

**Evaluación del efecto de la calidad del agua de inyección en un proceso de inyección de
polímero mediante simulación numérica**

Ariel Ramiro Acosta Solarte, Jhon Freddy Pérez Ascencio

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

Director de Proyecto

Hugo Alejandro García Duarte

Magister en Ingeniería Química y de Petróleos

Codirector(es) de proyecto

Rubén Hernán Castro García

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Físicoquímicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2018

DEDICATORIA

A Dios por guiarme día a día y darme la fortaleza y sabiduría suficiente para cumplir todas mis metas,

A mi Madre Sandra Ximena Solarte Lasso por su gran amor, su infinito apoyo, por confiar siempre en mí, por haber hecho hasta lo imposible por formarme no solo como profesional sino como una buena persona, por ser mi todo. Todos mis logros serán dedicados especialmente a ti madrecita,

A mi Abuelita Rosa Lasso por ser el pilar fundamental de la familia Solarte Lasso, por brindarme siempre buenos consejos, y por su apoyo incondicional,

A mi Papá-Tío Martín Solarte por ser mi imagen paterna, por sus sabios consejos que me permitieron ser un hombre de bien,

A mi Hermano Kevin Solarte por su gran apoyo, cariño y complicidad,

A mi familia por toda su ayuda y apoyo sin esperar nunca nada a cambio,

A todos mis amigos de la universidad con los que compartí gratos momentos a lo largo de estos años, porque me hicieron llevar este camino con felicidad,

GRACIAS TOTALES.

Ariel Ramiro Acosta Solarte

Agradecimientos

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

A la **Universidad Industrial de Santander**, por darnos la oportunidad de ser parte de ella, a cada uno de sus docentes por formarnos como grandes personas y profesionales.

A la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por aquellos conocimientos brindados a lo largo de nuestra formación profesional.

A nuestro director de proyecto M. Sc Hugo Alejandro García Duarte, por su constante apoyo y confianza en cada aspecto de este trabajo.

Al M. Sc Rubén Hernán Castro García codirector del proyecto, por sus consejos siempre precisos, su apoyo y paciencia para poder realizar este trabajo de investigación.

Al PhD Eider Niz Velásquez, por su calidad humana y su enorme contribución al mejoramiento de este trabajo.

Agradecemos al **Instituto Colombiano del Petróleo** y a **ECOPETROL**, por permitirnos el privilegio de desarrollar el trabajo con ustedes.

Agradecemos sinceramente y de corazón a todas aquellas personas que en algún momento nos dieron un gesto sincero de apoyo e hicieron posible la realización de este proyecto de investigación.

Tabla de contenido

Introducción.....	17
1. Información general del proyecto.....	20
1.1. Objetivos y alcance.....	20
1.1.1. Objetivo general.....	20
1.1.2. Objetivos específicos.....	20
1.1.3. Alcance.....	20
1.2. Organización del proyecto.....	21
2. Marco teórico y estado del arte.....	22
2.1. Antecedentes.....	22
2.2. Principios de la inyección de polímeros.....	24
2.3. Tipos de degradación.....	30
2.3.1. Degradación mecánica.....	30
2.3.2. Degradación química.....	30
2.3.3. Degradación térmica.....	31
2.4. Influencia de la calidad del agua.....	32
2.4.1. Salinidad.....	33
2.4.2. Grasas y aceites.....	33
2.4.3. Sólidos en suspensión.....	34
2.4.4. pH.....	34
2.4.5. Dureza.....	34

2.4.6. Oxígeno / Hierro	36
2.4.7. Radicales libres	38
2.4.8. Sulfuros	38
2.4.9. Bacterias	39
2.5. Factores que afectan la inyección de polímeros a través de medios porosos	39
2.5.1. Adsorción dinámica.	39
2.5.2. Volumen poroso no accesible (IPV)	41
2.5.3. Efecto de capa de merma ó depletion layer effect	42
2.5.4. Retención hidrodinámica y atrapamiento mecánico	42
2.5.5. Factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RRF)	43
3. Descripción del modelo de simulación.....	44
3.1. Metodología de simulación	45
3.2. Dimensiones del modelo.	45
3.3. Condiciones iniciales.....	47
3.3.1. Distribución de porosidad y permeabilidad.....	47
3.3.2. Modelo PVT y propiedades de los fluidos	48
3.3.3. Interacción roca-fluido	48
3.4. Construcción del modelo de producción primaria.....	50
3.4.1. Condiciones operacionales.	50
3.4.2. Análisis de confinamiento y no confinamiento	50
3.5. Construcción del modelo de inyección de agua	53

