

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN EN
UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA

JHON ENRIQUE RAMÍREZ MANTILLA
RAÚL FRANCISCO CALDERÓN DELGADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN EN
UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA

JHON ENRIQUE RAMÍREZ MANTILLA
RAÚL FRANCISCO CALDERÓN DELGADO

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director de proyecto

M.Sc., M. E., SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Codirector(es) de proyecto

Ing. MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO

M.Sc. JORGE MARIO PADILLA REYES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

DEDICATORIA

A Dios gracias por permitirme llegar al final de este capítulo tan importante en mi vida.

A mi madre Luz Marina y mi padre Raúl por su amor y comprensión, por creer siempre en mí y brindarme un apoyo incondicional en todo momento. Lo que soy ahora como persona y lo que podré llegar a ser es debido a ustedes, por su guía y ejemplo, por cada uno de los esfuerzos y sacrificios que han hecho en mi crianza (Sé que no ha sido del todo fácil). Sin ustedes este anhelo de Ingeniería no hubiese sido más que un sueño lejano, los amo. Gracias totales.

A mis hermanos Jhonatan y Yenny, por ser una sonrisa o desahogo en momentos complicados, por su apoyo y cariño (Cada uno a su manera particular).

A mi familia por confiar ciegamente en cada decisión que he tomado en mi vida.

A mis amigos de toda la vida (Carlos R, Daniel V y Karol), a aquellos con los que conté la fortuna de ir conociendo en mi camino universitario (Carlos H, Juliancho, Daniel Mono, Javi, Silvia, Sara) y a todos aquellos que en este momento olvido mencionar pero con los cuales también compartí momentos increíbles durante estos últimos años.

A María Paula y Jhon, a pesar de todas las complicaciones que ha podido tener este libro, su apoyo, respaldo y constante trabajo han permitido que por fin podamos dar por terminada esta etapa.

Raúl F. Calderón Delgado

DEDICATORIA

*En primer lugar, agradezco a Dios por guiar cada paso que doy en mi vida, a Él toda la gloria.
“Criaturas todas de Dios, en cualquier lugar de su universal imperio, bendecid al Señor:
bendice tú, oh alma mía, al Señor”
– Salmo 123, 22.*

Dedico este logro a cada persona que de alguna u otra forma ha sido importante en mi desarrollo profesional, académico y personal, en especial:

*A mi mamá Elvira Mantilla Arenas y a mi papá Jorge Enrique Ramírez Rodríguez, quienes me enseñaron el valor del trabajo duro, la honestidad, la humildad y el amor.
A mi familia, mi “nonita” Ana Josefa Rodríguez, Miguel Mantilla (QEPD), Francisco Javier Ramírez, Flor Mantilla, Ana María Bautista, Omar Ramírez, John Bautista, Diego Soto, Marlene Ramírez...
... La lista es larga. Sin duda, un regalo de Dios.
Al cuerpo docente del colegio Nuestro Señor de la Buena Esperanza, por impulsar mi pasión por el saber.
A la profesora Laura Gamboa, quien desde el principio apostó a que mi futuro estaría en la ingeniería.
A mis amigos de la universidad, Yordy Soto, Andrés Núñez, J. Camilo González, Sha’Uri Vargas, Ana P. Villaquirán, Angie Paternina, Mabel Martínez, Eduardo Muñoz, Javier Guerrero y a todos los que por capricho del espacio no alcanzo a mencionar.
A quien con gusto llamaría hermano, mi amigo de toda una vida, Pablo Enrique Camacho Guerrero.
A la creadora de historias, futura ciudadana del mundo, a Nathalia Ariza Ríberos.
A mis amigos en OXY, gracias por compartir tanto conmigo en tan poco tiempo.
A mis amigos de SPE VIS Student Chapter, con quienes he aprendido el valor del trabajo en equipo.
A mis amigos del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, con quienes he aprendido que la investigación es un estilo de vida. Gracias por permitirme ser parte de tan maravillosa familia.
A Samuel Muñoz, María Paula Espinosa, Jorge Padilla y Raúl Calderón, por darme la oportunidad de aprender el valor de la dedicación, la disciplina y la enseñanza, gracias por acompañarme hacia la meta.*

*“All successful people men and women are big dreamers. They imagine what their future could be, ideal in every respect, and then they work every day toward their distant vision, that goal or purpose”
– Brian Tracy*

Jhon Enrique Ramírez Mantilla

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director de proyecto, el profesor SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO, por su constante apoyo y confianza en cada aspecto de este trabajo.

A la ingeniera MARÍA PAULA ESPINOSA QUINTERO, por ser nuestra amiga incondicional, por sus consejos siempre precisos y por su permanente respaldo.

Al ingeniero JORGE MARIO PADILLA REYES, por su siempre amable colaboración y soporte en el área de simulación numérica de yacimientos.

A los ingenieros ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO y EIDER NIZ VELASQUEZ por su calidad humana y su enorme contribución al mejoramiento de este trabajo como calificadores de proyecto.

A la familia del GRUPO DE INVESTIGACIÓN RECOBRO MEJORADO – GRM, a los ingenieros Rubén Castro, Jorge Mario Palma y a todas las demás personas que de alguna forma u otra nos ayudaron a culminar EXITOSAMENTE este trabajo de grado.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIA DE SANTANDER – UIS y cada uno de los profesionales que nos encontramos en el camino y que contribuyeron a nuestro desarrollo profesional, mil gracias.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	21
1.1. ANTECEDENTES.....	21
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO.....	24
1.2.1. Mecanismos de recuperación.....	25
1.2.2. Limitaciones del proceso.....	28
1.3. EFECTO DE LA SALINIDAD EN SOLUCIONES DE HPAM.....	32
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	37
2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES Y CONDICIONES INICIALES.....	37
2.1.1. Distribución de permeabilidad y porosidad.....	37
2.1.2. Dimensiones de modelo y condiciones iniciales.....	38
2.1.3. Resultados preliminares en etapa de producción primaria.....	40
2.2. MODELAMIENTO DEL EFECTO DE LA SALINIDAD EN EL SIMULADOR...	45
2.2.1. Regla de mezcla no-lineal.....	46
2.2.2. Modelado del efecto de la salinidad en la viscosidad.	47
2.2.3. Modelado del efecto de la tasa de corte en la viscosidad.	48
2.2.4. Modelado del efecto de la salinidad en la adsorción.....	50
2.2.5. Modelado de la reducción de permeabilidad.....	53
2.2.6. Modelo químico de la solución de HPAM.....	53
2.3. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.....	60
3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	63
3.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	63
3.1.1. Comportamiento de producción en productores de primera línea.	67
3.1.2. Comportamiento de producción en productores de segunda línea.	70
3.2. SATURACIÓN DE ACEITE EN EL PATRÓN DE INYECCIÓN.....	75
3.3. PÉRDIDA DE POLÍMERO POR ADSORCIÓN.....	77

3.4. IMPACTO DE LA REGIÓN DE MAYOR PERMEABILIDAD.....	78
4. CONCLUSIONES.....	81
5. RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de la cadena primaria de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).....	23
Figura 2. Esquema de un proceso de inyección de polímero.	25
Figura 3. Comparación del barrido areal entre un proceso de inyección de agua (relación de movilidad desfavorable, $M > 1$) y un proceso de inyección de polímero (relación de movilidad favorable, $M \leq 1$).	26
Figura 4. Efecto de la relación de movilidad en el perfil de saturación en un desplazamiento lineal.	27
Figura 5. Efecto de la salinidad en la viscosidad de soluciones de HPAM.	32
Figura 6. Relación entre la concentración de sal y los coeficientes del modelo de isotermas de Langmuir.	34
Figura 7. Comparación entre resultados experimentales de los niveles de adsorción reportados por Ali y Mahmud a diferentes niveles de salinidad y el modelo de isotermas de Langmuir (coeficientes A y B en figura 6).....	35
Figura 8. Efecto del contenido de sales disueltas en la adsorción de algunos polímeros comerciales.	36
Figura 9. Distribución de permeabilidad (milidarcies) en modelos de simulación.	38
Figura 10. Distribución de pozos productores e inyector. Vista superior (capa 1) del modelo A.....	40
Figura 11. Comportamiento de producción y presión (promedio) durante etapa primaria (modelo A).	42
Figura 12. Saturación promedio de los fluidos de yacimiento cerca al término de la etapa de producción primaria (modelo A).	43
Figura 13. Corte transversal a través de los pozos productores 0002-0003-0007-0010 con visualización de la saturación de gas en cada capa del modelo A.....	44

Figura 14. Comportamiento típico de la viscosidad inicial de una solución de polímero a diferentes niveles de salinidad modelado por la función *VSSALTCMP.	48
Figura 15. Comportamiento viscoelástico típico de una solución de HPAM.	49
Figura 16. Cambio de la isoterma de Langmuir respecto a los coeficientes A y B.	51
Figura 17. Comparación entre resultados experimentales de los niveles de adsorción reportados por Ali y Mahmud a diferentes niveles de salinidad y el modelo de isotermas de Langmuir modificado: $A_1=19.39$ mg/g; $A_2=0.155$ mg/g; $B=9.6481$ g/l.....	52
Figura 18. Comportamiento reológico de una solución de HPAM a diferentes concentraciones de polímero y sal (NaCl) en el rango experimental de tasa de corte 0.01-1000 s ⁻¹	57
Figura 19. Ajuste del modelo reológico usado por el módulo de simulación STARS al nivel de salinidad de referencia 0.5%NaCl del modelo de Carreau.	58
Figura 20. Nivel de adsorción de una solución de HPAM a diferentes concentraciones de polímero y NaCl.	60
Figura 21. Comportamiento de producción de aceite en escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	65
Figura 22. Comportamiento del corte de agua en escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	65
Figura 23. Producción acumulada de aceite en escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	66
Figura 24. Producción acumulada de agua en escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	66
Figura 25. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0002, escenarios evaluados en modelo de simulación A.	68
Figura 26. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0003, escenarios evaluados en modelo de simulación A.	68

Figura 27. Comportamiento del corte de agua en productor-0002, escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	69
Figura 28. Comportamiento del corte de agua en productor-0003, escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	70
Figura 29. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0007, escenarios evaluados en modelo de simulación A.	71
Figura 30. Comportamiento de corte de agua en productor-0007, escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	72
Figura 31. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0010, escenarios evaluados en modelo de simulación A.	72
Figura 32. Comportamiento de corte de agua en productor-0010, escenarios evaluados en modelo de simulación A.....	73
Figura 33. Diferencia de producción acumulada de aceite por pozo entre escenarios 1-PF y 0-WF (año 2020).	74
Figura 34. Diferencia de producción acumulada de agua por pozo entre escenarios 1-PF y 0-WF (año 2020).	74
Figura 35. Perfil de saturación promedio de aceite en el área del patrón de inyección evaluado en modelo de simulación A.	75
Figura 36. Comparación de la distribución promedio de la saturación de aceite (fracción) en el área del patrón de inyección (capa 5) para diferentes periodos de inyección en escenarios 0-WF, 1-PF y 3-PF, evaluados en el modelo A.....	76
Figura 37. Comparación de la cantidad de polímero (microgramos) retenido por gramo de roca en el área del patrón de inyección (capa 5) en escenarios 1-PF, 2-PF y 3-PF, evaluados en el modelo A.....	77
Figura 38. Comparación de la producción acumulada de aceite en escenarios 0-WF y 1-PF evaluados en modelo de simulación B.	80
Figura 39. Comparación de la producción acumulada de agua en escenarios 0-WF y 1-PF evaluados en modelo de simulación B.	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening de la inyección de polímero.	31
Tabla 2. Valores límites y promedios de permeabilidad y porosidad en los modelos de simulación.	38
Tabla 3. Dimensiones del patrón de inyección y condiciones iniciales.	39
Tabla 4. Distancia de pozos productores a pozo inyector.	41
Tabla 5. Condiciones operativas de los pozos productores.	42
Tabla 6. Valores de las funciones *VSMIXEND y *VSMIXFUNC especificados en el modelo de simulación.	47
Tabla 7. Rangos de los datos experimentales reportados por Lee et al. (2009). ..	56
Tabla 8. Parámetros del modelo reológico usado por el módulo de simulación STARS para tres concentraciones de HPAM.	58
Tabla 9. Escenarios de simulación.	61
Tabla 10. Comparación entre escenarios “1-PF” de modelos A y B.	79

LISTA DE ANEXOS

Anexo A.....	89
--------------	----

RESÚMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*.

AUTORES: JHON ENRIQUE RAMÍREZ MANTILLA**

RAÚL FRANCISCO CALDERÓN DELGADO**

PALABRAS CLAVE: RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO; INYECCIÓN DE POLÍMERO; POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA; EFECTO DE SALINIDAD; SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

DESCRIPCIÓN:

La inyección de baches de polímero, como agente de control de movilidad, mejora la eficiencia de barrido volumétrico en yacimientos de alta heterogeneidad sometidos a procesos de inyección de agua que se caracterizan por una relación de movilidad desfavorable. No obstante, el diseño y la eficiencia de este método de recobro mejorado dependen ampliamente de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento. Este estudio resalta el papel de la salinidad del agua de formación en la estabilidad del bache inyectado. Inicialmente, se analiza el modelo químico de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, determinado a partir de modelos matemáticos que incluyen la concentración de sal. Luego, con el objetivo de estimar el impacto de la salinidad y heterogeneidad de un yacimiento con canales preferenciales de flujo en los parámetros críticos de un piloto de inyección de polímero, diferentes escenarios son evaluados considerando diferentes niveles de salinidad mediante un estudio de sensibilidad en el módulo STARS de CMG. Los resultados indican que la salinidad del agua en yacimiento disminuye la viscosidad de la solución e incrementa la adsorción de polímero, requiriendo el diseño de baches de mayor concentración, por lo que la eficiencia del proceso es afectada no solo en aspectos técnicos, también en términos económicos. Por otra parte, la presencia de canales preferenciales de flujo incrementa la relación costo-beneficio del proceso.

*Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: Ing. María Paula Espinosa Quintero, M.sc. Jorge Mario Padilla Reyes.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF FORMATION-WATER SALINITY EFFECT ON A POLYMER FLOODING PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION*.

AUTHORS: JHON ENRIQUE RAMÍREZ MANTILLA**

RAÚL FRANCISCO CALDERÓN DELGADO**

KEYWORDS: ENHANCED OIL RECOVERY; POLYMER FLOODING; PARTIALLY HYDROLYZED POLYACRYLAMIDE; SALINITY EFFECT; NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION.

DESCRIPTION:

Injection of polymer slugs, as a mobility control agent, improves the volumetric sweep efficiency in highly heterogeneous reservoirs with an active water flooding process which its major characteristic is a poor mobility ratio. However, the design and efficiency of this enhanced recovery process is widely dependent from the rock properties and the reservoir fluids. This study highlights the role of formation-water salinity on stability of injected slug it's highlighted. First is analyzed the chemical model of a partially hydrolyzed polyacrylamide developed using mathematical models that includes salt concentration. Then, with the final goal of estimate the impact of the salinity and heterogeneity of a reservoir with preferential flow channels on the critical parameters of a polymer flooding pilot, different scenarios of water salinity are evaluated, considering different salinity levels using a sensibility analysis with the simulation tool STARS of the company CMG. The results show that the water salinity decreases the solution viscosity and increase the polymer adsorption which in that case a re- design of the slug of polymer solution is due, requiring bigger concentrations of the initial injected solution. Besides, the presence of preferential flow channels increases the final cost- profit relation of the entire procedure.

*Bachelor Thesis.

**Faculty of physicochemical engineerings. Department of Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directors: Ing. María Paula Espinosa Quintero, M.sc. Jorge Mario Padilla Reyes.

INTRODUCCIÓN

La recuperación mejorada de petróleo por métodos químicos (CEOR por sus siglas en inglés, *Chemical Enhanced Oil Recovery*) consiste en una serie de procesos que involucran el uso individual o combinado de polímero, surfactante y álcali, siendo la inyección de polímero, el método químico más representativo y de mayor aplicación a nivel mundial.

La inyección de baches de polímero, como agente de control de movilidad, mejora la eficiencia de barrido volumétrico en yacimientos de alta heterogeneidad sometidos a procesos de inyección de agua que se caracterizan por una relación de movilidad desfavorable. No obstante, el diseño y la eficiencia de este método de recobro mejorado dependen ampliamente de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento. En la mayoría de las aplicaciones, la condición de salinidad y dureza del agua en yacimiento afecta críticamente la estabilidad del bache de polímero, la adsorción y la reducción de la permeabilidad, por lo que disminuye el control efectivo de la movilidad. La inyección previa (preflujo) de un bache de baja salinidad, con el fin de acondicionar la zona del yacimiento que será barrida por el bache de polímero, previene alteraciones adversas en la solución inyectada, sin embargo, aspectos de diseño, como el tamaño del bache de preflujo, no están totalmente establecidos.

Usualmente, tras el desarrollo de pruebas experimentales en laboratorio, la evaluación de proyectos piloto o escala comercial de inyección de polímero requiere tener acceso a un simulador numérico de yacimientos que permita la optimización de los parámetros de diseño para una aplicación específica en campo. El desarrollo de modelos de simulación que permitan evaluar el comportamiento del proceso de inyección de polímero contribuye a la interpretación de los resultados de laboratorio y aporta una visión inicial que complementa dichos resultados, aumentando las

bases técnicas para garantizar el éxito del programa de inyección. Los simuladores suelen ser alimentados con información acerca del comportamiento reológico de la solución, los niveles de adsorción (retención), el tiempo de degradación, el volumen poroso inaccesible y la reducción de la permeabilidad del medio poroso, información que proporciona una reducción en la incertidumbre de los modelos de simulación. No obstante, la reproducción de los resultados de las pruebas de laboratorio a través de los modelos de simulación está sujeta a la representatividad del escenario propuesto y a la capacidad del software de simulación de representar de forma acertada la mayor cantidad de fenómenos físicos y químicos dados durante el proceso. En algunos casos, aproximaciones y modelos matemáticos simplificados son usados debido a la dificultad de representar el comportamiento real de los fenómenos involucrados, lo que implica tener claridad de las principales consideraciones y aspectos de importancia asumidos durante la evaluación de los diferentes escenarios de simulación para una mejor interpretación de los resultados obtenidos.

Teniendo en cuenta el reciente interés en el desarrollo de proyectos de recobro químico en Colombia (Sandoval *et al.*, 2010; Castro *et al.*, 2010; Castro *et al.*, 2013; Maya *et al.*, 2015; Castro *et al.*, 2016), se presenta este proyecto de grado, el cual tiene como finalidad servir de guía para posteriores estudios y aplicaciones de procesos de inyección de polímero en Colombia. De esta forma, los efectos asociados con la salinidad del agua de formación podrán ser identificados y evaluados con base en la eficiencia general del método, a partir de su diseño mediante simulación numérica de yacimientos.

Este trabajo incluye una revisión de los modelos de variación de parámetros físicos de la solución polimérica con la salinidad implementados en el módulo de simulación STARS de CMG (v. 2015.10) para el modelado de procesos de inyección de polímero, considerando los efectos de la salinidad. La comparación con el modelo

de adsorción y reológico de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) a diferentes niveles de salinidad permite resaltar las principales consideraciones de los modelos utilizados por el simulador para la simulación de este tipo de métodos de recobro mejorado. Finalmente, mediante un estudio de sensibilidad en el módulo de simulación STARS de CMG, se evalúa el impacto de la concentración de sal del agua en yacimiento, previo a la inyección de polímero, en el desplazamiento del bache, el comportamiento de la producción (tasa de producción de fluidos y corte de agua) y en la saturación de aceite del área barrida.

1. FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1. ANTECEDENTES

Por sus años de aplicación, las principales fortalezas y limitaciones de la inyección de agua convencional han sido establecidas y estudiadas en profundidad. La limitación más importante de este proceso se orienta principalmente a relaciones de movilidad desfavorables y la heterogeneidad del yacimiento¹. La adición de químicos al agua de inyección (p. ej., polímeros, surfactantes), con el objetivo de mejorar la eficiencia general del proceso, es uno de los métodos más representativos en la recuperación mejorada de petróleo.

Investigaciones publicadas durante la década de 1960, como las desarrolladas por Sandiford (1964), Pye (1964), Gogarty (1967) y Mungan (1969), entre otros, permitieron demostrar que la relación de movilidad puede ser reducida considerablemente por la adición de un polímero soluble en el agua de inyección. La solución polimérica, además de incrementar la viscosidad de la fase desplazante, reduce la permeabilidad relativa de la fase acuosa en el medio poroso (en el caso del uso de poliacrilamidas), lo que resulta en una mejor eficiencia de barrido volumétrico y, consecuentemente, en el incremento del factor de recobro. Desde entonces, los fenómenos relacionados a los procesos de inyección de polímero han sido ampliamente estudiados desde diversos puntos de vista con el fin de mejorar el conocimiento fundamental del método, los cuales han sido publicados por diferentes autores a través décadas de desarrollo experimental y aplicaciones de campo, algunos de ellos: Jewett y Shurz (1970); Chang (1978); Needham y Doe

¹ Sorbie, K. S. "Polymer-improved oil recovery". USA: Springer Science+Business Media, LLC, 1991, p. 1.

(1987), Taber, Martin y Seright (1997) y, recientemente, Sheng, Leonhard y Azri (2015).

Como muestran Abidin, Puspasari y Nugroho², por más de 20 años, el desarrollo de polímeros para recobro mejorado se ha convertido en el principal foco de investigación con el fin de extender su aplicación a condiciones de yacimiento severas, las cuales han restringido la aplicación de este método. Los polímeros de mayor uso en procesos EOR pueden clasificarse en dos tipos principales: los polímeros sintéticos, tal como la poliacrilamida (PAM) y sus derivados, y los biopolímeros, tal como la goma xantana (*xanthan*). En su estado natural, las poliacrilamidas son fuertemente absorbidas sobre la superficie de los minerales en el medio poroso³, por lo cual, para su aplicación estas son parcialmente hidrolizadas mediante el uso de una base, tal como el hidróxido de sodio o potasio. En este proceso, algunos de los grupos amida ($-CONH_2$) que conforman la macromolécula son convertidos a grupos carboxílicos ($-COO^-$), dando lugar a la HPAM, como se muestra en la figura 1. La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) ha prevalecido como el polímero de mayor aplicación debido a su bajo costo y capacidad de producción a gran escala, en comparación con otros polímeros. Se ha demostrado en algunas investigaciones que las soluciones de HPAM exhiben mejores propiedades viscoelásticas que las soluciones de goma xantana, permitiendo desarrollar soluciones de mayor viscosidad a concentraciones similares⁴.

