,51	9,06	78,37	206,89	2,60	15,56	77,37	174,01
POLÍMERO B														
Flujo en el medio poroso			Concentración 1000 ppm				Concentración 1500 ppm				Concentración 2000 ppm			
Tasa flujo	Avance Frontal	Flujo Darcy	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida
cm3/min	Ft/día	cm/s	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)
0,167	3,38	0,00	0,21	10,49	11,03	11,51	0,30	15,07	10,98	20,71	0,78	39,30	10,98	16,15
0,25	5,06	0,00	0,29	9,66	16,50	17,23	0,39	12,96	16,43	31,00	0,95	31,86	16,43	24,18
0,5	10,11	0,00	0,51	8,63	33,01	34,45	0,63	10,59	32,86	62,00	1,45	24,37	32,86	48,36
0,833	16,85	0,00	0,79	7,95	54,99	57,40	1,03	10,42	54,75	103,30	2,12	21,32	54,75	80,58
POLÍMERO C														
Tasa flujo	Avance Frontal	Flujo Darcy	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida	DP	Viscosidad Aparente	Velocidad corte aparente	Velocidad corte corregida
cm3/min	Ft/día	cm/s	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)	psi	cP	(1/s)	(1/s)
0,167	3,29	0,00	0,24	8,83	13,89	17,90	0,68	25,00	13,87	16,62	1,17	43,02	13,85	16,41
0,25	4,93	0,00	0,31	7,61	20,80	26,79	0,95	23,33	20,76	24,87	1,55	38,07	20,74	24,57
0,5	9,86	0,00	0,57	7,00	41,60	53,59	1,59	19,53	41,52	49,75	2,00	24,56	41,48	49,15
0,833	16,42	0,00	0,73	5,38	69,30	89,27	2,00	14,74	69,18	82,88	3,26	24,03	69,11	81,88

Tabla H.3. Determinación de factor C en medio poroso real a partir de los valores medidos de reducción de movilidad y reducción de permeabilidad para polímeros A, B y C

Polímero	Polímero A			Polímero B			Polímero C		
Concentración	1000	1500	2000	1000	1500	2000	750	1150	1500
n	1,327	1,471	1,499	1,296	1,468	1,497	1,379	1,484	1,550
C (supuesta inicial)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
K*	2,70	4,17	2,54	1,14	2,54	1,24	1,42	1,31	1,30
Kviscosímetro	20,01	65,73	112,46	17,63	66,89	122,53	26,12	82,10	160,43
Kcore	7,42	15,76	44,33	15,45	26,33	98,77	18,42	60,33	123,35
1/n	0,75	0,68	0,67	0,77	0,68	2,16	0,73	0,67	0,65
C (calculado)	2,1	2,6	2,2	1,1	1,9	1,6	1,3	1,2	1,2