3.5.1. Efecto de la saturación de gas libre	53
3.5.2. Condiciones operacionales del pozo inyector	55
3.5.3. Resultados preliminares en la etapa de inyección de agua.....	55
3.6. Formulación matemática	57
3.6.1. Peso molecular del polímero	58
3.6.2. Degradación de la solución polimérica en el tiempo.....	58
3.6.3. Modelamiento de la adsorción de la solución polimérica en el medio poroso.....	62
3.6.4. Regla de mezcla no lineal.....	67
3.6.5. Modelamiento del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas	69
3.7. Construcción del modelo de inyección de polímero	72
4. Análisis de los resultados de simulación	73
4.1. Evaluación del efecto de la dureza.	75
4.2. Evaluación del efecto del Oxígeno-Hierro	77
4.3. Evaluación del efecto de la salinidad	81
4.4. Evaluación del efecto de los sólidos en suspensión	83
4.5. Evaluación del efecto de grasas y aceites	85
4.6. Efecto de la utilización del agua de producción en la inyección de polímeros.....	86
5. Conclusiones.....	88
6. Recomendaciones	89
Referencias bibliográficas	90
Apéndices	93

Lista de figuras

Figura 1: Esquema de un polielectrolito.	25
Figura 2: Esquema de un polímero asociativo.	26
Figura 3: Representación esquemática de las eficiencias macroscópicas para un proceso de inyección de agua (a) y un proceso de inyección de agua mejorada (b).	27
Figura 4: Estructura simplificada de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).	28
Figura 5: Influencia de los tipos de degradación de polímero en el tiempo.	32
Figura 6: grado de hidrólisis frente a la concentración de iones de calcio a la que se produce la precipitación.	36
Figura 7: Efecto del Fe+3 sobre la viscosidad de la HPAM.	37
Figura 8: Efecto del Fe+2 sobre la viscosidad de la HPAM.	38
Figura 9: Retraso en volúmenes porosos de la llegada del frente del polímero asociado con la adsorción de polímero para diferentes concentraciones.	41
Figura 10: Patrón de cinco puntos inversos.	45
Figura 11: Curvas de permeabilidad relativa Agua –Aceite.	49
Figura 12: Comportamiento de la Presión del yacimiento por flujo natural sin ajuste.	51
Figura 13: Modelo de simulación bajo confinamiento (Derecha). Modelo de simulación bajo no confinamiento (Izquierda).	52
Figura 14: Presión del yacimiento variando el modificador de porosidad en el anillo.	53
Figura 15. Esquema de distribución de la saturación de fluidos al inicio de la inyección de agua.	54
Figura 16: Esquema del perfil de saturación de un proceso de inyección de agua en un yacimiento parcialmente agotado.	54
Figura 17: Corte de agua y producción de petróleo en el proceso de inyección continua de agua.	56

Figura 18: Factor de recobro alcanzado mediante la inyección continua de agua.....	57
Figura 19: Degradación de la solución de FLOPAAM 3230S en el tiempo.	60
Figura 20: Cambios en la concentración de HPAM y agua en el tiempo.	61
Figura 21. Efecto de la degradación en el tiempo en la viscosidad de la solución polimérica.	62
Figura 22. Efecto de la adsorción en la inyección de la solución polimérica.	66
Figura 23: Modelo de regresión empleando Carreau-Yasuda para curvas de viscosidad versus velocidad de corte (shear rate) de soluciones poliméricas del FLOPAAM 3230S (1000, 1500, 2000 y 2500 ppm).	72
Figura 24: Factor de recobro alcanzado con la inyección continua de agua y Factor de recobro alcanzado con la inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.....	74
Figura 25: Efecto de la dureza en la viscosidad de soluciones poliméricas de FLOPAAM 3230S	75
Figura 26: Sensibilidad del efecto de la dureza en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	76
Figura 27: Efecto del oxígeno disuelto y el hierro en la estabilidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	77
Figura 28: Sensibilidad del efecto de 10 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	78
Figura 29: Sensibilidad del efecto de 20 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	79
Figura 30: Sensibilidad del efecto de 30 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de	