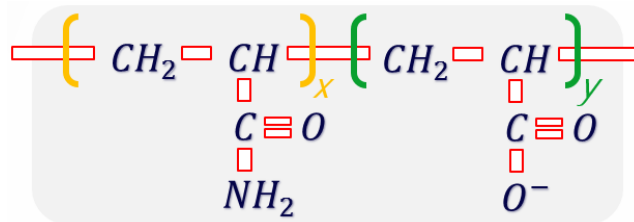
² Abidin, A. Z., Puspasari, T. & Nugroho, W. A. "Polymers for enhanced oil recovery technology". *Procedia Chemistry*, vol. 4, p. 13 - 15.

³ Sheng, J. J. "Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice". Usa: gulf professional publishing, elsevier inc, 2011, p. 102.

⁴ Sheng, J. J., Leonhard, B. & Azri, N. "Status of polymer-flooding technology". *Society of petroleum engineers*, 2015, p. 116.

Entre otros polímeros derivados de la poliacrilamida usados en procesos EOR, se incluyen los polímeros asociados hidrófobamente^{5, 6}, la poliacrilamida tolerante a la salinidad (KYPAM) y la AMPS (2-acrilamida-2-metil propano-sulfonato) resistente a la salinidad y a la degradación térmica⁷. Para el desarrollo de este proyecto de grado, como se explica en el capítulo 3, se emplea como base experimental el comportamiento reológico del polímero FLOPAAM 3330S de la compañía SNF Floerger, la cual hace referencia a una poliacrilamida hidrolizada entre el 25-35% y de peso molecular promedio de 8 MDa, el cual es descrito por Lee *et al.* (2009)⁸.

Figura 1. Estructura de la cadena primaria de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).



Fuente: Wever, D. A. Z., Picchioni, F. & Broekhuis, A. A. “Polymers for enhanced oil recovery: a paradigm for structure-property relationship in aqueous solution”. *Progress in polymer science*, vol. 36, 1991, p. 1561. *Modificado.*

⁵ El-hoshoudy, A. N., Desouky, S. E. M., Alsabagh, A. M., Betiha, M. A., El-Kady, M. Y. & Mahmoud, S. “Evaluation of solution and rheological properties for hydrophobically associated polyacrylamide copolymer as a promised enhanced oil recovery candidate”. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2016.

⁶ Al-Sabagh, A. M., Kandile, N. G., El-Ghazawy, R. A., Noor El-Din, M. R. & El-Sharaky, E. A. “Solution properties of hydrophobically modified polyacrylamides and their potential use for polymer flooding application”. *Egyptian Journal of Petroleum*, vol. 25, 2016, p. 433-444.

⁷ Sheng, J. J., Leonhard, B. & Azri, N. “Status of polymer-flooding technology”. *Society of petroleum engineers*, 2015.

⁸ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. “Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers”. *Society of petroleum engineers*, 2009, p. 1-14.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

En principio, el proceso consiste en la preparación de una solución polimérica en concentraciones de 250 a 3000 ppm de un polímero soluble en el agua de inyección, la cual es inyectada durante 12 a 24 meses en pequeños baches (0.1 a 0.6 volúmenes porosos) definidos en el programa de inyección; la concentración y el tiempo de inyección pueden variar según criterios de yacimiento, operativos y económicos. Luego, el yacimiento es sometido a un proceso convencional de inyección de agua de menor o igual salinidad que la solución de polímero, con el fin de mantener la estabilidad química del último bache inyectado^{9, 10, 11, 12, 13}. A partir de lo anterior, como explica Sheng, Leonhard y Azri¹⁴, la eficiencia del proceso puede maximizarse a través de una reducción sistemática de la concentración (viscosidad) de los baches, asegurando un frente de desplazamiento estable entre el contacto del último bache de polímero y el agua de post-flujo. En la figura 2, se presenta un esquema de inyección típico de un proceso de inyección de polímero; la concentración de los baches disminuye desde el bache de concentración 1 al bache de concentración 3, siendo este último, el bache de menor viscosidad.

⁹ Chang, H. L. "polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow". Society of petroleum engineers, 1978, p. 1113.

¹⁰ Lutchmansingh, P. M., Marietta, C., Ertekin, T. & Abou-Kassem, J. H. "Quantitative analysis of performance of polymer slug injection". Society of petroleum engineers, 1988, p. 126.

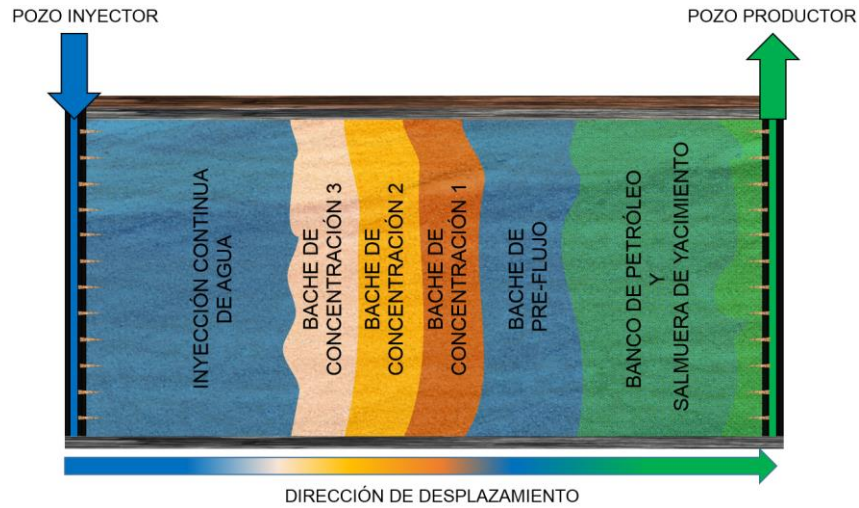
¹¹ Green, D. W. & Willhite, G. P. "Enhanced oil recovery". USA: SPE textbook series, vol. 6, 1998, p. 240.

¹² Manichand, R. N. & Seright, R. S. "Field vs Laboratory polymer retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field". Society of petroleum engineers, 2014, p. 314.

¹³ Jimenez, A. M. "Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímero a partir de fenómenos de interacción roca / fluidos presentes". Tesis de grado, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, 2015, p. 30-31.

¹⁴ Sheng, J. J., Leonhard, B. & Azri, N. "Status of polymer-flooding technology". Society of petroleum engineers, 2015, p. 117-119.

Figura 2. Esquema de un proceso de inyección de polímero.

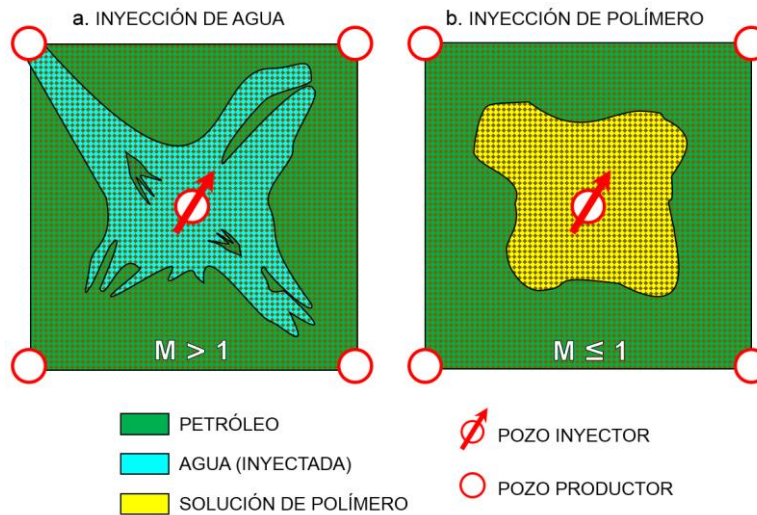


1.2.1. Mecanismos de recuperación. Generalmente, el agua inyectada encuentra zonas de mayor capacidad de flujo, resultando en una posible rápida irrupción en los pozos productores (repentino incremento en el corte de agua). Además, si la viscosidad del petróleo es mayor a la del agua inyectada, el agua no mantendrá un frente de desplazamiento uniforme, dando lugar a la digitación viscosa y, en consecuencia, a un barrido volumétrico (E_V) ineficiente (figura 3). El principal propósito de la inyección de polímero es controlar la relación de movilidad entre las fases agua-aceite en yacimiento (ecuación 1), definida como la relación entre la movilidad del fluido inyectado (λ_{iny}) respecto a la movilidad del fluido desplazado (λ_{desp}):

$$M_{w/o} = \lambda_{iny}/\lambda_{desp} = (k/\mu)_{iny}/(k/\mu)_{desp} = (k_r(iny) * \mu_{(desp)})/(k_r(desp) * \mu_{(iny)}) \quad (1)$$

Donde, k_r es permeabilidad relativa y μ es viscosidad dinámica.

Figura 3. Comparación del barrido areal entre un proceso de inyección de agua (relación de movilidad desfavorable, $M > 1$) y un proceso de inyección de polímero (relación de movilidad favorable, $M \leq 1$).



Relaciones de movilidad superiores a uno ($M > 1$) indican que el fluido inyectado fluye con mayor facilidad que el fluido desplazado, condición desfavorable que puede resultar en una baja eficiencia de barrido. Por el contrario, si la relación de movilidad es uno o menor ($M \leq 1$), el desplazamiento de petróleo por el agua (solución de polímero) será eficiente y similar al tipo pistón¹⁵, semejante a un frente de desplazamiento uniforme (figura 4).

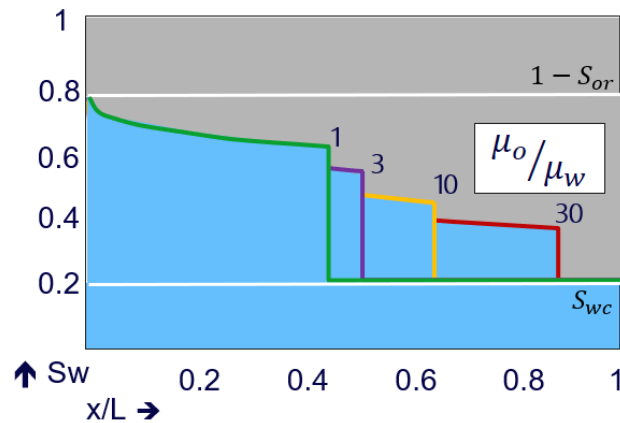
La adición de HPAM al agua de inyección incrementa la viscosidad del agua, como un agente de control de movilidad, al tiempo que altera la permeabilidad relativa del agua conforme este es adsorbido (retenido) en el medio poroso, resultando en el

¹⁵ Abidin, A. Z., Puspasari, T. & Nugroho, W. A. "Polymers for enhanced oil recovery technology". Procedia Chemistry, vol. 4, p. 12.

incremento del flujo fraccional de petróleo (ecuación 2), por consiguiente, incrementa la cantidad de petróleo recuperado.

$$f_o = 1/(1 + M) = 1/(1 + (k_{r(iny)} * \mu_{(desp)})/(k_{r(desp)} * \mu_{(iny)})) \quad (2)$$

Figura 4. Efecto de la relación de movilidad en el perfil de saturación en un desplazamiento lineal.



Fuente Sorbie, K. S. "Polymer-improved oil recovery". USA: Springer Science+Business Media, LLC, 1991, p. 248, Fig. 8-1. *Modificado.*

El éxito de un proceso de inyección de polímero está determinado por diversos factores que no solo condicionan su aplicación sino que pueden aumentar la complejidad del proceso y dificultar el análisis de los mecanismos de recuperación, por ejemplo: la viscosidad del crudo, la saturación de aceite móvil, el espaciamiento entre pozos, la heterogeneidad del yacimiento, el costo y propiedades del polímero, la calidad del agua de inyección, la salinidad y dureza del agua de formación, entre otros; adicionalmente, aspectos operacionales como la tasa de inyección y la

concentración del bache de polímero deberán ser optimizados constantemente para garantizar la viabilidad técnica y económica.

1.2.2. Limitaciones del proceso. Tras más de 50 años de investigación y desarrollo, la inyección de polímero ha sido aplicada en un amplio rango de condiciones, convirtiéndose en uno de los principales métodos de recobro mejorado. Este método ha sido aplicado en diferentes oportunidades a yacimientos con salinidades del agua de formación en el orden de 0.3-21.3% de sólidos totales disueltos¹⁶. No obstante, la práctica de este método ha mostrado que varios factores técnicos y económicos limitan la aplicación y eficiencia del proceso.

La principal limitante es la relación costo-eficiencia (rentabilidad), la cual puede ser expresada en términos de la cantidad de polímero inyectado (*libras*) por barril producido de petróleo incremental (respecto a un caso base de producción primaria o inyección de agua), relación que luego es asociada al costo por libra de polímero (*USD/libra*) y al precio con el que será comercializado el barril de petróleo producido (*USD/barril*). Lo anterior, implica que la relación costo-eficiencia en un proyecto de inyección de polímero depende directamente de la cantidad de petróleo recuperado y de si esta cubre los costos totales de inversión del método, los cuales para este caso son representados por la cantidad de polímero requerido. Abidin, Puspasari y Nugroho¹⁷ señalan que el costo de un proyecto de inyección de polímero es menor en comparación con los proyectos de inyección convencional de agua debido a que disminuye el corte de agua e incrementa la producción de petróleo. A partir del análisis de proyectos exitosos de inyección de polímero, los autores afirman que se alcanzan incrementos de entre el 5-30% del factor de recobro, donde la eficiencia del proceso varía en un rango de 0.7-1.75 libras de

¹⁶ Taber, J. J., Martin, F. D. & Seright, R. S. "EOR screening criteria revisited – part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". Society of petroleum engineers, 1997, 194.

¹⁷ Abidin, A. Z., Puspasari, T. & Nugroho, W. A. "Polymers for enhanced oil recovery technology". Procedia Chemistry, vol. 4, 2012, p. 12.

polímero por barril producido de petróleo incremental. Dependiendo del costo del polímero, si este es lo suficientemente bajo, la cantidad de polímero que puede adquirirse es mayor, por consiguiente, baches de mayor concentración (mayor viscosidad) y de mayor tamaño pueden ser inyectados, representando factores de recobro más altos.

Como explican Taber, Martin y Seright¹⁸, a la relación costo-eficiencia se asocian otras limitantes, por ejemplo, la permeabilidad del medio poroso. Para un polímero de alto peso molecular (p. ej., 20 MDa), la viscosidad de la solución será mucho mayor que la desarrollada por un polímero de bajo peso molecular (p. ej., 6-8 MDa) a la misma concentración, sin embargo, la cantidad de polímero retenido en el medio poroso es mayor en medios de baja permeabilidad, provocando una pérdida considerable de la viscosidad de la solución y, posiblemente, dañando la formación por el taponamiento de las gargantas de poro, al tiempo que incrementa el volumen poroso inaccesible. Por lo anterior, los polímeros de alto peso molecular pueden implicar mejores relaciones costo-eficiencia al representar un mayor control de la movilidad ($M \rightarrow 1$), pero experimentan una mayor retención y una baja propagación en rocas con permeabilidades menores a 100 md, por lo que, generalmente, los polímeros de menor peso molecular son recomendados. Por otra parte, debido al incremento de la viscosidad del agua inyectada y a la reducción de la permeabilidad, es probable que la tasa de inyección deba ser reducida (pérdida de inyectividad), con el fin de no fracturar las inmediaciones del pozo inyector, lo que aumenta el riesgo de canalización del fluido inyectado.

Por muchos años, la condición de salinidad y dureza del agua de formación ha sido uno de los aspectos de mayor importancia para el análisis de la relación costo-

¹⁸ Taber, J. J., Martin, F. D. & Seright, R. S. "EOR screening criteria revisited – part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". Society of petroleum engineers, 1997, p. 194.

eficiencia de los procesos de inyección de polímero. En campos donde la inyección de agua ha madurado (extensión masiva en el campo), la salinidad del agua de formación puede ser cercana a la del agua inyectada (suponiendo que sean composicionalmente diferentes), sin embargo, debido a la alta sensibilidad de la HPAM a los cationes monovalentes y divalentes, tales como el ion sodio (Na^+) y el ion calcio (Ca^{+2}), la necesidad de acondicionar la salinidad y dureza del yacimiento puede implicar una limitante al proceso, en la medida que sea más complejo el diseño de un bache de pre-flujo. La condición de salinidad y dureza del agua de formación y de inyección es uno de los principales criterios de diseño del proceso, puesto que, puede afectar la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero en el medio poroso, la estabilidad del frente de desplazamiento y la estabilidad del polímero, derivando a una posible degradación. Por tanto, la eficiencia del proceso dependerá del contenido de sales del agua de formación, de la eficiencia del bache de pre-flujo en el acondicionamiento del yacimiento y de la disponibilidad de una fuente de agua de buena calidad para la preparación de las soluciones de polímero, o bien, haciendo necesario el uso de polímeros tolerantes a la salinidad, de cualquier manera, implicando un costo adicional a la inversión del proceso.

En general, los procesos de inyección de polímero dependen de la estabilidad de la solución frente a condiciones y agentes que puedan degradarlo químicamente (p. ej., presencia de oxígeno, iones férricos, cationes divalentes), térmicamente (p. ej., hidrólisis no controlada, pérdida de peso molecular), mecánicamente (p. ej., altas tasas de corte, rompimiento de la estructura o cadena polimérica) y biológicamente (p. ej., presencia de bacterias, biodegradación).

En la tabla 1 se resume una ventana de aplicación (*screening*) del método propuesta a partir de la revisión de estudios de laboratorio y experiencias de aplicaciones en campo, la cual relaciona las condiciones adecuadas para el mejor aprovechamiento de la inyección de polímero.

Tabla 1. Screening de la inyección de polímero.

Propuesto por	K (md)	T_{Yac} (°c)	C_{TDS} (%wt)	C_{Div} (%wt)	Litología	μ_o (cp)	S_{oM} (frac.)	°API	Profund. (pies)
Brashear & Kuuskraa, 1978	>20	<93.3	5.0	0.1	Arenisca	<20	>0.25	>15	NC
Carcoana, 1982	>50	<80	Baja	Baja	Arenisca	50-80	>0.3	25-35	<6561
Goodlett <i>et al.</i> 1986	>20	<93.3	10.0		Arenisca	100	>0.1	>25	<9000
Taber <i>et al.</i> 1997	>10	<93.3			Arenisca	10-150	>0.5	>15	<9000
Dickson <i>et al.</i> 2010 (a)	>100	<76.7	<0.1			10-100	>0.3	>15	800-9000
Dickson <i>et al.</i> 2010 (b)	>1000	<76.7	<0.3			100-1000	>0.3	>15	800-9000
Proyectos revisados	116	46.1	3.98	0.03	Preferible arenisca	9.15	0.52	32	3486
Sheng, Leonhard & Azri, 2015	50	<93.3	<5.0	<0.01	Arenisca	<150	>0.1	NC	NC

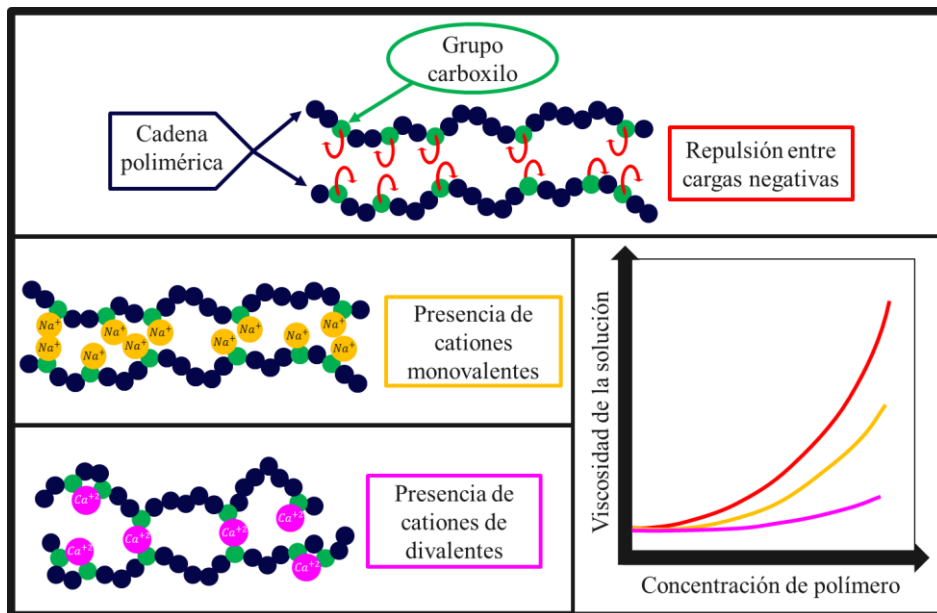
C_{TDS} y C_{Div} : salinidad (tds) y contenido de iones divalentes del agua de formación, respectivamente, antes de la inyección de polímero. S_{oM} : saturación de aceite móvil ($S_{oR} - S_{or}$). **NC**: condición o propiedad no-crítica para la aplicación del proceso.

Fuente: Sheng, J. J., Leonhard, B. & Azri, N. "Status of polymer-flooding technology". Society of petroleum engineer, 2015, p. 118. *Modificado.*

1.3. EFECTO DE LA SALINIDAD EN SOLUCIONES DE HPAM

Son diversos los criterios de selección de la técnica de inyección de polímero. Entre ellos se encuentra la concentración de sales inorgánicas en el agua de formación que, de no ser por el uso de polímeros modificados tolerantes a la salinidad, limitaría la implementación de este tipo de métodos de recobro mejorado. Szabo¹⁹ plantea que los yacimientos generalmente poseen agua de formación salobre con altas concentraciones de cationes monovalentes (Na^+) y divalentes (Ca^{+2} y Mg^{+2}), los cuales interactúan con los grupos carboxílicos (cargados negativamente) de las cadenas poliméricas de la HPAM, afectando así la viscosidad de la solución y la retención del polímero.