FLOPAAM 3230S.	79
Figura 31: Efecto de la concentración de NaCl en la viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	81
Figura 32: Sensibilidad del efecto de la concentración de NaCl en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	82
Figura 33: Efecto de los sólidos totales disueltos en la presión de fondo del pozo inyector. ...	83
Figura 34: Sensibilidad del efecto de los sólidos totales suspendidos en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	84
Figura 35: Efecto de las grasas y aceites en la presión de fondo del pozo inyector.	85
Figura 36: Efecto del agua de producción en un proceso de inyección de polímero.	86
Figura 37: Cuadro Comparativo- parámetros que afectan la calidad del agua y su efecto en el factor de recobro incremental.	87

Lista de tablas

Tabla 1: Dimensiones del área de drenaje del modelo de simulación.	46
Tabla 2: Dimensiones del patrón de inyección del modelo de simulación.....	46
Tabla 3: Rangos de porosidad y permeabilidad del modelo de simulación.....	47
Tabla 4: Distribución de porosidad y permeabilidad en el modelo de simulación.	47
Tabla 5: Condiciones iniciales de los fluidos en el yacimiento.	48
Tabla 6: Propiedades de los fluidos.	48
Tabla 7: Condiciones operativas de los pozos productores.	50
Tabla 8: Propiedades del anillo de confinamiento.	51
Tabla 9: Condiciones operativas del pozo inyector.	55
Tabla 10: Degradación en el tiempo de una solución polimérica de FLOPAAM 3230S.....	60
Tabla 11: Regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S.....	69
Tabla 12: Análisis de regresión empleando el modelo de Carreau-Yasuda para la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	71
Tabla 13. Condiciones óptimas de simulación.	72
Tabla 14: Reducción del factor de recobro por efecto de la dureza.....	77
Tabla 15: Reducción del factor de recobro por efecto de 10 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.	80
Tabla 16: Reducción del factor de recobro por efecto de 20 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.	80
Tabla 17: Reducción del factor de recobro por efecto de 20 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.	80
Tabla 18: Reducción del factor de recobro por efecto de la concentración de NaCl.....	83
Tabla 19: Reducción del factor de recobro por efecto de los sólidos totales suspendidos.	85

Lista de apéndices

Apéndice A: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con diferentes concentraciones de dureza.	93
Apéndice B: Determinación del efecto de diferentes concentraciones de oxígeno y hierro en la viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.	93
Apéndice C: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 10 ppm de Fe+2 y diferentes concentraciones de O2.	94
Apéndice D: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 20 ppm de Fe+2 y diferentes concentraciones de O2.	94
Apéndice E: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 30 ppm de Fe+2 y diferentes concentraciones de O2.	95
Apéndice F: Regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con agua de inyección de PIA Cebú.	95
Apéndice G: Determinación de la velocidad de corte (shear rate) en el medio poroso del campo Palogrande.....	96

RESÚMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: ARIEL RAMIRO ACOSTA SOLARTE**

JHON FREDDY PEREZ ASCENCIO**

PALABRAS CLAVE: INYECCIÓN DE POLÍMERO; POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA; EFECTO DE LA CALIDAD DEL AGUA; SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS; YACIMIENTOS.

DESCRIPCIÓN:

El control de la relación de movilidades está estrechamente relacionado con la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado. Debido a que cambiar la movilidad del fluido desplazado (permeabilidad relativa y/o viscosidad) a menudo no es factible sin la inyección de calor, en su mayoría se propone inyectar productos químicos para cambiar la relación de movilidad. Principalmente, los químicos inyectados son polímeros cuya función es aumentar la viscosidad del fluido desplazante. La eficiencia de la solución polimérica se ve afectada por las propiedades fisicoquímicas del agua utilizada para su preparación, involucrando factores como: Salinidad, grasas/aceites, pH, sólidos en suspensión, dureza, oxígeno/hierro, sulfuros, bacterias y radicales libres. Debido a esto se hace necesario realizar los estudios pertinentes para la evaluación de la calidad del agua a utilizar en el proceso de inyección, ya que el no tener en cuenta estos factores puede causar pérdida de inyectividad y por supuesto la degradación del polímero y esto se verá reflejado en una baja eficiencia del proyecto y pérdidas económicas. Esta investigación se centrará en el desarrollo de un modelo numérico conceptual para la evaluación del efecto de la calidad del agua de inyección en un proceso de inyección de polímeros en un campo Colombiano de la cuenca del valle inferior del magdalena.

*Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte, Magister en Ingeniería Química y de Petróleos. Codirector: Rubén Hernán Castro García, Magister en Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF WATER INJECTION QUALITY EFFECT ON A POLYMER FLOODING PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION *.