Figura 5. Efecto de la salinidad en la viscosidad de soluciones de HPAM.



¹⁹ Szabo, M. T. "Laboratory investigation of factors influencing polymerflood performance". Society of Petroleum Engineer, 1975.

La viscosidad de la solución de HPAM, la cual exhibe un comportamiento no-Newtoniano (función de la tasa de corte o velocidad de flujo), es muy sensible a la salinidad del agua. En medios de baja salinidad, las cargas negativas de los grupos carboxílicos generan fuerzas de repulsión entre las cadenas poliméricas, manteniéndolas separadas y aumentando su volumen hidrodinámico, por lo cual, el polímero exhibe una mayor capacidad viscosificante. No obstante, al incrementar la salinidad de la solución, las fuerzas de repulsión son reducidas debido a la interacción de los grupos carboxílicos con los cationes libres, creando un efecto de apantallamiento de las cargas que conlleva a la reducción de la viscosidad. La presencia de cationes divalentes como el ion calcio (Ca^{+2}) y el ion magnesio (Mg^{+2}), incrementa este efecto negativo en la viscosidad, dada la posibilidad de que ocurran interacciones intermoleculares²⁰, como se muestra en la figura 5.

Por otra parte, la retención de polímeros es un fenómeno atribuido a tres mecanismos generales²¹: la adsorción en la superficie de la roca, el atrapamiento mecánico en los poros de menor tamaño, y la retención hidrodinámica inducida por el flujo; estos dos últimos requieren que exista una condición dinámica (flujo). En el módulo de simulación STARS es posible asociar el nivel de retención con el modelo de adsorción por isothermas de Langmuir, como se presenta en el siguiente capítulo, sin embargo, Ali y Mahmud²² señalan que este modelo no puede ser usado directamente para predecir la adsorción de la poliacrilamida en medios con diferentes niveles de salinidad.

A partir de la variación de la condición de salinidad, observaciones del efecto sobre los coeficientes del modelo de Langmuir (A y B) permiten concluir que la adsorción

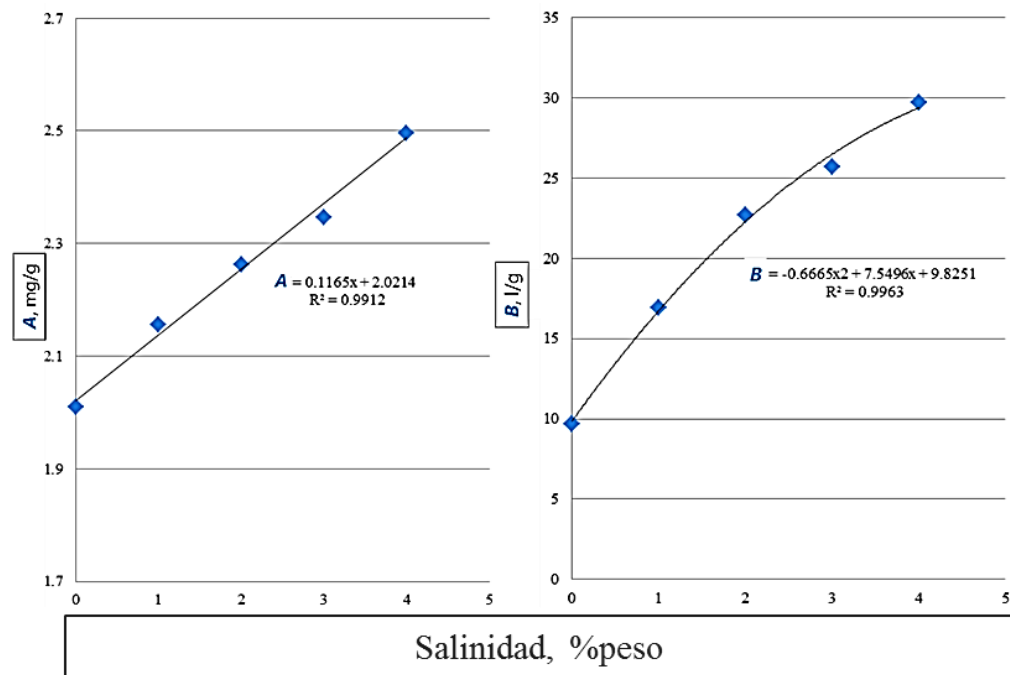
²⁰ Sheng, J. J. "Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice". USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc, 2011, p.141.

²¹ *Ibíd.*, p. 146.

²² Ali, M & Mahmud, B. "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface". IOP conference series, 2015, p. 1-7.

incrementa conforme aumenta el nivel de salinidad. Esto puede ser explicado, en primer lugar, por la reducción del volumen hidrodinámico de la molécula (polímero), consecuentemente, una molécula comprimida requerirá un área menor de la superficie del mineral o roca para ser adsorbida, generando espacio adicional para que más moléculas sean atraídas y adsorbidas. Así mismo, la reducción de las cargas intermoleculares en la molécula ocasiona una reducción adicional en las fuerzas de repulsión entre la molécula y la superficie de la roca, facilitando la atracción y posterior adsorción²².

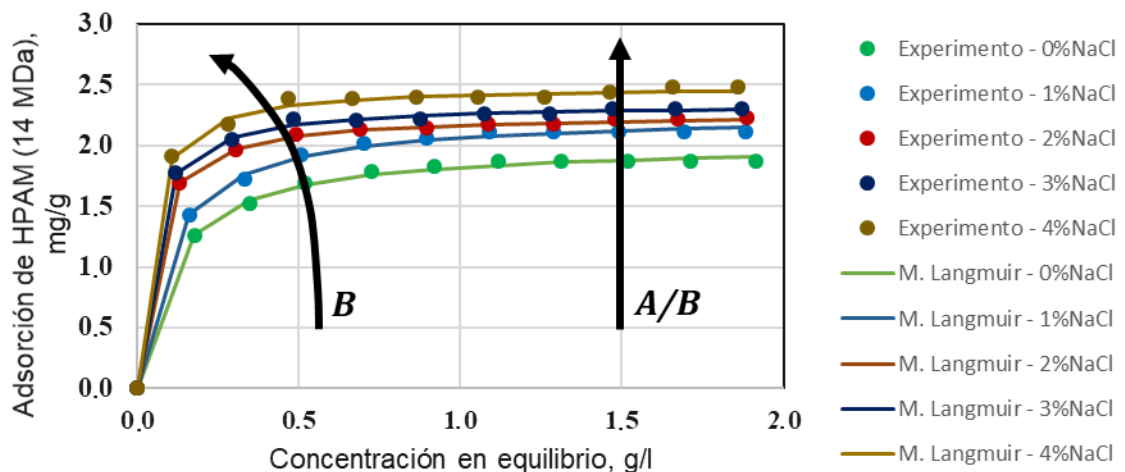
Figura 6. Relación entre la concentración de sal y los coeficientes del modelo de isotermas de Langmuir.



Fuente: Ali, M & Mahmud, B. "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface", 2015, fig. 3 y 4. *Modificado.*

Finalmente, Ali y Mahmud²³ encuentran que el incremento en la salinidad afecta ambos coeficientes: el coeficiente A crece linealmente con el incremento en la concentración de sal, mientras que el coeficiente B tiene una forma cuadrática, la cual puede llegar a estabilizarse a niveles de salinidad elevados (figura 6). Lo anterior implica que, con el incremento en la salinidad del medio no solo se alcanzará un mayor nivel de adsorción máximo, también podrá ser alcanzado a concentraciones de polímero (HPAM) inferiores en comparación con los escenarios de menor salinidad (figura 7).

Figura 7. Comparación entre resultados experimentales de los niveles de adsorción reportados por Ali y Mahmud²⁴ a diferentes niveles de salinidad y el modelo de isotermas de Langmuir (coeficientes A y B en figura 6).

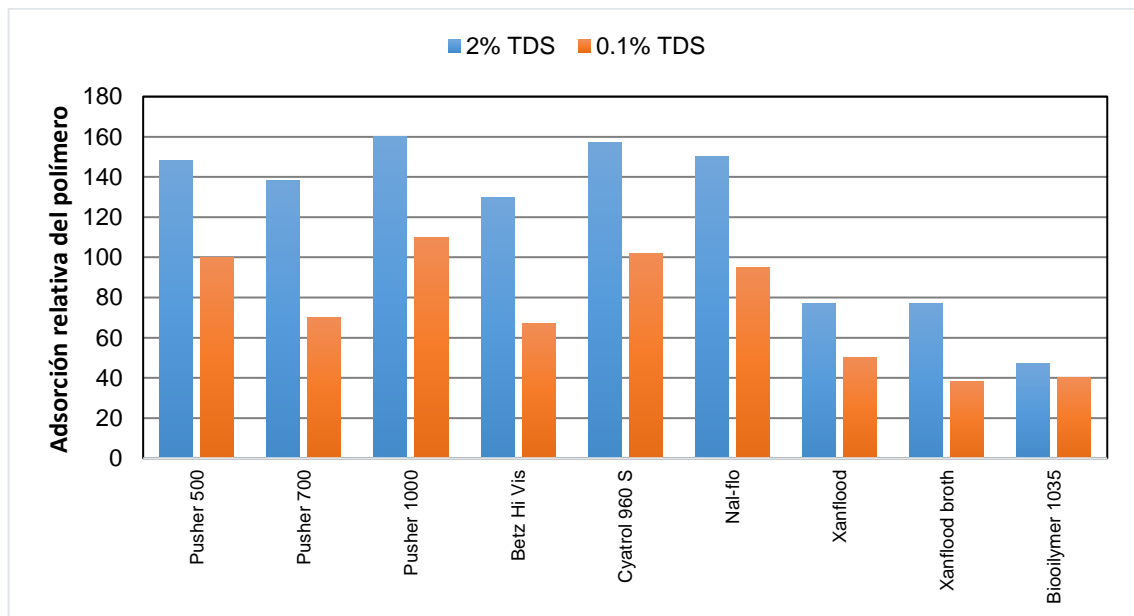


²³ Ali, M & Mahmud, B. "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface". IOP conference series, 2015, p. 1-7.

²⁴ *Ibíd.*, p. 1-7.

En la figura 8, se observa el efecto relativo de la salinidad sobre la adsorción de diferentes polímeros comerciales. En ella se logra identificar que concentraciones mayores de sal generan incrementos en la adsorción del polímero. Esta generalización es observada de manera independiente a las demás propiedades características individuales de cada polímero (peso molecular, tipo de polímero, entre otras).

Figura 8. Efecto del contenido de sales disueltas en la adsorción de algunos polímeros comerciales.



Fuente SHENG, J. J. “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery - Theory and Practice”. USA: Elsevier Inc., 2011, p. 160, Fig. 5.40. *Modificado.*

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El principal objetivo de la simulación numérica de yacimientos es anticipar el estado de un yacimiento a través del tiempo, afectado por cambios externos, como la producción e inyección de fluidos, o por cambios internos, como la transición de fases de los fluidos (comportamiento de fases). A continuación, se presenta la descripción del modelo conceptual de simulación desarrollado en el módulo de simulación STARS de CMG (v. 2015.10) para la evaluación del impacto de la salinidad del agua de formación en la eficiencia de un proceso de inyección de polímero implementado en un yacimiento agotado que se caracteriza por la presencia de una región preferencial de flujo.

2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES Y CONDICIONES INICIALES

2.1.1. Distribución de permeabilidad y porosidad. Los escenarios evaluados en este estudio han sido desarrollados sobre un modelo conceptual base de un yacimiento heterogéneo, el cual se caracteriza por la presencia de una región de mayor permeabilidad (figura 9-a), llamado modelo A. Adicionalmente, con el fin de comparar al final de este estudio el posible impacto de la aplicación de un proceso de inyección de polímero en un patrón ubicado en una región sin aparente preferencialidad de flujo, se construye un segundo modelo con una distribución de permeabilidad más uniforme (figura 9-b), llamado modelo B. La porosidad obedece a una distribución normal y es igual en ambos modelos. En la tabla 2 se presenta el rango de estas propiedades.

Figura 9. Distribución de permeabilidad (milidarcies) en modelos de simulación.

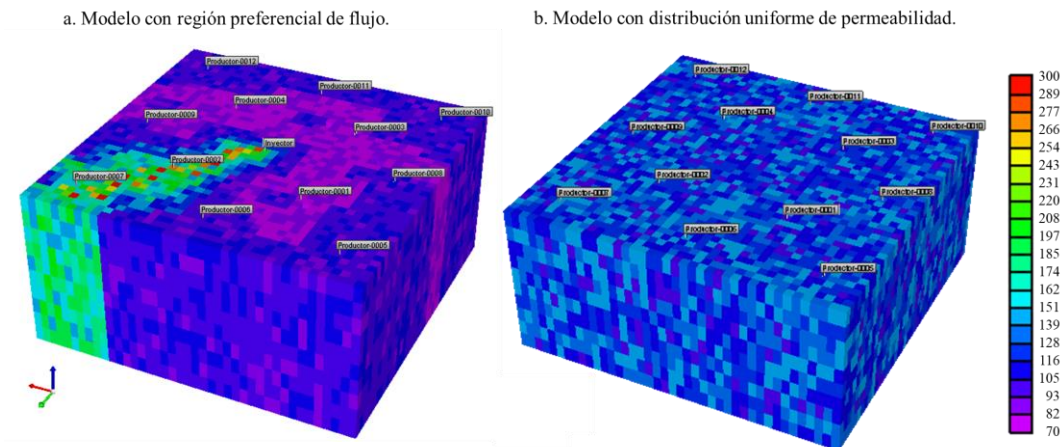


Tabla 2. Valores límites y promedios de permeabilidad y porosidad en los modelos de simulación.

Modelo	Propiedad	Valor mínimo	Valor promedio	Valor máximo
A: Región preferencial de flujo (fig. 5-a)	Permeabilidad (md)	70.00	106.11	300.00
B: Distribución uniforme de permeabilidad (fig. 5-b)	Permeabilidad (md)	100.00	125.05	150.00
A y B: *En ambos modelos*	Porosidad (fracción)	0.18	0.19	0.20

2.1.2. Dimensiones de modelo y condiciones iniciales. En la tabla 3 se muestran las condiciones originales al inicio de la etapa de producción primaria y las dimensiones del patrón de inyección (5 puntos invertido). El modelo desarrollado cuenta con un área total equivalente de 116 acres, donde más del 90% del modelo se encuentra refinado a tamaño de bloque de 10x10 pies (16,810 celdas en tamaño original 50x50 pies); los bloques límite del modelo conservan el tamaño original de

50x50 pies y representan 5 veces el volumen real de un bloque mediante un modificador de volumen y área (***VAMOD**, función provista por el módulo de simulación STARS). El modelo se encuentra dividido en 10 capas de igual espesor (10 pies), para un espesor total de 100 pies.

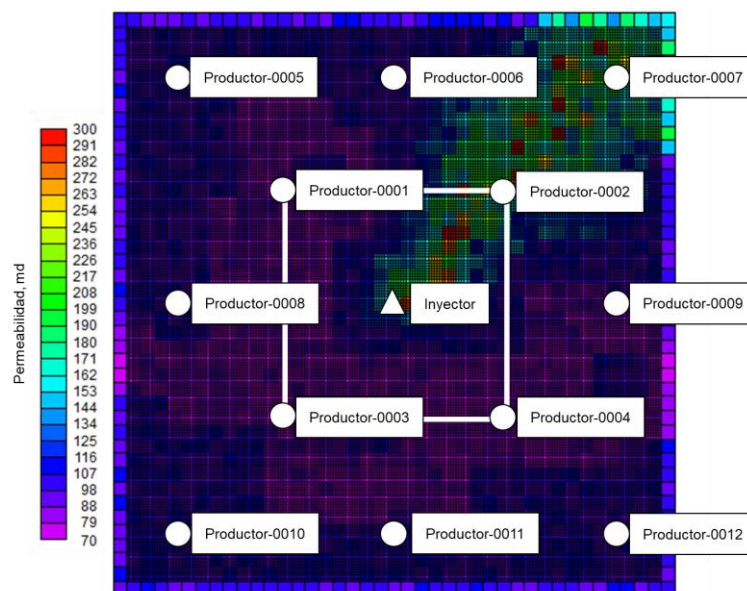
Tabla 3. Dimensiones del patrón de inyección y condiciones iniciales.

Dimensiones de patrón de inyección	
Área, acres	14.7
Espesor por capa (10 capas), pies	10
Tamaño de celda, <i>i, j, k</i> , pies	10, 10, 10
Condiciones iniciales	
Profundidad (tope), pies	4,300
Gradiente de presión, psi/pie	0.434759
Presión inicial (capa 1-10), psi	1,870 - 1,909
Temperatura de yacimiento, °F	113
Tipo de fluido	Aceite negro
Gravedad API, °API	24
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento, cp	4.2
Presión de saturación (Pb), psi	1,700
OOIP, millones barriles	13.75
Saturación de aceite residual (S_{or}), fracción	0.25
Saturación de agua irreducible (S_{wirr}), fracción	0.27
Saturación de agua inicial (S_{wi}), fracción	0.30
Relación K_v/K_H	0.1

El patrón de inyección de 5 puntos invertido se encuentra en el área central del modelo (constituido por un grupo de 12 pozos productores), donde los 4 pozos productores centrales constituyen los pozos de primera línea. Como se logra observar en la figura 10, los pozos productores 0002 y 0007 se encuentran dentro

de la región de mayor permeabilidad (modelo A). Así mismo, es posible apreciar el refinamiento del modelo respecto a los bloques límite que conservan el tamaño original de 50x50 pies. En la tabla 4 se especifica la distancia de cada pozo productor en el modelo al pozo inyector.

Figura 10. Distribución de pozos productores e inyector. Vista superior (capa 1) del modelo A.



2.1.3. Resultados preliminares en etapa de producción primaria. Los pozos productores operan a las mismas condiciones durante la etapa de producción primaria, las cuales se indican en la tabla 5. Como se observa en la figura 11, la producción del área (modelo A) viene en un continuo descenso. Uno de los principales problemas en los campos maduros se asocia a esta misma condición, donde muchos de los pozos productores han caído bajo la tasa de producción mínima para mantenerse rentables (límite económico), en este caso debido a la

caída de presión en el yacimiento. Este modelo permite simular la respuesta de un campo maduro respecto a un piloto de inyección de agua o polímero, para lo cual se establece como fecha de inyección el año 2004, donde se alcanza el pico máximo de la relación de gas/aceite (GOR) en producción, comportamiento asociado al agotamiento del mecanismo de empuje natural (gas en solución)²⁵. El factor de recobro final de esta etapa se estima en 22%, siendo en el año 2004 cercano al 20%.

Tabla 4. Distancia de pozos productores a pozo inyector.

Pozo productor	Distancia a pozo inyector, pies	
0001	585.7	Productores de primera línea
0002	585.7	
0003	585.7	
0004	585.7	
0005	1131.4	Productores de segunda línea
0006	800	
0007	1131.4	
0008	800	
0009	800	
0010	1131.4	
0011	800	
0012	1131.4	

²⁵ Ahmed, T. & Nathan, M.: "Advanced reservoir management and engineering". Segunda edición, USA: ELSEVIER Inc., 2012, p. 433-442.

Tabla 5. Condiciones operativas de los pozos productores.

Condiciones operativas de pozos productores		Comentarios
Máximo <i>drawdown</i> , psi	50	
Producción máxima de fluidos, BFPD	3000	
Mínima presión de fondo, psi	100	
Tasa mínima de producción de aceite para cierre temporal (Límite Económico, L.E.), BOPD	5.0	El pozo es reabierto si incrementa producción
Máximo corte de agua para cierre temporal, fracción	0.98	El pozo es reabierto si disminuye corte de agua

Figura 11. Comportamiento de producción y presión (promedio) durante etapa primaria (modelo A).

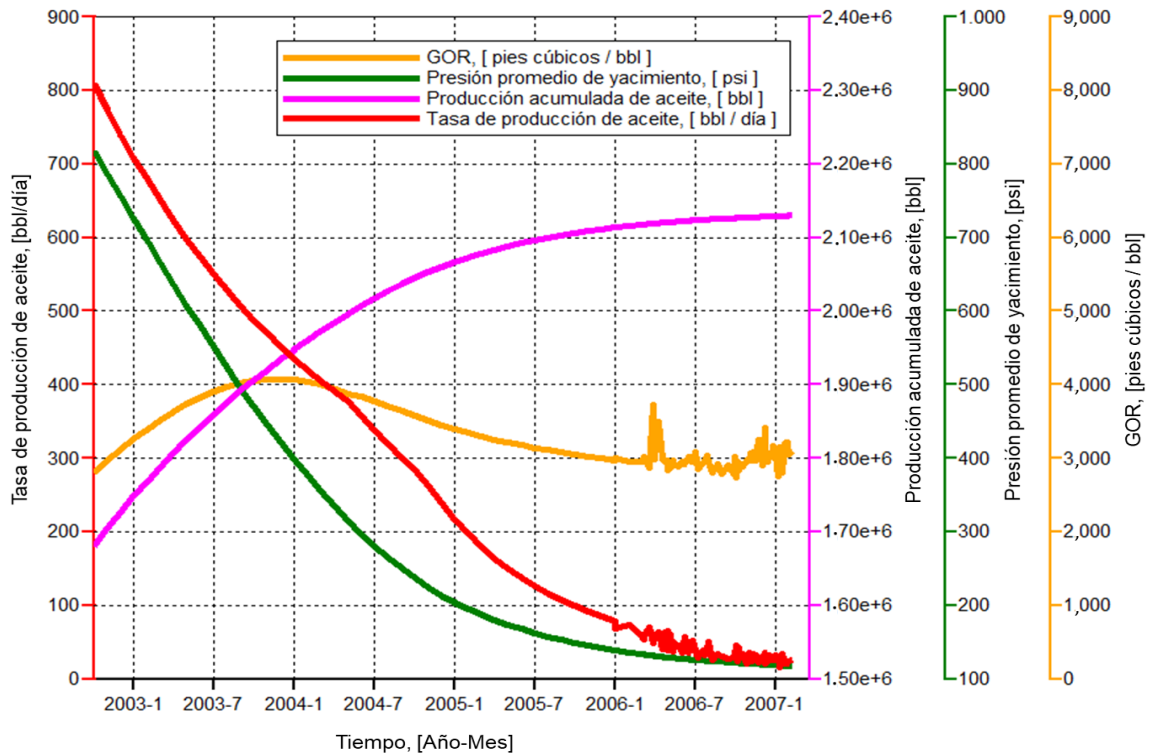
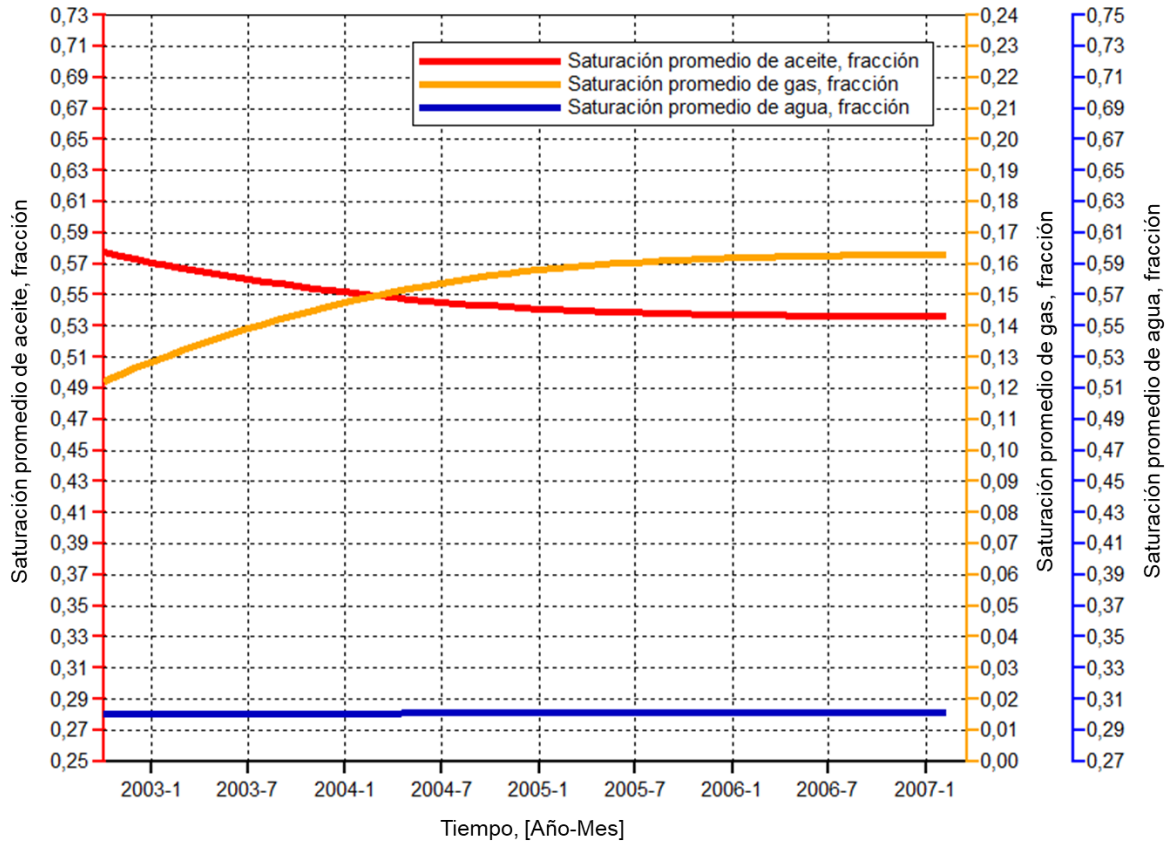


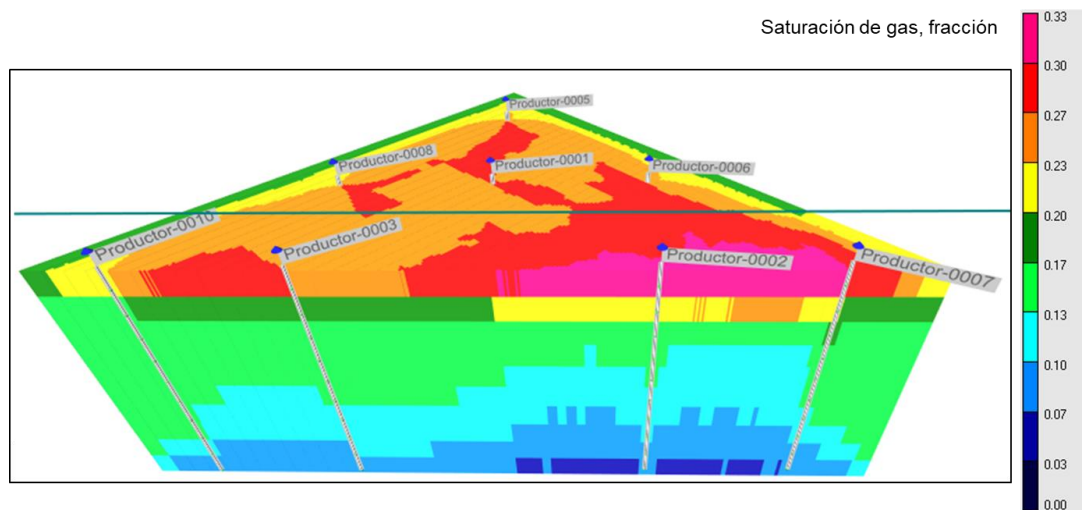
Figura 12. Saturación promedio de los fluidos de yacimiento cerca al término de la etapa de producción primaria (modelo A).



En la figura 12 se muestra la saturación promedio para cada fluido en el modelo A alrededor del periodo de inicio del proceso de inyección. Al igual que en la figura 11, es posible identificar el cese del aporte del yacimiento a la producción de aceite luego del año 2004, donde no se observa un cambio significativo en la saturación de los fluidos ($S_o = 54\%$, $S_w = 30\%$, $S_g = 16\%$). La viscosidad del aceite en el área del patrón de inyección se encuentra cercana a los 11.3 cp.

Como se indica en las condiciones iniciales (tabla 3), el modelo emplea un gradiente de presión (0.435 psi/pie), por lo que se define un valor de presión para cada capa en el modelo de acuerdo con la profundidad. Al término de la etapa de producción primaria es posible identificar el efecto de esta condición. En la figura 13, se muestra una sección o corte transversal al área del patrón de inyección en el modelo A, donde se visualiza la saturación de gas en cada capa.

Figura 13. Corte transversal a través de los pozos productores 0002-0003-0007-0010 con visualización de la saturación de gas en cada capa del modelo A.



El modelo A se encuentra agotado principalmente en la capa superior (menor presión inicial: 1,870 psi), presentándose un mayor efecto de la caída de presión en la región de mayor permeabilidad, donde la saturación de gas supera el 30%. Sin embargo, se observa que en la capa inferior (mayor presión inicial: 1,909 psi) la saturación de gas no supera el 7% en la región de mayor permeabilidad, indicando una posible segregación de las fases gas y aceite como resultado de una mayor permeabilidad vertical en esta región del modelo (relación $K_V/K_H = 0.1$).

Considerando la saturación de aceite móvil mínima ($S_{oM} = S_o - S_{or}$) que se recomienda en la ventana de aplicación de procesos de inyección de polímero (tabla 1), la cual se estima en la región de mayor saturación de gas alrededor del 15% S_{oM} , y con el fin de simplificar el proceso de la simulación, se decide inyectar a través de la totalidad de las capas del modelo.

2.2. MODELAMIENTO DEL EFECTO DE LA SALINIDAD EN EL SIMULADOR

En esta sección se introducen los modelos matemáticos usados por el módulo de simulación STARS de CMG (2015.10) para el modelamiento de procesos de inyección de polímero, con especial enfoque en aquellos que incluyen la concentración de sal como una variable influyente en la evaluación de este tipo de métodos de recobro mejorado. Las ecuaciones descritas a continuación han sido tomadas de la guía de usuario STARS²⁶.

Aproximaciones y modelos matemáticos simplificados son usados debido a la dificultad de representar el comportamiento real de los fenómenos involucrados durante la simulación numérica, por lo que, también se presenta el desarrollo de los modelos de adsorción y comportamiento reológico de una solución de HPAM a partir de modelos matemáticos y datos experimentales reportados en la literatura. El ajuste de los modelos es comparado con los modelos matemáticos usados por el simulador.

²⁶ STARS USER GUIDE. Computer Modeling Group Ltd. 2015, p. 1251-1269.

2.2.1. Regla de mezcla no-lineal. La viscosidad de las soluciones de polímero es directamente proporcional a la concentración de este componente. El módulo de simulación STARS emplea la regla de mezcla lineal (ecuación 3) para calcular la viscosidad inicial (μ_i a tasa de corte nula o cero, γ_0) de una solución multi-componente, sin embargo, la relación entre la viscosidad y la concentración de polímero persigue una tendencia no lineal, la cual puede ser descrita por una forma modifica de la regla de mezcla lineal (ecuación 4).

$$\ln(\mu_{solución}^0) = \sum_{i=1}^n [f_i * \ln(\mu_i)] = \sum_{i=1}^n [w_i * \ln(\mu_i)] \quad (3)$$

$$\ln(\mu_{solución\ de\ polímero}^0) = \ln(\mu_p^0) = F(w_p) * \ln(\mu_p) + N * \sum_{i=1}^n [w_i * \ln(\mu_i)] \quad (4)$$

$$N = (1 - F(w_p)) / (1 - w_p) \quad (5)$$

$$F(w_p) = (\ln(\mu_w) - M) / (\ln(\mu_p) - M) \quad (6)$$

$$M = (1 / (1 - w_p)) * \sum_{i=1}^n [w_i * \ln(\mu_i)] \quad (7)$$

El efecto de cada componente en la viscosidad de la solución (μ_p^0) es proporcional a un factor de ponderación (f_i), generalmente reemplazado por la fracción másica del componente (w_i). En la regla de mezcla no-lineal, el factor de ponderación es reemplazado por la función de mezcla ($F(w_p)$), la cual depende de la fracción másica. En el simulador se debe especificar un total de 11 valores de esta función, distribuidos en fracciones iguales entre la fracción másica mínima y máxima (concentración de polímero mínima y máxima); estos valores y las fracciones másicas límite son especificados en el simulador mediante las funciones ***VSMIXFUNC** y ***VSMIXEND** (fracción molar), respectivamente. En la tabla 6 se indican los valores definidos en el simulador, generados a partir de la distribución asumida entre la concentración mínima (0 ppm) y máxima de HPAM (2,000 ppm).

Tabla 6. Valores de las funciones *VSMIXEND y *VSMIXFUNC especificados en el modelo de simulación.

*VSMIXFUNC	*VSMIXEND
0	0
0.163210	4.51278E-009
0.326419	
0.455086	
0.549724	
0.644245	
0.715396	
0.786547	
0.857698	
0.928849	
1	

2.2.2. Modelado del efecto de la salinidad en la viscosidad. La HPAM es un polímero muy sensible al nivel de salinidad, por consiguiente, la viscosidad de la solución puede ser reducida significativamente con el incremento de la concentración de sal, condición que representa una desventaja para el uso de este tipo de polímeros. Para la simulación de este efecto, la viscosidad de la regla de mezcla no-lineal (μ_p^0) es modificada (corregida) al incluir una relación entre el nivel mínimo de salinidad ($X_{s,(min)}$), por debajo del cual no se esperan cambios significativos en la viscosidad, con el nivel de salinidad específico del medio o escenario (X_s), como se indica en la ecuación 8.

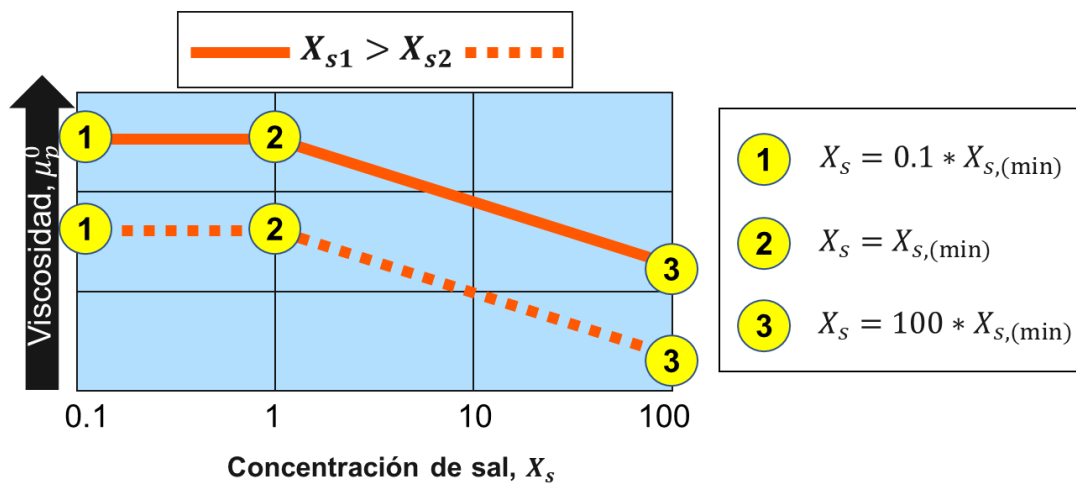
$$\mu_{p(sal)}^0 = \mu_p^0 * (X_s/X_{s,(min)})^{sp} \quad (8)$$

Para concentraciones de sal inferiores al nivel mínimo de salinidad, la viscosidad inicial de la solución es equivalente a la viscosidad inicial especificada en la regla de mezcla no-lineal ($\mu_{p(sal)}^0 = \mu_p^0$), como se muestra en la figura 14. Esta corrección

en la viscosidad inicial depende del exponente sp , el cual es negativo para aquellos polímeros afectados negativamente por el incremento de la salinidad. Una manera conveniente para encontrar el exponente sp consiste en linealizar la ecuación anterior, como se muestra en la ecuación 9. El nivel mínimo de salinidad y el exponente sp son especificados en el simulador mediante la función ***VSSALTCMP**.

$$\ln(\mu_{p(sal)}^0) = \ln(\mu_p^0) + sp(\ln(X_s/X_{s,(min)})) \quad (9)$$

Figura 14. Comportamiento típico de la viscosidad inicial de una solución de polímero a diferentes niveles de salinidad modelado por la función ***VSSALTCMP**.



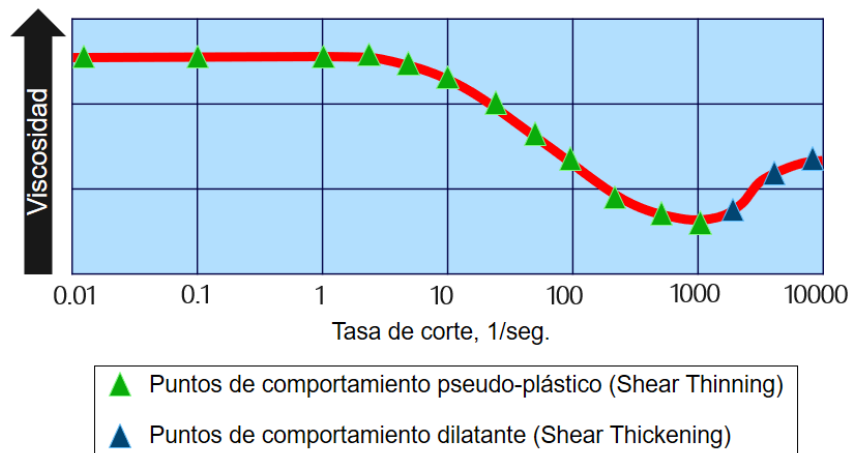
2.2.3. Modelado del efecto de la tasa de corte en la viscosidad. Generalmente, un fluido puede ser clasificado como Newtoniano o no-Newtoniano dependiendo de su comportamiento bajo condiciones dinámicas, es decir, cómo cambia su viscosidad como función de la velocidad de flujo o tasa de corte. Las soluciones de HPAM han sido categorizadas como fluidos no-Newtonianos de comportamiento viscoelástico (figura 15), esto es, exhiben un comportamiento Newtoniano a bajas tasas de corte, pero conforme esta aumenta, la viscosidad disminuye

(comportamiento pseudo-plástico) hasta alcanzar un nuevo nivel de estabilización al cual vuelve a observarse un comportamiento Newtoniano. Sin embargo, si la tasa de corte continúa incrementándose, la solución exhibe un incremento en su viscosidad similar a un comportamiento dilatante. En el módulo de simulación STARS es posible representar ambos comportamientos no-Newtonianos. Para el desarrollo del estudio de simulación de este trabajo se supone únicamente el comportamiento pseudo-plástico, descrito en el simulador por la ecuación 10 (función *SHEARTHIN).

$$\mu_p = \mu_p^0 * (\gamma/\gamma_c)^{n-1} \quad (10)$$

Donde γ_c representa la tasa de corte crítica. Para tasas de corte inferiores a la tasa de corte crítica, la viscosidad de la solución se comporta como un fluido Newtoniano ($\mu_p = \mu_p^0$).

Figura 15. Comportamiento viscoelástico típico de una solución de HPAM.



2.2.4. Modelado del efecto de la salinidad en la adsorción. La descripción del fenómeno de adsorción del polímero como una función de la composición del fluido, puede ser descrito en el módulo de simulación STARS mediante el modelo de isothermas de Langmuir (ecuación 11):

$$Ad = (A/B) * ((B * X_p)/(1 + B * X_p)) \quad (11)$$

Donde A y B son los coeficientes de la isoterma de Langmuir, generalmente dependientes de la temperatura, y X_p es la fracción molar de polímero (concentración). El coeficiente B controla la curvatura de la isoterma, mientras que la relación A/B determina el nivel de adsorción máximo (figura 16).

En el módulo de simulación STARS se presenta una forma modificada del modelo de isothermas de Langmuir, el cual incluye un sub-coeficiente (A_2) que modifica el coeficiente A (ecuación 12), y que permite incluir el efecto de la salinidad (X_s , fracción molar de sal) en el nivel de adsorción.

$$Ad = ((A_1 + A_2 * X_s)/B) * ((B * X_p)/(1 + B * X_p)) \quad (12)$$

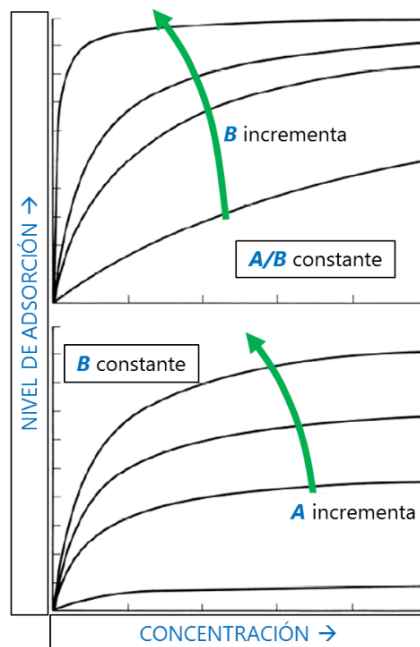
Asumiendo un medio de baja salinidad o solución de agua destilada, el coeficiente principal A equivale al sub-coeficiente A_1 .

El modelo anterior no cumple con las observaciones de Ali y Mahmud²⁷, presentadas en el capítulo anterior. En el módulo de simulación STARS sólo es posible incluir el cambio en el nivel de adsorción máximo, como ejemplo se muestra en la figura 17 el mismo conjunto de datos experimentales reportados por Ali y

²⁷ Ali, M & Mahmud, B. "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface". IOP conference series, 2015, p. 1-7.

Mahmud²¹, pero la isoterma de cada nivel de salinidad es reproducida con el modelo presentado en la ecuación 12. Para mantener consistencia en las unidades reportadas por los autores, los coeficientes son: $A_1 = 19.39 \text{ mg/g}$, $A_2 = 0.155 \text{ mg/g}$, $B = 9.6481 \text{ g/l}$.

Figura 16. Cambio de la isoterma de Langmuir respecto a los coeficientes A y B.



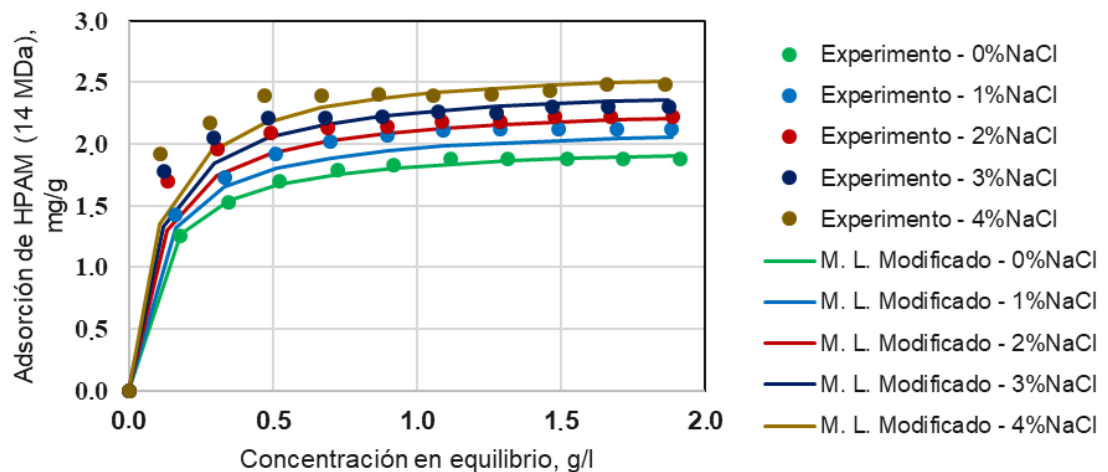
Fuente: Lake, L. W. "Enhanced Oil Recovery". Prentice-Hall, 1989, p. 325, fig. 8-7. *Modificado.*

El principal impacto de esta consideración se encuentra en el frente del bache inyectado. La inyección de baches altamente concentrados puede suponer un bajo impacto en la descripción real del fenómeno durante el proceso. Sin embargo, conforme el bache de polímero avanza en el medio poroso, el frente disminuye en concentración por la pérdida de polímero causada por la adsorción (retención), por

lo cual, el frente del bache exhibirá niveles de adsorción menores a los reportados de las pruebas experimentales.