AUTHORS: ARIEL RAMIRO ACOSTA SOLARTE**

JHON FREDDY PÉREZ ASCENCIO**

KEYWORDS: POLYMER FLOODING; PARTIALLY HYDROLYZED POLYACRYLAMIDE; EFFECT OF WATER QUALITY; NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION; RESERVOIRS.

DESCRIPTION:

The control of the mobility relationship is tightly related with the mobility of the displacement fluid and the mobility of the displaced fluid. Due to change the mobility of the displaced fluid (relative permeability and/or viscosity) sometimes is not feasible without heat flooding, most cases it is proposed chemical flooding to change the mobility ratio. Mainly, the chemicals flooding are polymers whose function is to increase the viscosity of the displacement fluid. The efficiency of the polymeric solution is affected by the physicochemical properties of the water used for its preparation, involving factors such as: salinity, fats/oils, pH, suspended solids, hardness, oxygen/iron, sulfides, bacteria and free radicals. Due to this it is necessary to carry out the pertinent studies for the evaluation of the quality of the water to be used in the injection process, since not taking into account these factors can cause injectivity loss and of course the degradation of the polymer and this is will be reflected in low project efficiency and economic losses. This investigation will focus on the development of a conceptual numerical model for the evaluation of the effect of injection water quality in a polymer injection process in a Colombian field in the basin of the lower valley of the Magdalena.

* Bachelor Thesis.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte, Magister en Ingeniería Química y de Petróleos. Codirector: Rubén Hernán Castro García, Magister en Ingeniería de Petróleos.

Introducción

El factor de recobro de los campos varía ampliamente dependiendo de las características específicas de la roca y los fluidos. Sin embargo, como un valor representativo, cerca de dos tercios del petróleo original en sitio (OOIP) permanecen después de agotados los métodos de recuperación primaria (Hartstein A, 2006). Un porcentaje considerable del petróleo remanente puede recuperarse mediante tecnologías de recobro mejorado. Gran parte de la producción de petróleo en el mundo proviene de campos maduros y la tasa de reposición de las reservas producidas por nuevos descubrimientos ha ido disminuyendo paulatinamente en las últimas décadas (Manrique. E, 2010). De lo anterior se deriva la necesidad de realizar estudios de viabilidad técnico- económicos y pruebas piloto en yacimientos maduros, con el objetivo de identificar los métodos de recobro mejorado que podrían ser técnica y económicamente viables para el incremento de las reservas y la producción.

Dentro de las técnicas de recuperación mejorada se encuentran los métodos térmicos, que son aplicables al desarrollo de yacimientos de petróleo de baja gravedad API. Sin embargo, las limitaciones técnicas y económicas de estos procesos los hacen poco prácticos en yacimientos profundos y formaciones de poco espesor (París, 2001). Otra alternativa dentro de los métodos de recuperación mejorada es la inyección de químicos. Esta familia de procesos involucra la inyección de materiales que usualmente no se encuentran en el yacimiento, entre ellos: polímeros, surfactantes, álcalis, emulsiones y combinaciones de ellos. La inyección de polímeros es una técnica EOR que puede llegar a tener factores de recobro que varían del 5 al 15% (Green. D, 1998).

La inyección de polímeros es una técnica que ha sido probada en diferentes pilotos alrededor del mundo durante los últimos 40 años. En Colombia se han ejecutado cuatro pilotos de inyección de polímeros en los campos Chichimene, Casabe, Yarigui y Palogrande (Castro. R, 2016). Adicionalmente, el proyecto piloto del Campo La Cira Infantas inició implementación

en agosto de 2017. El proyecto del Campo Yarigui fue el primer piloto implementado en Colombia operado por ECOPETROL S.A. el cual ha mostrado resultados positivos como el incremento de la producción de petróleo, el factor de recobro y la disminución de los porcentajes de producción de agua en las zonas donde se llevó a cabo (Izquierdo, 2010).

Las propiedades físicas de la solución polimérica guardan relación con la composición química del agua de preparación, así como con otras características físicas como el contenido de grasas/aceites y de sólidos en suspensión (Izquierdo, 2010). Es por ello que hacer una selección y tratamiento adecuado del agua de preparación puede tener un impacto significativo en los resultados del proceso. Por muchos años, la condición de calidad del agua de inyección y la estabilidad de la solución polimérica han sido aspectos de gran importancia para el análisis de la relación costo-eficiencia de los procesos de inyección de polímero. La viscosidad es el parámetro más importante en el análisis de la degradación de la solución polimérica en condiciones de yacimiento, por ello se hace necesario evaluar los factores que la alteran.