En el simulador STARS se especifica mediante la función ***ADSLANG** el uso de la isoterma de Langmuir para determinar la adsorción del polímero. Así mismo se especifica la adsorción máxima y residual mediante las funciones ***ADMAXT** y ***ADRT**, respectivamente.

Figura 17. Comparación entre resultados experimentales de los niveles de adsorción reportados por Ali y Mahmud²⁸ a diferentes niveles de salinidad y el modelo de isotermas de Langmuir modificado: $A_1=19.39$ mg/g; $A_2=0.155$ mg/g; $B=9.6481$ g/l



²⁸ Ali, M & Mahmud, B. "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface". IOP conference series, 2015, p. 1-7.

2.2.5. Modelado de la reducción de permeabilidad. Como se mencionó anteriormente, la reducción de la permeabilidad, debido principalmente a la adsorción, es el segundo mecanismo de control de movilidad en la inyección de soluciones de polímero. La variación de la permeabilidad absoluta (k) del medio poroso durante el proceso es dada por la ecuación 13, la cual depende del factor de reducción R_k .

$$k' = k/R_k \quad (13)$$

El factor de reducción (ecuación 14) es función directa del nivel de adsorción y el factor de resistencia residual (RRF), denotado por la función ***RRFT** en el simulador STARS.

$$R_k = 1 + (RRF + 1) * (Ad/(A/B)) \quad (14)$$

Suponiendo un RRF equivalente a 2 (adimensional), en una condición de máxima adsorción la permeabilidad del medio poroso puede ser reducida hasta en un cuarto ($k' = k/4$) de su nivel original.

2.2.6. Modelo químico de la solución de HPAM. Para el desarrollo de los escenarios de simulación que se presentan en la siguiente sección, antes es necesario construir el modelo químico del polímero, el cual incluye los modelos de adsorción y comportamiento reológico, tiempo de vida media (degradación del polímero) y factor de resistencia residual; estos dos últimos han sido asumidos como 180 días y 2, respectivamente, con base en los escenarios evaluados por Lamasde, Schiozer y Delshad²⁹.

²⁹ Lamasde, L. F., Schiozer, D. J. & Delshad, M. "Impacts of polymer properties on field indicators of reservoir development projects". Elsevier: Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 147, 2016, pp. 346-375.

2.2.6.1. Modelo reológico de Carreau. Como se especifica en secciones anteriores, para efectos de este estudio se supone únicamente el comportamiento pseudo-plástico de las soluciones de HPAM. El modelo reológico de Carreau³⁰, mostrado en la ecuación 15, presenta un excelente ajuste de la viscosidad aparente de las soluciones poliméricas de comportamiento pseudo-plástico (tasas de corte bajas a moderadas).

$$\mu_p = \mu_p^\infty + (\mu_p^0 - \mu_p^\infty) * [1 + (\lambda * \gamma)^2]^{(n-1)/2} \quad (15)$$

El modelo de Carreau depende, principalmente, de la constante de tiempo (λ), la cual define la velocidad o tasa de corte crítica, y del exponente no-Newtoniano definido por el comportamiento pseudo-plástico ($n < 1$). Además, asume que la viscosidad de la solución depende de la viscosidad inicial (tasa de corte nula o cero, γ_0) y de la viscosidad a tasa de corte infinita, correspondiente a la viscosidad del solvente (agua).

Lee *et al.* (2009)³¹ presentan una serie de datos experimentales del comportamiento reológico del polímero FP-3330S (poliacrilamida parcialmente hidrolizada, peso molecular de 8 MDa, grado de hidrólisis entre 25-35%) para diferentes niveles de salinidad y concentraciones de polímero. Los datos se encuentran agrupados en cuatro grupos generales:

³⁰ Cannella, W. J., Huh, C. & Cohen, R. E. "Prediction of xanthan rheology in porous media". Society of petroleum engineers, 1988.

³¹ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

- Grupo de datos experimentales 1: viscosidad a diferentes concentraciones de polímero y sal sin efecto de la tasa de corte ($\dot{\gamma}_0$).
- Grupo de datos experimentales 2: viscosidad a diferentes concentraciones de polímero en solución de 1.0%NaCl, considerando efectos de la tasa de corte.
- Grupo de datos experimentales 3: viscosidad de 2000 ppm HPAM en soluciones de diferentes concentraciones de sal, considerando efectos de la tasa de corte.
- Grupo de datos experimentales 4: viscosidad de una solución de 2000 ppm HPAM con 1%NaCl a diferentes temperaturas, considerando efectos de la tasa de corte.

Los grupos de datos experimentales anteriores se encuentran dentro de los rangos presentados en la tabla 7.

A partir de la información disponible, se emplea el modelo de Carreau para definir el comportamiento reológico de la solución del polímero FP-3330S. Sin embargo, este requiere de un procedimiento de ajuste inicial con el fin de determinar los parámetros del modelo de Carreau, el cual se presenta en el anexo A.

Tabla 7. Rangos de los datos experimentales reportados por Lee *et al.* (2009)³².

Concentración de polímero	C_p	500, 1000, 2000, 3000	ppm HPAM
Concentración de sal	C_s	0.1, 0.5, 1, 2, 4	%NaCl
Temperatura	T	25, 50, 70, 90	°C
Tasa de corte	γ	0.01 - 1000	1/seg

El comportamiento reológico de la solución de polímero a 500, 1000 y 2000 ppm HPAM se presenta en la figura 18. El principal efecto de la salinidad en la viscosidad de la solución es la reducción de la viscosidad inicial (μ_p^0), seguido por el cambio de la tasa de corte crítica, la cual es mayor a niveles de salinidad más altos. Lo anterior se debe al efecto de apantallamiento entre las cadenas poliméricas; conforme existan más cationes disponibles para ocupar los monómeros cargados negativamente (grupos carboxilo), menor es la fuerza de repulsión entre las moléculas y la sensibilidad a la tasa de corte, exhibiendo viscosidades más bajas y un *plateau* de comportamiento Newtoniano más prolongado.

El módulo de simulación STARS toma como referencia un nivel de salinidad para estimar el comportamiento reológico de la solución a diferentes concentraciones de sal y polímero. Sin embargo, como se observa en la figura 18, la tasa de corte crítica (rombo color rojo) varía en función de la concentración de sal. Se recomienda emplear como referencia la salinidad del agua de inyección, suponiendo que en el frente del bache inyectado la salinidad del agua de formación es reducida a un nivel

³² Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

similar a la salinidad del agua en la solución de polímero. En la tabla 8 se indican los valores reemplazados en la ecuación 10 y el correspondiente exponente sp reemplazado en la ecuación 8, dependiendo de la concentración del bache inyectado. En la figura 19 se muestra el ajuste del modelo reológico descrito por la ecuación 10 con los puntos teóricos obtenidos del modelo reológico de Carreau.

Figura 18. Comportamiento reológico de una solución de HPAM a diferentes concentraciones de polímero y sal (NaCl) en el rango experimental de tasa de corte 0.01-1000 s⁻¹.

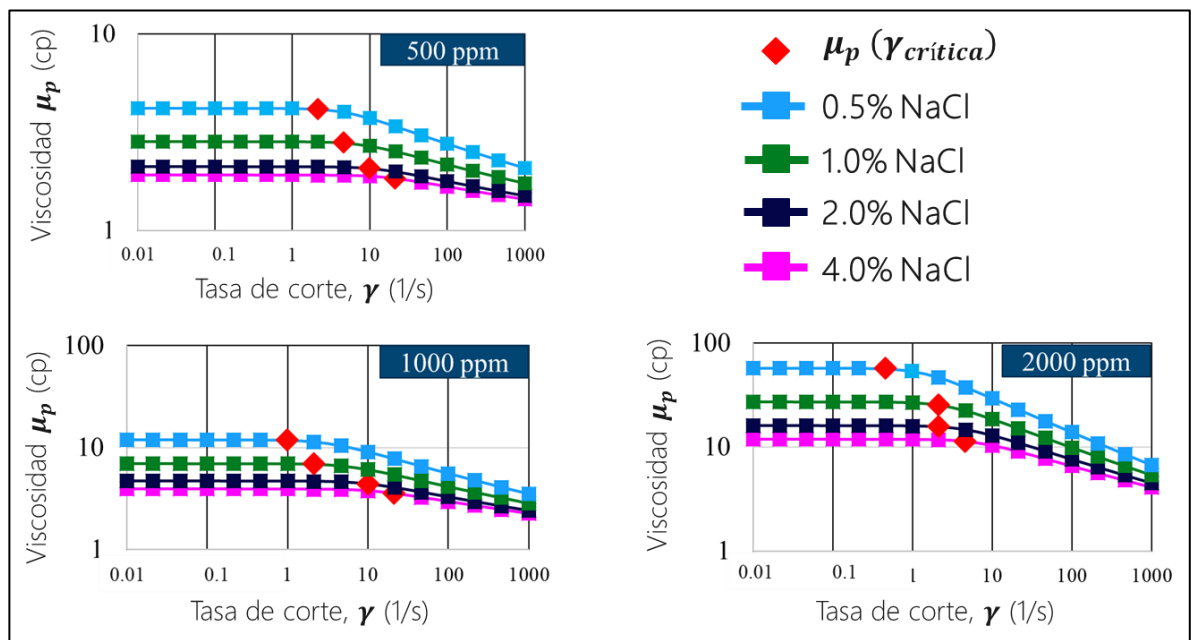
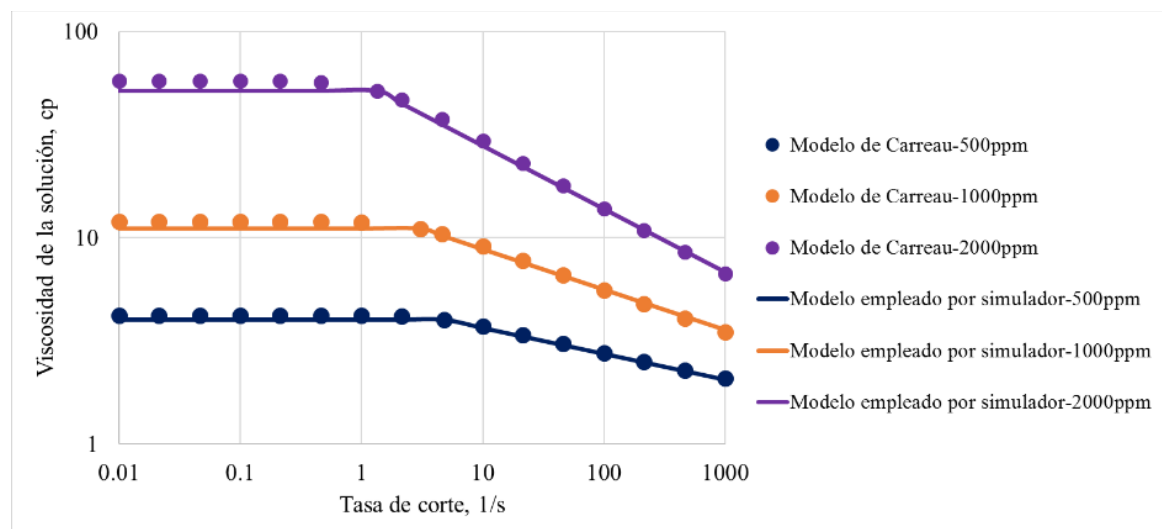


Tabla 8. Parámetros del modelo reológico usado por el módulo de simulación STARS para tres concentraciones de HPAM.

Efecto de la tasa de corte en la viscosidad: ecuación 10.				Efecto de la salinidad en la viscosidad: ecuación 8
Salinidad de referencia (agua de inyección): 0.5%NaCl				
C_p , ppm	n	γ_c , 1/s	μ_p^0 , cp	sp
500	0.8750	2.13240	4.0046	-0.3673
1000	0.8052	1.00000	11.0744	-0.5188
2000	0.6947	0.46177	51.4403	-0.7324

Figura 19. Ajuste del modelo reológico usado por el módulo de simulación STARS al nivel de salinidad de referencia 0.5%NaCl del modelo de Carreau.



El uso de un mismo modelo de simulación para la evaluación de un proceso de inyección de polímero que consiste en la inyección de baches de diferente concentración solo podrá representar adecuadamente el comportamiento reológico del primer bache inyectado, por lo cual, se recomienda la evaluación (simulación) independiente de los baches especificados en el programa de inyección,

modificando en cada etapa de simulación (orden de inyección) los parámetros usados por las ecuaciones 8 y 10 según corresponda (tabla 8). Lo anterior se debe hacer a partir de la importación de los resultados de simulación de cada etapa del proceso (bache) mediante la función ***RESTART**.

2.2.6.2. Modelo de adsorción. El nivel de adsorción del polímero es construido con base en la forma modificada del modelo de isothermas de Langmuir que sugiere el módulo de simulación STARS para la inclusión del efecto de la salinidad (ecuación 12). Para ello se establecen las siguientes suposiciones:

- Rango de nivel máximo de adsorción (***ADMEXT**) bajo-moderado³³: 5.0-27.6 microgramos de polímero por gramo de roca ($\mu\text{g/g}$), correspondiente al rango de salinidad 0.5-4.0%NaCl, respectivamente.
- El nivel de adsorción máximo depende de la salinidad del agua de formación y es un proceso totalmente irreversible (***ADRT = *ADMEXT**).
- Volumen poroso inaccesible igual al 20% (***PORFT = 0.8**), valor común encontrado en pruebas de adsorción dinámica^{34, 35}.
- RRF equivalente a 2 (***RRFT**).

Generalmente, no se conocen los coeficientes del modelo de isothermas de Langmuir, por lo cual es necesario el desarrollo de un amplio grupo de pruebas experimentales evaluando diferentes niveles de salinidad y concentración de polímero. Para el caso práctico de este estudio, se asume que el 95% del nivel de adsorción máximo es alcanzado con la inyección de un bache de 1500 ppm HPAM,

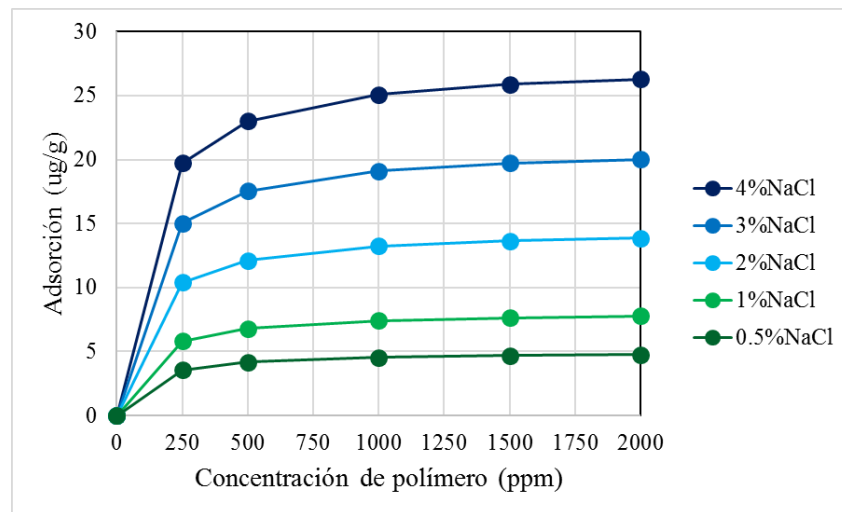
³³ Manichand, R. N. & Seright, R. S.: "Field vs. Laboratory Polymer-Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field". SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014.

³⁴ Sheng, J. J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice". USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc, 2011.

³⁵ Trushenski, S. P., Dauben, D. L. & Parrish, D. R.: "Micellar Flooding – Fluid Propagation, Interaction, And Mobility". SPE AIME: 1974.

obteniendo los coeficientes del modelo de adsorción: $A_1 = 8.2398E+09 \mu\text{g/g}$, $A_2 = 9.0E+12 \mu\text{g/g}$, $B = 4.4318E+09$ (adimensional). En la figura 20 se observa la isoterma del modelo de adsorción de Langmuir para los niveles de salinidad (NaCl) 0.5%, 1.0%, 2.0%, 3.0% y 4.0%.

Figura 20. Nivel de adsorción de una solución de HPAM a diferentes concentraciones de polímero y NaCl.



2.3. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Con el fin de evaluar el impacto de la salinidad del agua de formación en la eficiencia de un proceso de inyección de polímero, se definen los escenarios de simulación presentados en la tabla 9, los cuales consisten en la inyección de una solución de HPAM en dos baches de diferente concentración en tres escenarios diferenciados por el nivel de salinidad, los cuales son comparados con un escenario de inyección de agua. Así mismo, se estima el impacto de la presencia de la región de mayor

permeabilidad (preferencialidad de flujo), para lo cual se comparan los escenarios de menor salinidad en dos modelos de diferente distribución de permeabilidad (modelo A y B).

Tabla 9. Escenarios de simulación.

Escenario		Salinidad del agua de formación, %NaCl	Tipo de inyección	Descripción
Modelo	tipo			
A	0-WF	0.5, 1.0, 2.0, 4.0 (de acuerdo con escenario de comparación, modelo A)	Continua	Inyección convencional de agua, igual salinidad al agua de formación. Distribución de permeabilidad de figura 5-a.
B	0-WF	0.5	Continua	Inyección convencional de agua en modelo con distribución de permeabilidad de figura 5-b.
A	1-PF	0.5	Dos baches + WF post-flujo	Primer bache: 1000 ppm HPAM, 0.6 VP, 4 años. Segundo Bache: 500 ppm HPAM, 0.45 VP, 3 años. Inyección de agua (0.5%NaCl), 9 años.
B	1-PF	0.5	Dos baches + WF post-flujo	
A	2-PF	2.0	Dos baches + WF post-flujo	
A	3-PF	4.0	Dos baches + WF post-flujo	

Se plantea la inyección de dos baches de polímero como se indica en la tabla 9, el primero de 0.6 volúmenes porosos (VP del volumen del patrón) inyectado durante 4 años y el segundo de 0.45 VP inyectado durante 3 años, asumiendo en todos los escenarios que el agua de inyección contiene 0.5%NaCl. El proceso de inyección inicia en el año 2004, como se estableció previamente, concluyendo en el año 2020 tras la inyección de un bache de post-flujo de agua de salinidad en el orden de 0.5%NaCl.

El tamaño de los baches se establece buscando satisfacer el requerimiento de polímero en el escenario de mayor salinidad, en el cual se asume el mayor nivel de

adsorción. Debido a que no es posible asegurar la inyectividad de la solución de HPAM a tasas superiores a 1,200 BWIPD, se establece la tasa de inyección relativamente baja en 1,000 BWIPD, lo que resulta en los extensos periodos de inyección de polímero. Una explicación a lo anterior surge de la predominante baja permeabilidad de los modelos (tabla 2). El no poder mantener la misma tasa de inyección impediría una comparación directa entre los escenarios de simulación.

Durante todo el tiempo de simulación, las condiciones operativas de los pozos productores permanecen igual que durante la etapa de producción primaria (tabla 5), esto con el fin de mantener una base comparativa con dicha etapa inicial.

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En el capítulo anterior se señalaba una de las situaciones más comunes en la producción de campos maduros, el agotamiento de los mecanismos de empuje natural y el consecuente cierre temporal o abandono de los pozos productores cuya tasa de producción no alcanza las metas de rentabilidad. La inyección de agua es el método de recuperación de mayor aplicación a nivel mundial, su indiscutible facilidad de aplicación y bajo costo la convierte en la técnica más atractiva, sin embargo, aspectos como la heterogeneidad del yacimiento y la viscosidad del aceite limitan su éxito. La inyección de soluciones de polímero, usualmente diseñada por baches seguidos de una etapa de post-flujo o empuje de agua, puede resolver los problemas asociados al agua de inyección e incrementar la recuperación de aceite. El análisis de un piloto de inyección de polímero involucra la observación detallada de múltiples variables de respuesta, parámetros de diseño y operacionales. En este capítulo se discute únicamente el comportamiento de la producción, la saturación de aceite en la zona barrida por los baches inyectados y la pérdida de polímero por la adsorción.

3.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

En las figuras 21 y 22 se compara la tasa de producción de aceite y el corte de agua, respectivamente, entre los escenarios evaluados con el modelo A. La inyección de agua o polímero reactiva la producción en los escenarios evaluados de manera efectiva. En general, la producción de fluidos es incrementada en todos los escenarios, sin embargo, el cierre de los pozos productores que comprenden el patrón de inyección no puede ser detenido aún en los escenarios de inyección de

polímero debido al inminente depletamiento del área comprendida por el patrón de inyección y por el posterior incremento en el corte de agua (mayor a 0.98). No obstante, se observa que la producción de la sección del campo modelado puede ser soportada por la respuesta de los pozos productores cercanos al piloto de inyección (productores de segunda línea).

Generalmente, la inyección de soluciones de polímero es reconocida por el incremento en la tasa de producción, representando un mayor acumulado de aceite como se observa en la figura 23 y, así mismo, por la reducción del corte de agua, como respuesta al control de la movilidad. El retraso en la ruptura del agua en los pozos productores por la inyección de los baches de polímero representa la mayor ventaja en la aplicación del método.

A pesar de no observarse una diferencia significativa en la tasa de producción de aceite entre los escenarios evaluados y, por ende, en la producción acumulada, la marcada reducción en la producción de agua (figura 24) representa importantes beneficios económicos para el desarrollo y recuperación de un campo maduro candidato a un proceso de inyección de agua (polímero), como el modelado. Lo anterior sugiere que el principal impacto de la salinidad del agua de formación no se encuentra directamente relacionado con la eficiencia de barrido volumétrico, puesto que, dependiendo de las condiciones operativas y de diseño es posible alcanzar un mismo nivel de saturación remanente de aceite, como se presenta en la próxima sección, pero sí es posible observar que el incremento en la salinidad reducirá la respuesta del yacimiento (producción) durante los primeros años de aplicación del método, donde se esperan ganancias importantes respaldadas por una tasa de producción de aceite igual o mayor a un proceso convencional de agua y por una significativa reducción de los costos relacionados al agua de producción, consecuencia de la reducción o retraso en el incremento del corte de agua.

Figura 21. Comportamiento de producción de aceite en escenarios evaluados en modelo de simulación A.

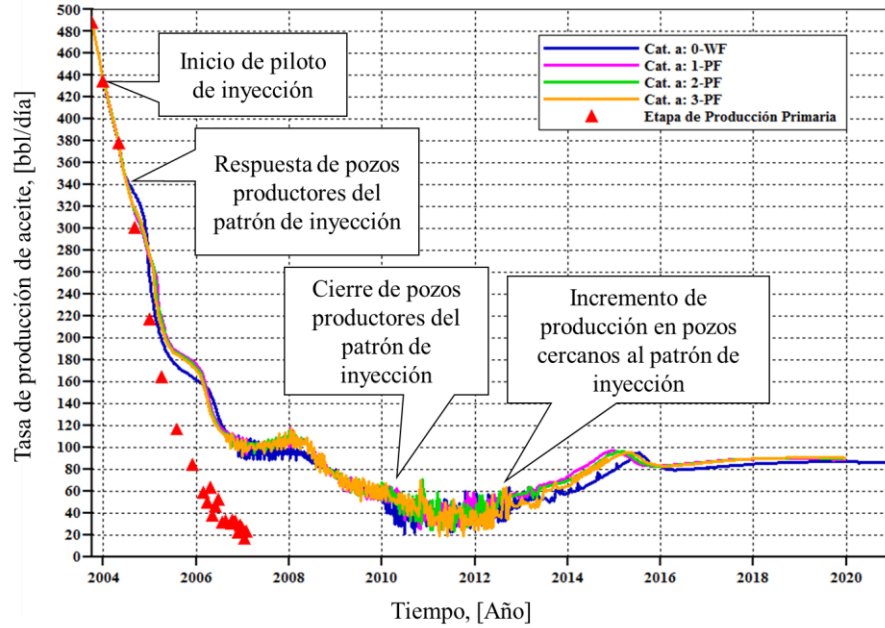


Figura 22. Comportamiento del corte de agua en escenarios evaluados en modelo de simulación A.

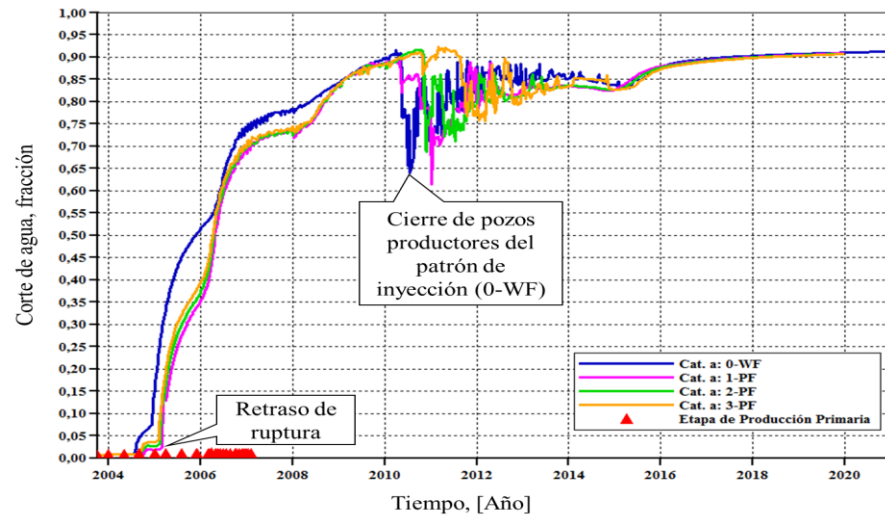


Figura 23. Producción acumulada de aceite en escenarios evaluados en modelo de simulación A.

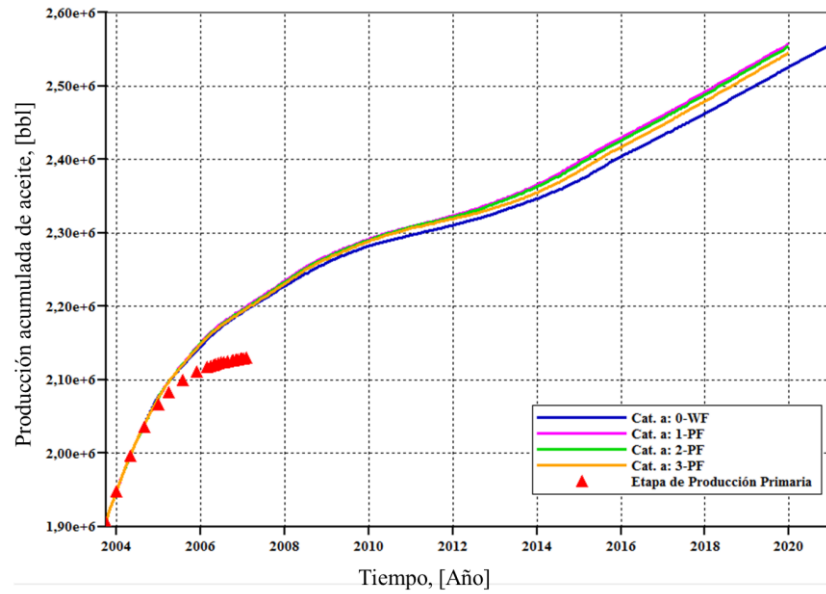
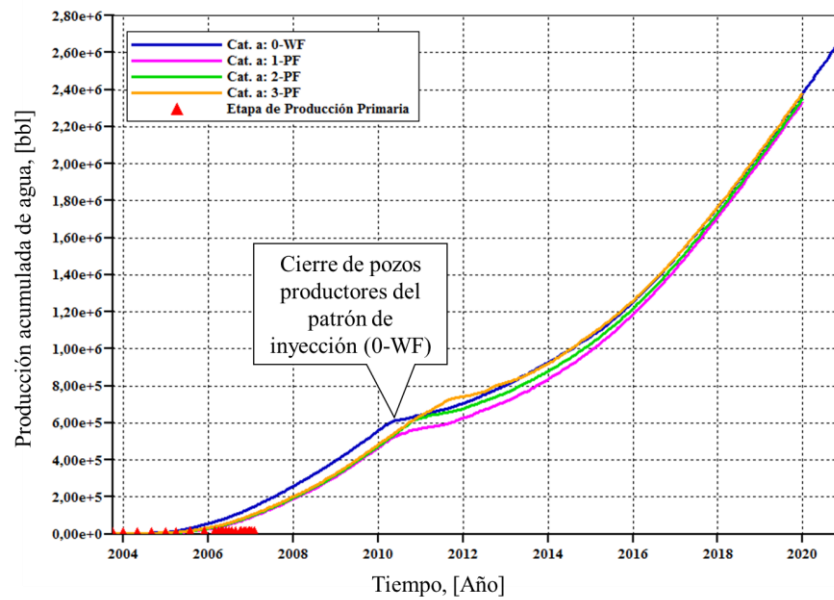


Figura 24. Producción acumulada de agua en escenarios evaluados en modelo de simulación A.



El factor de recobro al término de la simulación en el año 2020 y al final de la etapa de inyección de polímero para los diferentes escenarios, estimado a partir de las reservas iniciales en el volumen del patrón de inyección (1.7 MBbl), se indica a continuación:

- Caso base, producción primaria (cierre total de pozos en 2007): 22%.
- Escenario de inyección de agua (0-WF): 47.8% (2020).
- Escenario de menor salinidad, inyección de polímero (1-PF): 50.6%.
- Escenario de salinidad intermedia, inyección de polímero (2-PF): 50.4%.
- Escenario de mayor salinidad, inyección de polímero (3-PF): 50.1%.

A continuación, con el fin de observar en mayor detalle el impacto de la inyección de agua o polímero sobre el comportamiento de la producción en los escenarios evaluados en el modelo A y, en esencia, el impacto de la región de mayor permeabilidad, se compara la producción de los pozos ubicados dentro de dicha región (productor-0002 y productor-0007) con los pozos paralelos en el modelo (productor-0003 y productor-0010).

3.1.1. Comportamiento de producción en productores de primera línea. La producción en los pozos del patrón de inyección (productores de primera línea) es en efecto mayor en el productor-0002 ubicado en la región de mayor permeabilidad (mayor capacidad de flujo), donde con cerca de 81 BOPD al finalizar el año 2003, se logra triplicar la producción reportada en los productores 0001, 0003 y 0004, donde el comportamiento de la producción es similar (cerca de 27 BOPD al finalizar el año 2003). En las figuras 25 y 26 se muestra el comportamiento de producción de los pozos productor-0002 y productor-0003, respectivamente.

Figura 25. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0002, escenarios evaluados en modelo de simulación A.

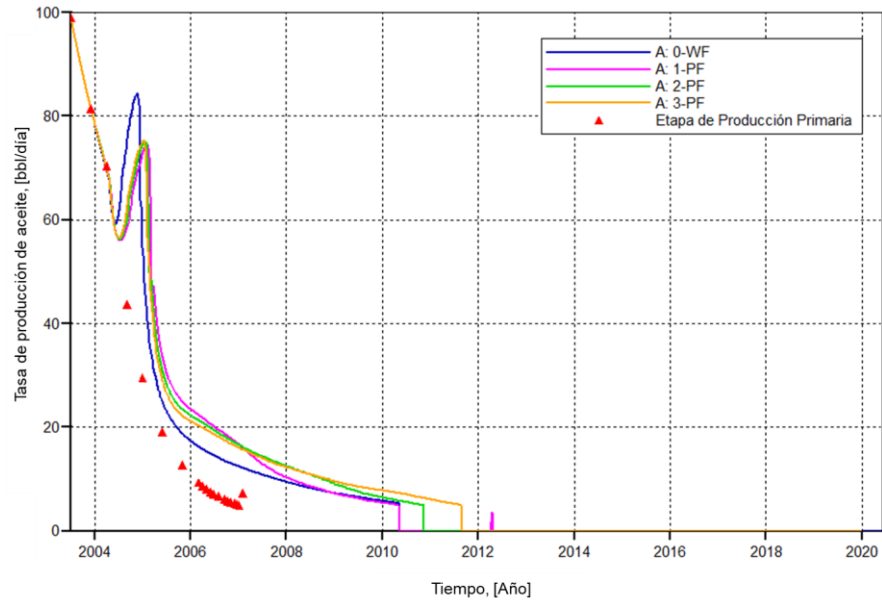
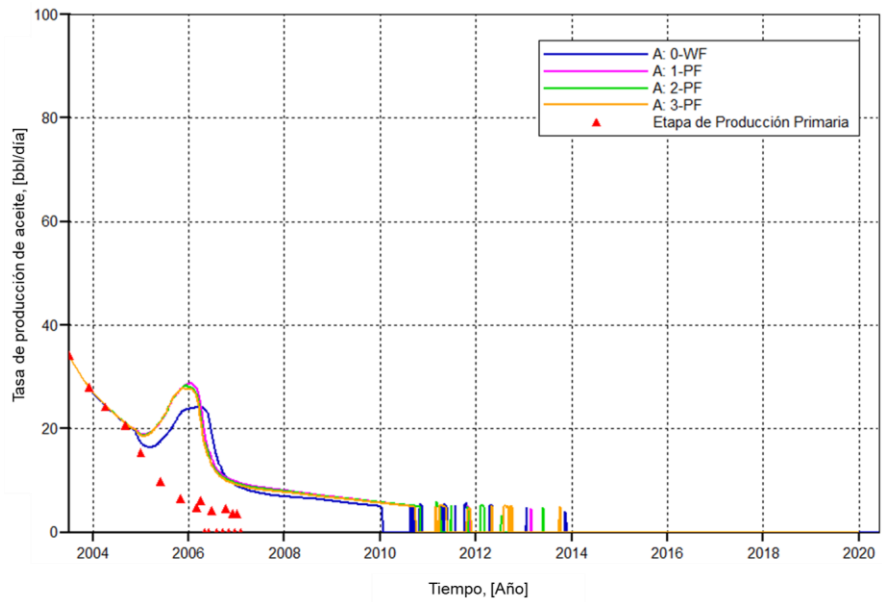


Figura 26. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0003, escenarios evaluados en modelo de simulación A.



El productor-0002 ubicado en la región de mayor permeabilidad exhibe un incremento en la producción o respuesta al proceso de inyección más rápido que en los otros productores de primera línea, sin embargo, a pesar de mostrar un mayor pico incremental (48 BOPD respecto al caso base de producción primaria), también es el productor que presenta una mayor declinación en la producción.

Otro factor diferencial entre los pozos de primera línea es que el escenario de inyección de agua (0-WF) presenta una respuesta más rápida en el productor-0002 respecto a los otros pozos de primera línea, donde el incremento de producción se presenta primero en los escenarios de inyección de polímero con un mayor pico incremental (23 BOPD respecto al caso base de producción primaria). Este comportamiento se relaciona con la tendencia en el incremento del corte de agua (figura 27-28), el cual se presenta primero en los pozos fuera de la región de mayor permeabilidad.

Figura 27. Comportamiento del corte de agua en productor-0002, escenarios evaluados en modelo de simulación A.

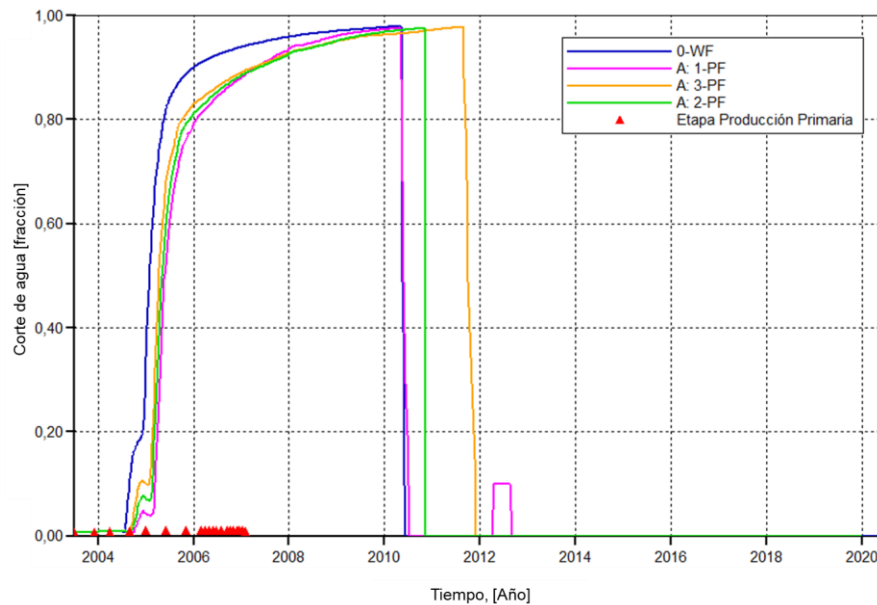
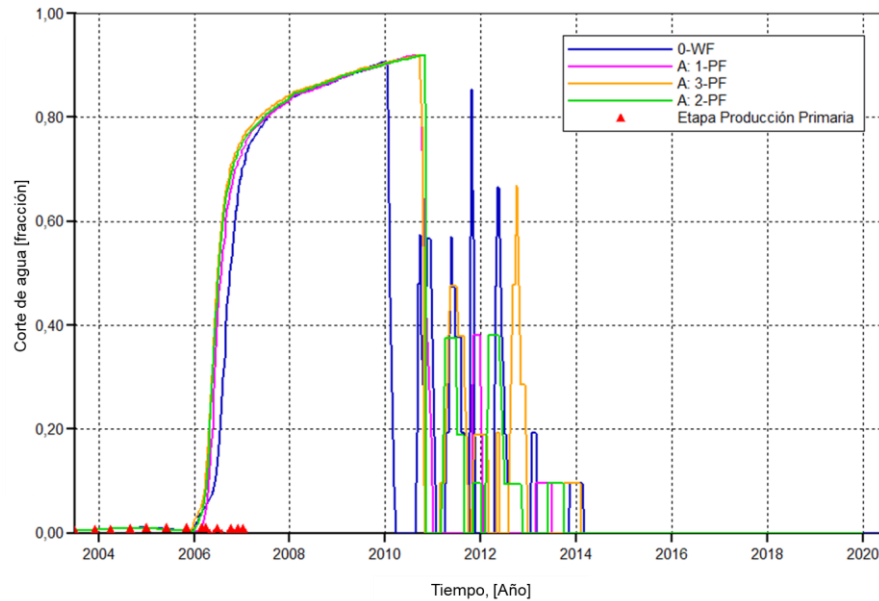


Figura 28. Comportamiento del corte de agua en productor-0003, escenarios evaluados en modelo de simulación A.



3.1.2. Comportamiento de producción en productores de segunda línea. La producción en los pozos cercanos al patrón de inyección (productores de segunda línea), al igual que en los productores de primera línea, es mayor en el productor-0007 ubicado en la región de mayor permeabilidad (mayor capacidad de flujo), donde con cerca de 54 BOPD al finalizar el año 2003, casi logra duplicar la producción reportada por los demás productores de segunda línea, donde la producción promedio se estima en 35 BOPD en el mismo periodo. En las figuras 29 y 30 se muestra el comportamiento de producción de los pozos productor-0007 y productor-0010, respectivamente.

El incremento de producción de los pozos de segunda línea ocurre tardíamente, sin embargo, se destaca la respuesta del productor-0007. A pesar de presentar, ligeramente, una mejor respuesta en la producción de aceite al proceso de inyección agua (escenario 0-WF) como se muestra en figura 29, al igual que en el productor-

0002 de primera línea, muestra una importante reducción en el corte de agua en los escenarios de inyección de polímero (figura 30). Por otra parte, el productor paralelo 0010, mantiene el comportamiento de los productores fuera de la región de mayor permeabilidad, donde los incrementos en producción de aceite se encuentran igualmente asociados a incrementos en la producción de fluidos y, en esencia, en el corte de agua respecto al escenario de inyección de agua (figura 31-32).

Figura 29. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0007, escenarios evaluados en modelo de simulación A.

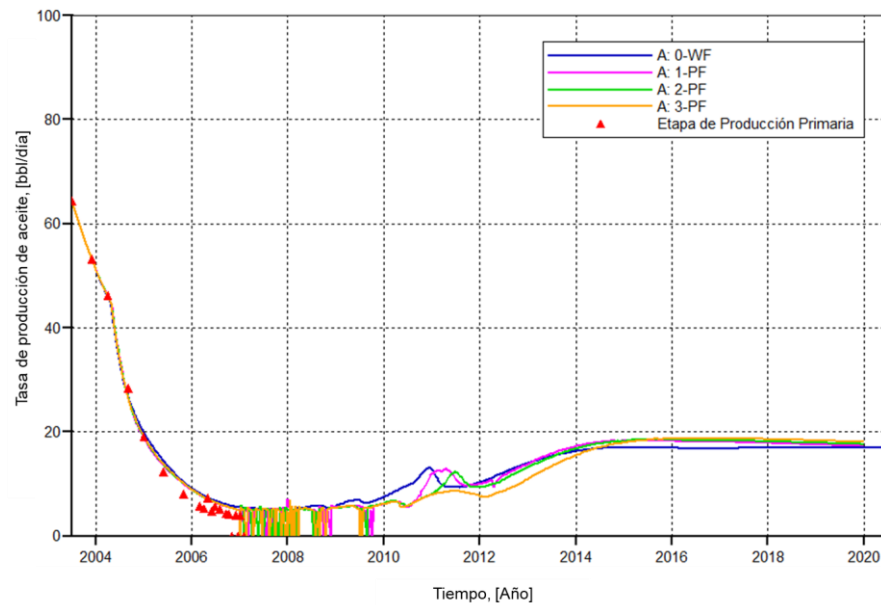


Figura 30. Comportamiento de corte de agua en productor-0007, escenarios evaluados en modelo de simulación A.

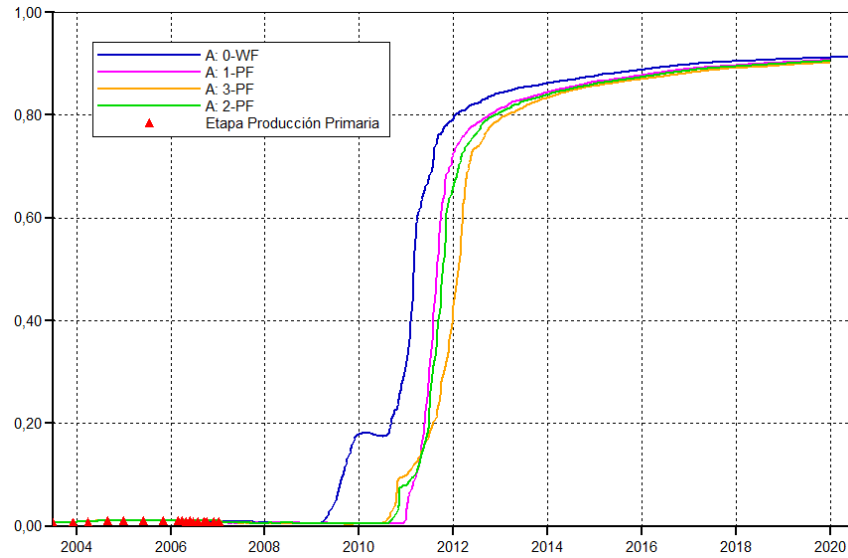


Figura 31. Comportamiento de producción de aceite (BOPD) en productor-0010, escenarios evaluados en modelo de simulación A.