Independientemente del tipo de polímero la salinidad afecta negativamente a la viscosidad, mayor salinidad reduce la viscosidad final de la solución polimérica. La degradación mecánica describe la descomposición de las moléculas a una alta tasa de flujo en una región cercana al pozo, a mayor tasa de corte menor viscosidad final de la solución polimérica. En el agua de preparación de soluciones poliméricas las sales divalentes de calcio y magnesio actúan principalmente disminuyendo la viscosidad y eventualmente ocasionando precipitación.

El pH favorece la hidrólisis de los polímeros, esto genera un leve incremento de la viscosidad y un mayor riesgo de precipitación con sales de dureza, debido a que la viscosidad del HPAM incrementa al aumentar la hidrólisis, sin embargo, la viscosidad disminuye cuando la hidrólisis es superior al 40% ocasionando normalmente floculación. La degradación de la poliacrilamida se genera normalmente por encima de 80°C, ocasionando que a mayor temperatura la viscosidad final de la solución polimérica disminuya.

La degradación química se puede generar a través de ataques a corto plazo por contaminantes, como hierro y oxígeno, o a través de ataques a largo plazo a la estructura molecular por procesos tales como la hidrólisis. En reacciones a corto plazo con hierro se genera el efecto de un catalizador siendo el único elemento estudiado hasta ahora que puede reducir la viscosidad del polímero a casi la viscosidad del agua en segundos. En reacciones con oxígeno, niveles superiores a 20 ppb provocan degradación química ocasionando reacciones fuertemente catalizadas por hierro, sulfuros y otros elementos o compuestos que pueden generar radicales libres.

A través de la simulación numérica de yacimientos es posible formular la variación de los parámetros críticos de la solución polimérica como la viscosidad y la retención, en función de parámetros de calidad del agua.

La simulación numérica es una herramienta que permite representar aproximadamente el comportamiento de los fenómenos y procesos que pueden ocurrir en el yacimiento, la cual permite realizar comparaciones históricas y previsiones del comportamiento de los proyectos de recuperación primaria, secundaria y mejorada. La representatividad de estos resultados depende en gran medida del modelo geológico del yacimiento y de la calidad de la información suministrada al simulador.

El comportamiento de la solución de polímero se representa típicamente por cuatro parámetros incluidos en el software comercial (CMG STARS®). El primero es la adsorción dinámica y su propagación en el yacimiento. El segundo corresponde al volumen poroso inaccesible que es importante para modelar la fracción porosa de la roca en la que no penetraría la solución de polímero. El tercero corresponde a la viscosidad de la solución de polímero y las tasas de pérdida que están directamente relacionadas con la reducción de la movilidad y la última es la reducción de la permeabilidad en el yacimiento después del proceso de inyección del polímero (Castro. R, 2016). Este análisis permitirá que se considere el fenómeno de la

calidad del agua en las implementaciones piloto que actualmente se llevan a cabo en Colombia y que pueden en los próximos años pasar a etapa de expansión.

1. Información general del proyecto

1.1. Objetivos y alcance

1.1.1. Objetivo general

Evaluar el efecto de la calidad de agua en un proceso de inyección de soluciones poliméricas a partir de simulación numérica.

1.1.2. Objetivos específicos

- Identificar los principales problemas asociados a la calidad de agua durante la aplicación de un proceso de inyección de polímero.
- Desarrollar un modelo de simulación numérica conceptual para representar los diferentes problemas asociados a la calidad de agua durante la inyección de polímero.
- Realizar un análisis de sensibilidad de los diferentes parámetros de calidad del agua usando simulación numérica.
- Evaluar el comportamiento de producción de petróleo incremental mediante la simulación numérica de un proceso de inyección de polímero, teniendo en cuenta el análisis de sensibilidad realizado.

1.1.3. Alcance

Se pretende evaluar numéricamente el efecto que tiene la calidad de agua sobre el desempeño de un yacimiento sometido a la inyección de una solución polimérica, identificando los parámetros más críticos sobre el desarrollo de un proceso de este tipo.

Para ello se realiza un estudio teórico – práctico donde el principal enfoque está dirigido a la evaluación de los aspectos químicos que influyen en la degradación de los polímeros usados en la recuperación mejorada y su impacto en la viscosidad, la cual se presenta como un parámetro relevante en esta investigación, puesto que este varía con los cambios presentados en la salinidad, sólidos en suspensión, pH, dureza, oxígeno/hierro, bacterias, grasas/aceites, entre otros factores (A. Thomas, 2013).