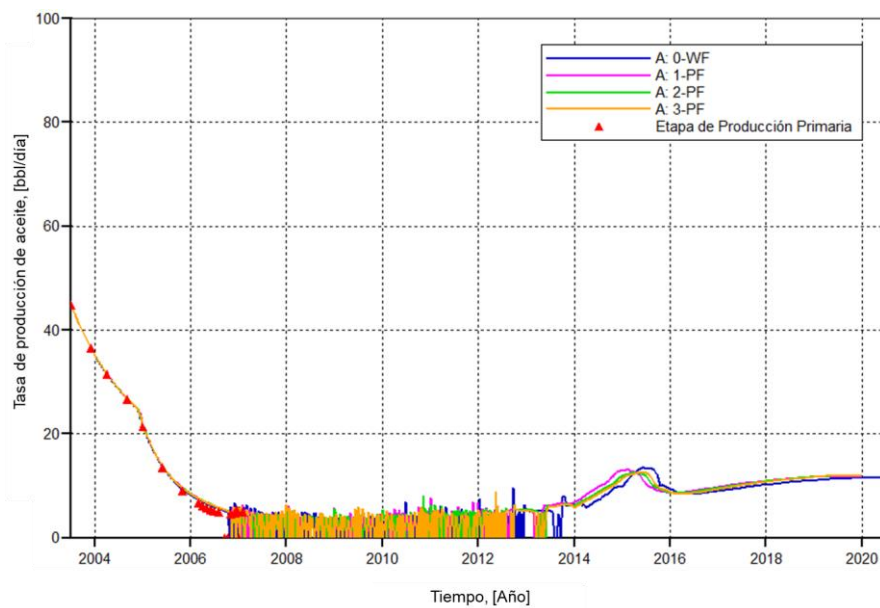
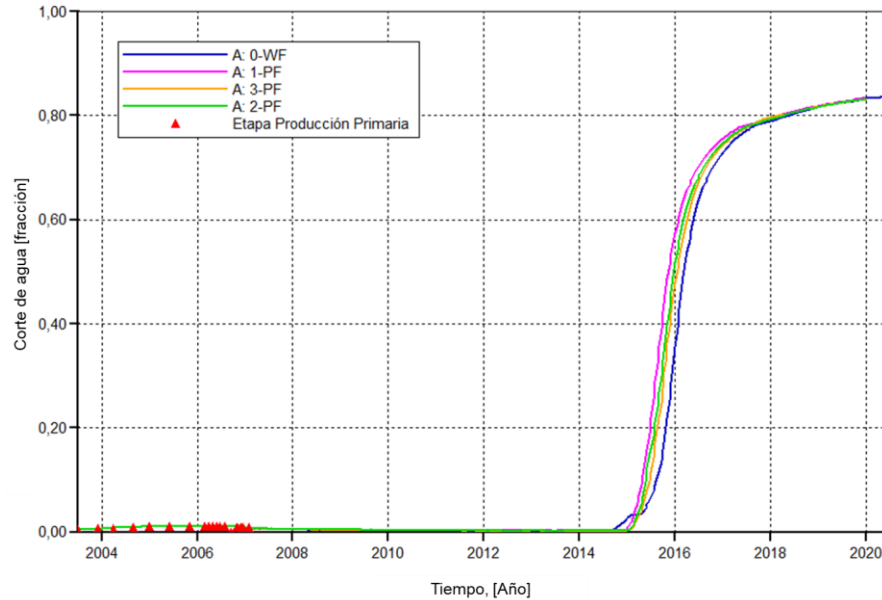


Figura 32. Comportamiento de corte de agua en productor-0010, escenarios evaluados en modelo de simulación A.



En general, la comparación de los escenarios de inyección de polímero con el escenario de inyección de agua (0-WF) permite concluir el valor agregado de la aplicación de un proceso de inyección de polímero. En los escenarios evaluados se resalta que en los productores fuera de la región se incrementa el volumen de fluidos producidos. En cuanto a los productores ubicados en la región de mayor permeabilidad, la respuesta en los escenarios de inyección polímero es de mayor interés, puesto que, no solo se genera un mayor incremento en la producción de aceite, además, se reduce la producción de agua (corte de agua) como consecuencia de un mejor control de la movilidad.

En la figura 33 se muestra mediante burbujas de color verde la ganancia adicional de la producción acumulada de aceite en el escenario 1-PF (inyección de polímero en modelo de menor salinidad, 0.5%NaCl) respecto al escenario 0-WF (inyección de agua). De manera similar, en la figura 34 se muestra en color verde la reducción

en el corte de agua del escenario 1-PF respecto al escenario 0-WF. En burbujas de color rojo se indican las condiciones contrarias, siendo en la figura 33 una producción acumulada de aceite menor y, en la figura 34, una mayor producción acumulada de agua.

Figura 33. Diferencia de producción acumulada de aceite por pozo entre escenarios 1-PF y 0-WF (año 2020).

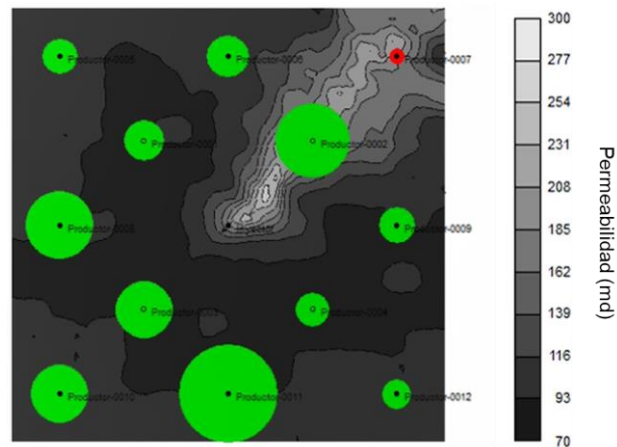
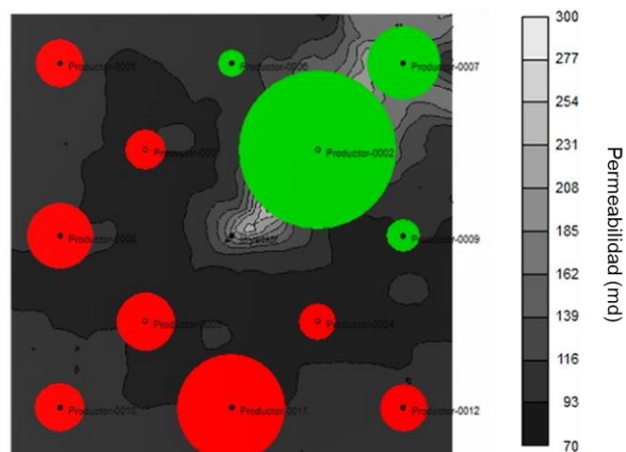


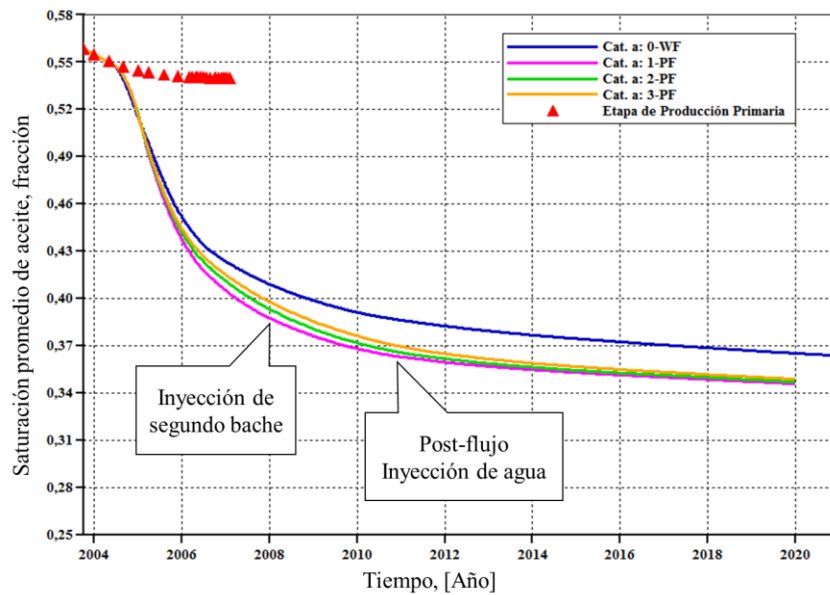
Figura 34. Diferencia de producción acumulada de agua por pozo entre escenarios 1-PF y 0-WF (año 2020).



3.2. SATURACIÓN DE ACEITE EN EL PATRÓN DE INYECCIÓN

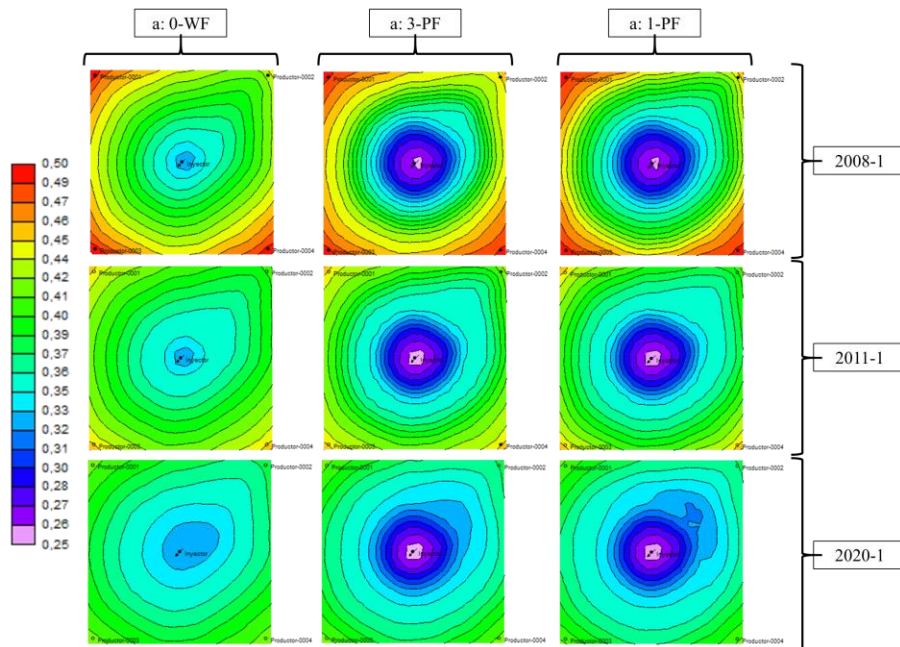
La saturación de aceite en la zona barrida por la solución de polímero representa uno de los principales parámetros de observación para identificar el impacto de la salinidad del agua de formación en la eficiencia de barrido volumétrico de este método de recuperación mejorada. Como se observa en la figura 35, la inyección de agua o polímero reduce la saturación promedio de aceite en el área del patrón de un nivel casi estático logrado con la producción primaria de 54% a menos de 37% en el año 2020, cuando finaliza la simulación numérica. Eventualmente, la inyección de baches de polímero, solución más viscosa que el agua, alcanza un perfil de saturación de aceite menor como consecuencia del mejoramiento de la movilidad.

Figura 35. Perfil de saturación promedio de aceite en el área del patrón de inyección evaluado en modelo de simulación A.



La presencia en yacimiento de agua de menor o igual salinidad que la empleada para la preparación de las soluciones de polímero (Modelo A, escenario 1-PF) exhibe una mejor respuesta al proceso, sin embargo, con la inyección continua de agua (post-flujo) es posible alcanzar un mismo nivel de saturación remanente de aceite. En la figura 36 se presenta el desarrollo del proceso de inyección en la capa 5 del modelo A en los escenarios de inyección de agua (0-WF) y en los escenarios 1-PF (menor salinidad, 0.5%NaCl) y 3-PF (mayor salinidad, 4.0%NaCl) de inyección de polímero. Aún después de un periodo de inyección mayor, la eficiencia de barrido continúa siendo mayor en el escenario de menor salinidad (1-PF), presentando un mayor impacto en la región de mayor permeabilidad del modelo A.

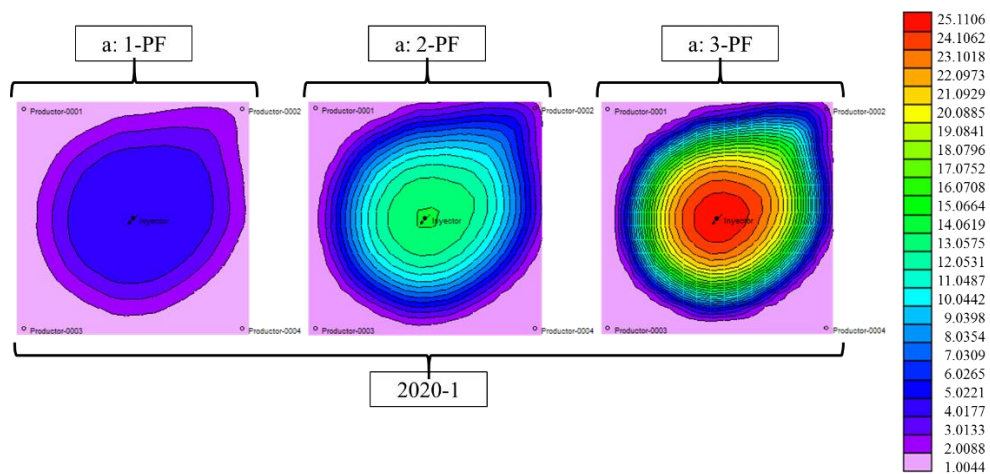
Figura 36. Comparación de la distribución promedio de la saturación de aceite (fracción) en el área del patrón de inyección (capa 5) para diferentes periodos de inyección en escenarios 0-WF, 1-PF y 3-PF, evaluados en el modelo A.



3.3. PÉRDIDA DE POLÍMERO POR ADSORCIÓN

El segundo mecanismo de control de movilidad en la inyección de polímero es la reducción de la permeabilidad de la roca, principalmente de la permeabilidad efectiva del agua. No obstante, una reducción excesiva de la permeabilidad puede retrasar la respuesta de la producción a la inyección de los baches de polímero, por lo que, generalmente, la inyección de polímero tiene como principal enfoque mejorar la relación de movilidad con la inyección de un fluido más viscoso, en lugar de la reducción de su flujo en el medio poroso. En la figura 37 se indica la cantidad de polímero retenido en la roca por la adsorción, para los diferentes escenarios de simulación evaluados en el modelo A, resaltando lo mencionado en la figura 20, donde se muestra que el nivel de adsorción (retención) incrementa con el aumento de la salinidad.

Figura 37. Comparación de la cantidad de polímero (microgramos) retenido por gramo de roca en el área del patrón de inyección (capa 5) en escenarios 1-PF, 2-PF y 3-PF, evaluados en el modelo A.



Para este caso, donde los baches inyectados se encuentran en iguales condiciones de concentración, la respuesta inicial del escenario 1-PF (modelo A) es mejor debido a la capacidad de mantener un frente de mayor concentración (mayor viscosidad) en comparación con el escenario 3-PF, donde la concentración del frente de desplazamiento es reducida por la pérdida de polímero en el medio poroso, sin embargo, es posible esperar que la eficiencia de barrido volumétrico sea similar en los escenarios evaluados, relacionada con el perfil de saturación promedio de aceite presentado en la figura 35, puesto que, el control de movilidad durante la etapa de post-flujo o empuje de agua es mejor en el escenario 3-PF como consecuencia de una mayor reducción de la permeabilidad.

3.4. IMPACTO DE LA REGIÓN DE MAYOR PERMEABILIDAD

El escenario 1-PF del modelo A, el cual representa el proceso de inyección de polímero de mayor eficiencia en comparación con los demás escenarios evaluados en el mismo modelo, es comparado en términos de producción acumulada de aceite y agua con el modelo de simulación B. En la tabla 10 se muestra la producción acumulada de los escenarios 1-PF de cada modelo de simulación, establecidos en la tabla 9, junto a la diferencia directa respecto a los resultados obtenidos en los escenarios de inyección de agua (0-WF) evaluados en cada modelo. La producción acumulada de aceite y agua de los escenarios evaluados en el modelo sin presencia de regiones de mayor permeabilidad (modelo B) se presentan en las figuras 38 y 39, respectivamente.

La presencia de una región de mayor permeabilidad se asocia a tiempos de ruptura tempranos en los pozos productores, siendo causa del incremento en la producción

acumulada de agua en el modelo A. La inyección de baches de polímero no solo incrementa la producción de aceite, a su vez logra una importante reducción del acumulado de agua (decrece 12.8% a 2011, 2% a 2020). La comparación de los escenarios de inyección entre los modelos de diferente distribución de permeabilidad permite observar que en un escenario donde la inyección de agua no presenta problemas de canalización, la respuesta del yacimiento a la inyección de baches de polímero no es significativa, lo que permite inferir que la relación costo/beneficio es menor. Adicionalmente, se observa un incremento de 18% en la producción acumulada de agua en el modelo B respecto al escenario 0-WF al término de la evaluación (año 2020), posiblemente consecuencia del barrido de los baches de polímero, los cuales desplazan agua y aceite de manera más uniforme, dada la baja variación en la distribución de permeabilidad de este modelo.

Tabla 10. Comparación entre escenarios “1-PF” de modelos A y B.

		Modelo A: Escenario 1-PF	Modelo B: Escenario 1-PF
2011-1-1 (inicio de post-flujo)	CumOil: Producción acumulada de aceite, bbl	2,308,170	2,252,840
	Diferencial CumOil respecto a 0-WF, bbl	11,390 (+0.5%)	7,800 (+0.4%)
	CumWater: Producción acumulada de agua, bbl	569,636	4,450,260
	Diferencial CumWater respecto a 0-WF, bbl	-72,658 (-12.8%)	-250,690 (-5.6%)
2020-1-1	CumOil: Producción acumulada de aceite, bbl	2,557,390	2,513,500
	Diferencial CumOil respecto a 0-WF, bbl	31,510 (+1.3%)	42,880 (+1.7%)
	CumWater: Producción acumulada de agua, bbl	2,334,720	2,276,090
	Diferencial CumWater respecto a 0-WF, bbl	-44,080 (-2.0%)	407,540 (+18.0%)

Figura 38. Comparación de la producción acumulada de aceite en escenarios 0-WF y 1-PF evaluados en modelo de simulación B.

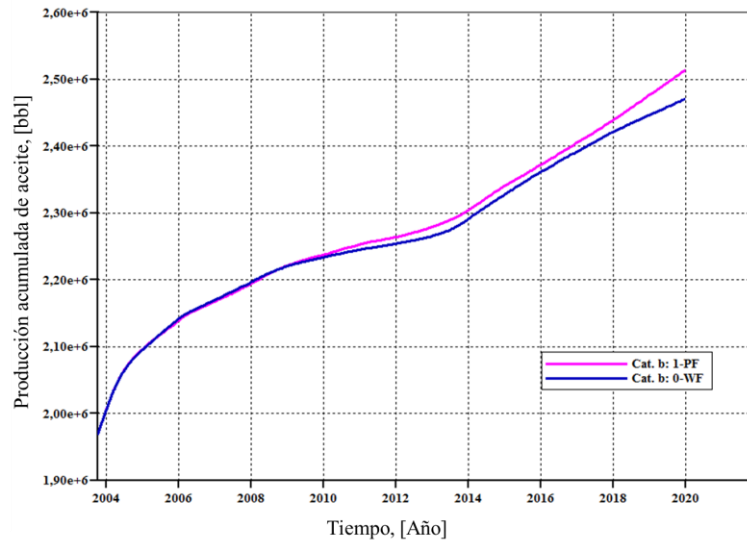
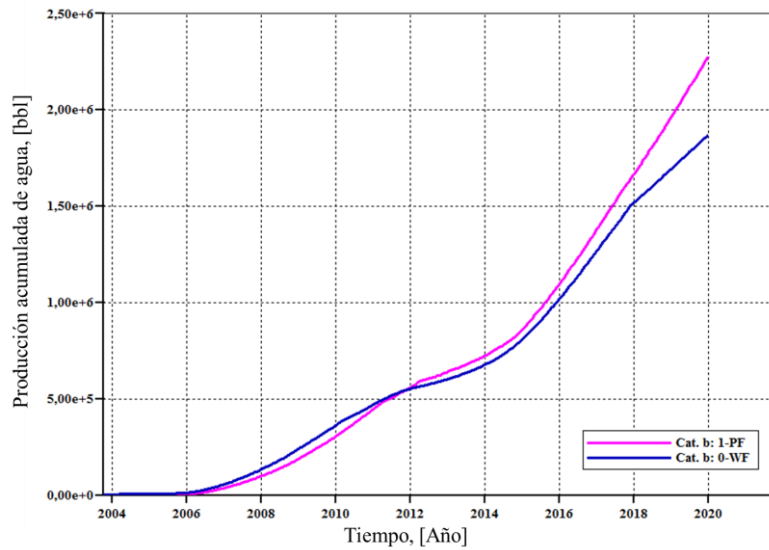


Figura 39. Comparación de la producción acumulada de agua en escenarios 0-WF y 1-PF evaluados en modelo de simulación B.



4. CONCLUSIONES

Aproximaciones y modelos matemáticos simplificados son usados debido a la dificultad de representar el comportamiento real de los fenómenos involucrados durante el flujo de las soluciones de polímero en el medio poroso. La aplicación de modelos matemáticos complejos que permiten describir los fenómenos involucrados y su posterior comparación con las expresiones empleadas por los simuladores numéricos permite mejorar el análisis e interpretación de los resultados obtenidos. En este trabajo se exponen las principales consideraciones de los modelos matemáticos empleados por el módulo de simulación STARS de CMG (2015.10), resaltando la importancia de la simulación independiente de los modelos de simulación que incluyen un diseño de bache, a partir de la modificación de los coeficientes y parámetros involucrados en las expresiones matemáticas empleadas para la descripción de los fenómenos, conforme a las condiciones y propiedades de cada bache o etapa de inyección. Con base en esta recomendación, la simulación de dos modelos de diferente distribución de permeabilidad que representan la sección de un campo maduro permitió obtener las siguientes conclusiones:

- La salinidad del agua en yacimiento incrementa la adsorción de polímero en el medio poroso, reduciendo en mayor medida la permeabilidad del área barrida. Lo anterior sugiere un posible retraso en la respuesta del yacimiento a la inyección de baches de polímero, por lo que se observa una mayor eficiencia de barrido volumétrico en escenarios de menor salinidad durante la etapa temprana del proceso, dado que en estos escenarios se mantiene una mayor concentración de polímero en el frente de desplazamiento, resultando en un frente de mayor viscosidad y, por tanto, en un mejor control de la movilidad. No obstante, durante la etapa de post-flujo es posible alcanzar una eficiencia de barrido volumétrico similar entre los escenarios de

menor y mayor salinidad, dado que, en estos últimos, la reducción de la permeabilidad brinda una mejor relación de movilidad entre el último bache de polímero y el post-flujo o empuje de agua.

- El principal impacto de la salinidad del agua en yacimiento, previo a la inyección de polímero en un campo maduro, no se encuentra directamente relacionado con la eficiencia de barrido volumétrico. Los resultados permiten observar que a pesar de alcanzar un nivel de saturación promedio de aceite similar, la producción acumulada de aceite fue mayor en el escenario de menor salinidad. Así mismo, se observa un mayor control de la producción de agua durante la aplicación del proceso, reportando al inicio del post-flujo una reducción del 12.8% de la producción acumulada de agua frente a un escenario de inyección convencional de agua, siendo el caso del modelo de simulación A.
- La comparación de los escenarios 1-PF (inyección de polímero en modelo de menor salinidad, 0.5%NaCl) entre los modelos de diferente distribución de permeabilidad (A y B) señala que la aplicación de un proceso de inyección de polímero en yacimientos con alta heterogeneidad o presencia de canales preferenciales de flujo exhibe un mayor impacto en la mejora de los procesos de inyección de agua, puesto que, resulta más atractivo el valor agregado del polímero al incremento de la producción de aceite y a la reducción de la producción de agua en aquellos escenarios donde el éxito de procesos convencionales de inyección de agua se encuentra limitado por condiciones de yacimiento, en lugar de los escenarios donde la inyección de agua ha resultado exitosa.

5. RECOMENDACIONES

- Considerando que los datos experimentales empleados en este trabajo corresponden a la revisión de diferentes publicaciones científicas, se recomienda realizar las respectivas pruebas de laboratorio para la observación del efecto de la salinidad en la viscosidad y adsorción de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada u otro tipo de polímero, esto para un mayor rango de salinidad que el considerado en este proyecto, las cuales también aborden el estudio del efecto en soluciones con contenido de cationes divalentes como ion calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}), para finalmente, realizar la construcción completa del modelo químico del polímero a partir de los diferentes modelos matemáticos tratados en este trabajo de investigación.
- Se recomienda el desarrollo de un modelo de menor escala (ej.: inyector-productor) con límites de no-flujo. A partir del modelo químico definido en este trabajo de investigación, estudiar la eficiencia de barrido volumétrico considerando escenarios adicionales, tal como la aplicación del método luego de una etapa de recuperación secundaria convencional (inyección de agua).

BIBLIOGRAFÍA

Abidin, A. Z., Puspasari, T. & Nugroho, W. A. "Polymers for enhanced oil recovery technology". *Procedia Chemistry*, vol. 4, 2012, p. 11 - 16. ISSN 1876-6196. Doi: 10.1016/j.proche.2012.06.002.

Ali, M & Mahmud, B.: "The effects of concentration and salinity on polymer adsorption isotherm at sandstone rock surface". *IOP conference series*, 2015. Doi: 10.1088/1757-899X/78/1/012038.

Al-Sabagh, A. M., Kandile, N. G., El-Ghazawy, R. A., Noor El-Din, M. R. & El-Sharaky, E. A. "Solution properties of hydrophobically modified polyacrylamides and their potential use for polymer flooding application". *Egyptian Journal of Petroleum*, vol. 25, 2016, p. 433-444. Doi: 10.1016/j.ejpe.2015.03.014.

Cannella, W. J., Huh, C. & Cohen, R. E. "Prediction of xanthan rheology in porous media". *society of petroleum engineers*, 1988. Disponible en línea: <https://doi.org/10.2118/18089-MS>.

Castro, R., Maya, G., Jimenez, R., Quintero, H., Diaz, V., Colmenares, K., Palma, J., Delgadillo, C. & Pérez, R. "Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes". *Ciencia, tecnología y futuro, CT&F*, vol. 6, n. 3, p. 71 – 90, 2016. ISSN 0122-5383.

Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordóñez, A. & Sandoval, J. E. "Enhanced Oil Recovery (EOR) status – Colombia". *Society of petroleum engineers*, 2010. Doi: 10.2118/139199-MS.

Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., León, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C. & Manrique, E. "Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos field: from pilot design to field implementation and performance". Society of petroleum engineers, 2013. Doi: 10.2118/165273-MS.

Chang, H. L. "Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow". Society of petroleum engineers, 1978. Doi:10.2118/7043-PA.

Clifford, P. J. & Sorbie, k. S. "The effects of chemical degradation on polymer flooding". Society of petroleum engineers, 1985. Doi: 10.2118/13586-MSW.

El-Hoshoudy, A. N., Desouky, S. E. M., Alsabagh, A. M., Betiha, M. A., El-Kady, M. Y. & Mahmoud, S. "Evaluation of solution and rheological properties for hydrophobically associated polyacrylamide copolymer as a promised enhanced oil recovery candidate". Egyptian Journal of Petroleum, 2016. Doi: 10.1016/j.ejpe.2016.10.012.

Gogarty, W. B. "Mobility control with polymer solutions". Society of petroleum engineers, 1967. Doi:10.2118/1566-B.

Green, D. W. & Willhite, G. P. "Enhanced Oil Recovery". USA: SPE textbook series, vol. 6, 1998. ISBN 1-55563-077-4.

Jewett, R. L. & Schurz, G. F. "Polymer flooding - a current appraisal". Society of petroleum engineers, 1970. Doi: 10.2118/2545-PA.

Jimenez, A. M. "Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímero a partir de fenómenos de interacción roca / fluidos presentes". Tesis de grado, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, 2015.

Lamasde, L. F., Schiozer, D. J. & Delshad, M.: "Impacts of polymer properties on field indicators of reservoir development projects". Elsevier: Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 147, 2016, p. 346-375. doi: 10.1016/j.petrol.2016.05.020

Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009. Doi: 10.2118/124798-MS.

Lutchmansingh, P. M., Marietta, C., Ertekin, T. & Abou-Kassem, J. H. "Quantitative analysis of performance of polymer slug injection". Society of petroleum engineers, 1988. Doi:10.2118/18534-MS.

Manichand, R. N. & Seright, R. S. "Field vs Laboratory polymer retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field". Society of petroleum engineers, 2014. Doi:10.2118/169027-MS.

Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J. & Putman, J. "Design and implementation of the first polymer flooding project in Colombia: Yariguí-Cantagallo field". Society of petroleum engineers, 2015. Doi: 10.2118/177245-MS.

Mungan, N. "Rheology and adsorption of aqueous polymer solutions". Petroleum society of Canada, 1969. Doi:10.2118/69-02-01.

Needham, R. B. & Doe, P. H. "Polymer flooding review". Society of petroleum engineers, 1987. Doi:10.2118/17140-P.

Pye, D. J. "Improved secondary recovery by control of water mobility". Society of petroleum engineers, 1964. Doi:10.2118/845-PA.

Sandiford, B. B. "Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries". Society of petroleum engineers, 1964. Doi:10.2118/844-PA.

Sandoval, J. R., Pérez, H., Maya, G., Castro, R., Muñoz, E., Colmenares, K., León, J., Sánchez, F., Villadiego, D., Manrique, E., Romero, J. & Izadi, M. "Dina Cretáceos field chemical EOR: from screening to pilot design". Society of petroleum engineers, 2010. Doi: 10.2118/139200-MS.

Sheng, J. J. "Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice". USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc, 2011. ISBN 978-1-85617-745-0.

Sheng, J. J., Leonhard, B. & Azri, N. "Status of polymer-flooding technology". Society of petroleum engineers, 2015. Doi: 10.2118/174541-PA.

Sorbie, K. S. "Polymer-improved oil recovery". USA: Springer Science+Business Media, LLC, 1991. ISBN 978-94-010-5354-9.

Taber, J. J., Martin, F. D. & Seright, R. S. "EOR screening criteria revisited – part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". Society of petroleum engineers, 1997. Doi:10.2118/35385-PA.

Wever, D. A. Z., Picchioni, F. & Broekhuis, A. A. "Polymers for enhanced oil recovery: a paradigm for structure-property relationship in aqueous solution". Progress in polymer science, vol. 36, p. 1558 -1628. 1991. ISSN 0079-6700.

ANEXO A

Ecuación de Martin. Con el objetivo de predecir el comportamiento reológico de la solución, el primer parámetro de control es la viscosidad que desarrolla inicialmente el polímero, la cual depende de la concentración de HPAM y la salinidad del solvente o agua (viscosidad del agua). La ecuación de Martin (ecuación A-1) permite determinar una relación entre la concentración de HPAM y la viscosidad inicial de la solución, considerando la viscosidad intrínseca ($|\eta|$), una medida del tamaño de la cadena polimérica en solución, como el principal parámetro determinante³⁶.

$$\mu_p^0 = \mu_w + \mu_w * C_p * |\eta| * e^{C_p * K'' * |\eta|} \quad (\text{A-1})$$

Donde K'' es una constante empírica. En la figura A-1, se muestra el ajuste de los puntos experimentales del grupo de datos 1, de acuerdo con la ecuación de Martin en su forma lineal (ecuación A-2). En la tabla A-1 se presenta la forma final de la ecuación de Martin para cada nivel de salinidad. La importancia de este proceso implica la posibilidad de estimar la viscosidad inicial de la solución para cualquier concentración de polímero y sal, dentro de los rangos de las variables experimentales presentados anteriormente en la tabla 7.

$$\ln\left(\frac{\mu_p^0 - \mu_w}{\mu_w * C_p}\right) = K'' * |\eta| * C_p + \ln(|\eta|) \quad (\text{A-2})$$

Tasa de corte crítica y exponente no-Newtoniano. La tasa de corte crítica es representada por su recíproco, la constante de tiempo (λ), el cual es obtenido junto con el exponente no-Newtoniano (n) mediante procesos iterativos. A partir de los

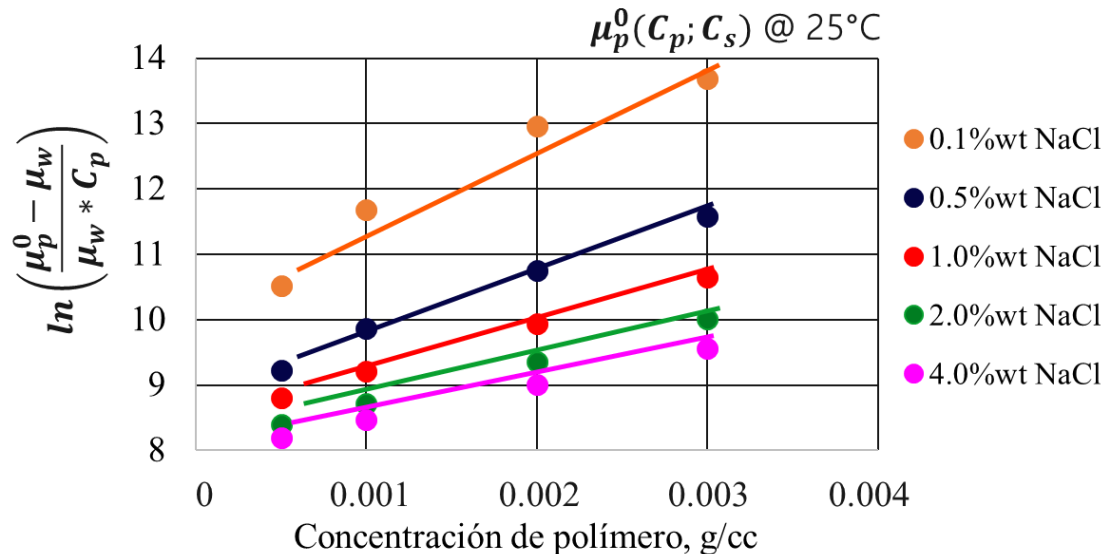
³⁶ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

grupos de datos experimentales 2 y 3, es posible establecer una correlación de estos parámetros en el modelo de Carreau, los cuales, son función de la viscosidad en los límites Newtonianos (γ_0, γ_∞) y de la concentración de polímero³⁷. Las correlaciones determinadas son presentadas en las ecuaciones A-3 y A-4, así mismo en la figura A-2 y A-3 se muestra el ajuste del modelo de Carreau (MC) para los grupos de datos experimentales 2 y 3, respectivamente.

$$\lambda = [0.09549048096 * \ln((\mu_p^0 - \mu_w)/(\mu_w * C_p))]^{9.1183} \quad (A-3)$$

$$(n - 1) = 0.0641 * \ln(\mu_p^0/\mu_w) - 0.0538 \quad (A-4)$$

Figura A-1. Ajuste de la ecuación de Martin con el grupo de datos experimentales 1 reportado por Lee *et al.* (2009)³⁸



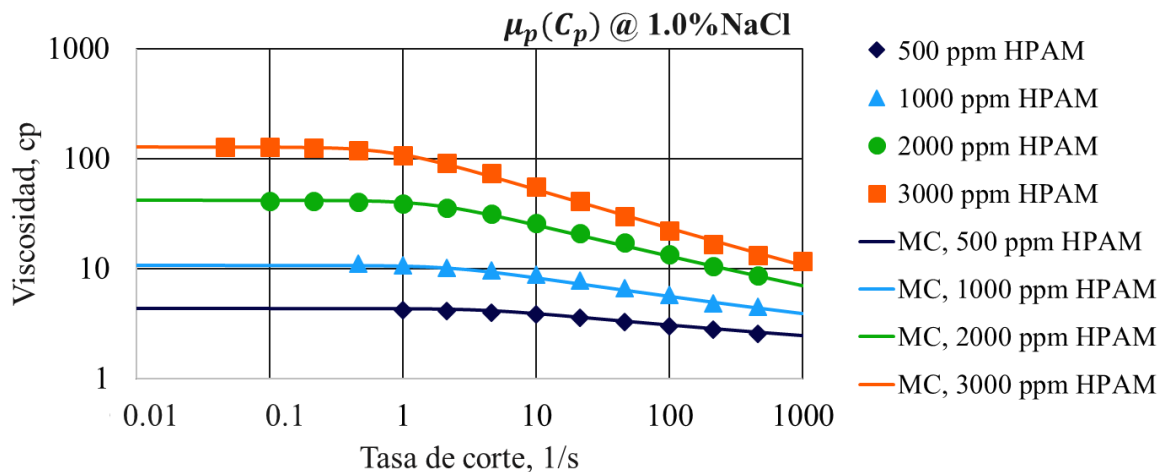
³⁷ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

³⁸ *Ibíd.*, p. 1-14.

Tabla A-1. Forma final de la ecuación de Martin para cada nivel de salinidad.

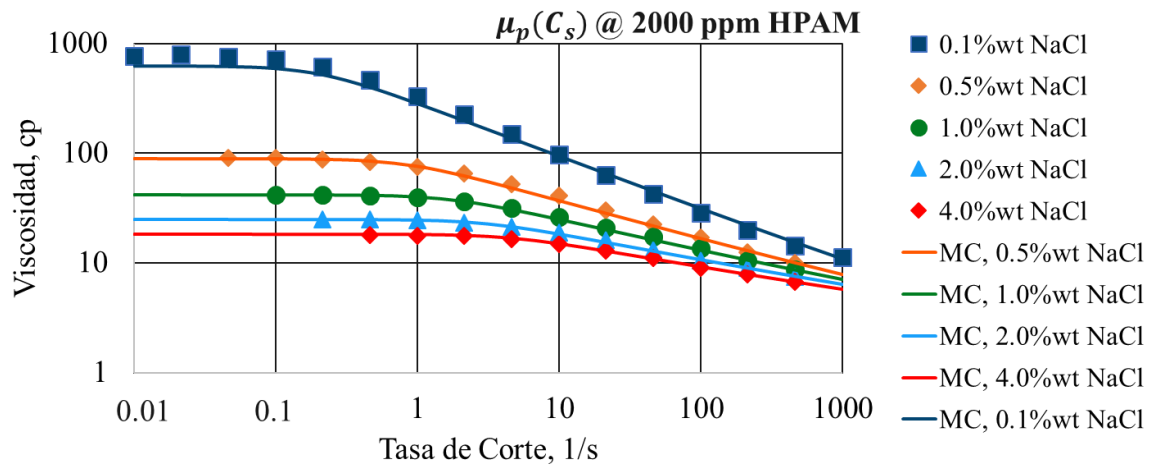
C_s (%NaCl)	Ecuación de Martin (T: 25°C)
0.1	$\mu_p^0 = 0.984 + 0.984 * C_p * 27227.97 * e^{(C_p * 1230.3)}; R^2 = 0.9526$
0.5	$\mu_p^0 = 0.990 + 0.990 * C_p * 7003.04 * e^{(C_p * 924.88)}; R^2 = 0.9929$
1.0	$\mu_p^0 = 0.998 + 0.998 * C_p * 4698.50 * e^{(C_p * 737.48)}; R^2 = 0.9993$
2.0	$\mu_p^0 = 1.02 + 1.02 * C_p * 3218.59 * e^{(C_p * 646.01)}; R^2 = 1.0000$
4.0	$\mu_p^0 = 1.05 + 1.05 * C_p * 2764.18 * e^{(C_p * 546.4)}; R^2 = 1.0000$

Figura A-2. Ajuste del modelo de Carreau al grupo de datos experimentales 2 reportados por Lee *et al.* (2009)³⁹



³⁹ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

Figura A-3. Ajuste del modelo de Carreau al grupo de datos experimentales 3, reportados por Lee *et al.* (2009)⁴⁰



La ecuación de Martin presenta un bajo ajuste al comportamiento lineal de los datos experimentales a salinidades muy bajas; los motivos no son claros, pudiendo ser un resultado de errores en la medición de los datos experimentales reportados, así como una condición límite donde, a bajas salinidades, la relación entre la concentración de polímero, la viscosidad intrínseca y la viscosidad inicial de la solución no pueden ser descritas por la ecuación de Martin. Por lo anterior, el grupo de datos experimentales de la concentración 0.1%NaCl no es tomada en cuenta en el resto del procedimiento.

⁴⁰ Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

Ajuste de la temperatura. La degradación de los polímeros depende de múltiples factores, en particular, la temperatura del medio en el cual fluye la solución tiene un efecto de envejecimiento sobre la cadena polimérica, haciéndola más sensible a la presencia de iones como el Na^+ , Ca^{+2} y Fe^{+2} . Aún sin los efectos de la tasa de corte, es posible observar una considerable pérdida de la viscosidad inicial (μ_p^0) conforme la temperatura incrementa. A partir del grupo de datos experimentales 4, se determina el comportamiento de la viscosidad inicial de las soluciones mediante un análisis de Arrhenius (ecuación A-5)⁴¹, el cual permite obtener la viscosidad inicial de la solución a la temperatura de interés (temperatura de yacimiento, $45^\circ\text{C} = 113^\circ\text{F} = 318.15^\circ\text{K}$) conociendo la viscosidad desarrollada por el polímero a una temperatura de referencia o de laboratorio ($25^\circ\text{C} = 77^\circ\text{F} = 298.15^\circ\text{K}$), como se muestra en la ecuación A-6.

$$\mu_p^0 = a * e^{b*(1/T)} \quad (\text{A-5})$$

Donde T es la temperatura absoluta a la cual es tomada la medición de la viscosidad (μ_p^0), a es un factor pre-exponencial empírico y b el factor exponencial que define la relación entre la viscosidad y el recíproco de la temperatura absoluta.

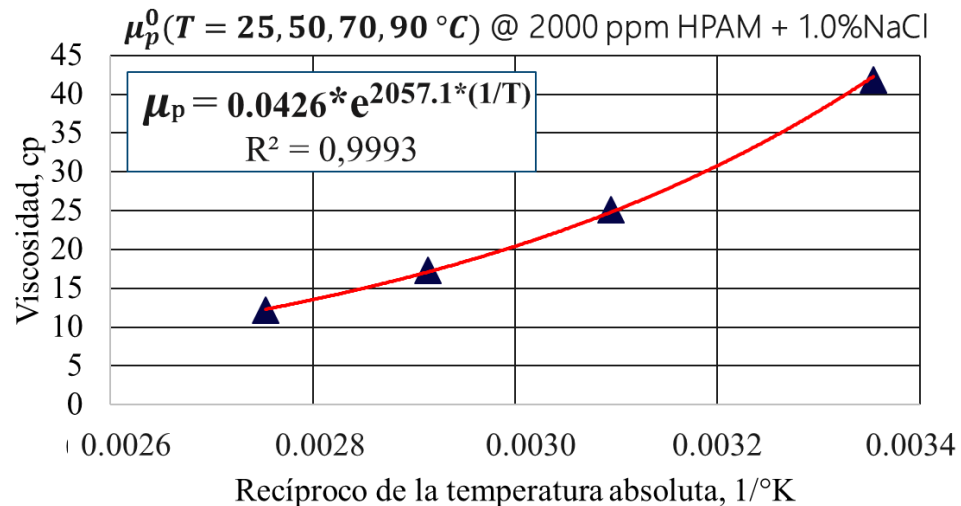
$$\mu_p^0\{1/318.15\} = \mu_p^0\{1/298.15\} * e^{b*((1/318.15)-(1/298.15))} \quad (\text{A-6})$$

En la figura A-4, se presenta el ajuste de la viscosidad inicial de una solución de 2000 ppm con 1%NaCl con el análisis de Arrhenius, donde se especifica el factor exponencial de la relación.

⁴¹ Sheng, J. J. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice". USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc, 2011.

Conocido el factor exponencial es posible determinar la viscosidad inicial de la solución a la temperatura de yacimiento para los diferentes niveles de salinidad y concentración de polímero. Luego, reemplazando los nuevos valores en las correlaciones presentadas en las ecuaciones A-3 y A-4, es posible definir el comportamiento reológico de la solución. En la figura A-5, se presenta el ajuste del modelo de Carreau con el comportamiento reológico reportado en el grupo de datos experimentales 4. La línea punteada color magenta representa el comportamiento reológico de la solución de 2000 ppm HPAM con 1% NaCl, a la temperatura de yacimiento establecida en los modelos de simulación (45°C = 113°F).

Figura A-4. Análisis de Arrhenius del grupo de datos experimentales 4, reportados por Lee *et al.* (2009)⁴².



Finalmente, el modelo reológico del polímero FP-3330S es definido para diferentes niveles de salinidad y concentración de polímero, en el rango 0.1-4.0%NaCl y 500-

⁴² Lee, S., Kim, D. H., Huh, C. & Pope, G. A. "Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers". Society of petroleum engineers, 2009, p. 1-14.

3000 ppm HPAM, a la temperatura de yacimiento (45°C = 113°F), replicando el ajuste de la temperatura en cada grupo de datos experimentales, para la posterior estimación del comportamiento reológico con el modelo de Carreau.

Figura A-5. Ajuste del modelo de Carreau a la temperatura de yacimiento.