Los resultados de este trabajo de grado serán de utilidad para posteriores estudios que conlleven al desarrollo de técnicas de recobro mejorado que respondan a las necesidades de la industria petrolera en el país.

1.2. Organización del proyecto

Este estudio ha sido dividido en cuatro capítulos, los cuales son seguidos por las conclusiones y recomendaciones. A continuación, se describen brevemente cada uno de los capítulos, aportando una visión general sobre el contenido del presente trabajo.

En el **capítulo 1, información general del proyecto**, incluye la sección actual, introducción, objetivos y el alcance del proyecto. Luego, en el **capítulo 2, marco teórico y estado del arte**, se presenta una breve reseña histórica del método, los principios de la inyección de polímero, los tipos de degradación, la influencia de la calidad del agua en este método de recobro químico y los factores que afectan la inyección de polímeros a través de medios porosos. En el **capítulo 3, descripción del modelo de simulación**, se presenta la estructura para el desarrollo del modelo conceptual del Campo Palogrande-Cebú, a partir del cual se obtienen resultados preliminares a la inyección de agua; para el desarrollo del modelo se seleccionó el software de simulación STARS de la compañía *Computer Modelling Group Ltd.* (CMG STARS®). Posteriormente, se estudia un proceso de inyección de agua con el fin de realizar un análisis óptimo

de las etapas previas a la inyección de la solución polimérica. Por último se describen los parámetros de la calidad del agua de inyección que serán evaluados. Finalmente, en el **capítulo 4, análisis de los resultados de simulación**, se realiza un análisis de sensibilidad de los diferentes parámetros de la calidad del agua usando simulación numérica para evaluar el comportamiento de producción de petróleo incremental.

2. Marco teórico y estado del arte

2.1. Antecedentes

La inyección de polímeros es una técnica de recuperación mejorada de petróleo, que ha sido estudiada por cerca de 40 años, permitiendo un aumento considerable del factor de recobro. Los métodos de recuperación mejorada son aplicados a yacimientos que tenga una caracterización suficiente para permitir la implementación de la inyección del fluido desplazante de forma óptima (Green. D, 1998).

La historia de la inyección química en el mundo se remonta aproximadamente a los años 1976-1982, cuando se realizaron más de 320 inyecciones en Estados Unidos principalmente en los campos East-Coalinga, Taber-Manville, West Yellow Creek y North Burbank. Entre los años 1989 y 2000 se generó un gran avance en los métodos de recobro químico con los éxitos en China, en particular con el desarrollo del proyecto más grande de inyección de polímeros en el Campo Daqing donde se obtuvo un aumento del 12% en el factor de recobro. Desde el 2010 se han venido realizando proyectos de inyección de polímeros en países como China, Omán, Surinam, Indonesia, Canadá, y con gran avance en Latinoamérica (Manrique. E, 2010).

La adición de poliacrilamidas solubles en agua aumenta la viscosidad de la solución y mejora

el barrido del petróleo con mayor eficiencia. El primer paso del desarrollo de un proceso de inyección de polímeros consiste en realizar una evaluación del potencial a través de una inyección piloto. Es necesario realizar un proyecto piloto de manera oportuna, ya que la implementación de la inyección de polímeros a comienzos de la vida de un campo ayuda a incrementar la cantidad final de petróleo recuperado (Manrique. E, 2010) .

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación más conocidos e implementados en todo el mundo. Sin embargo, la aplicación de este proceso implica limitaciones para la efectividad del barrido. Por lo tanto, es necesario implementar métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) para aumentar la eficiencia volumétrica y de desplazamiento y así aumentar el factor de recobro, incluso en las primeras etapas del proceso de inyección (Manrique. E, 2010).

El uso de soluciones poliméricas para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico basado en una reducción de las relaciones de movilidad en procesos de inyección de agua se ha convertido en una práctica estandarizada en la operación de diferentes campos petrolíferos. Mungan, Smith y Thompson (1966) concluyen que la movilidad de las soluciones de polímeros se ve afectada por varios factores, como la concentración del polímero, el tipo y tamaño de la molécula, la salinidad del agua, el pH, las propiedades capilares de la roca y el tipo de petróleo crudo. El proceso de inyección de polímeros es más efectivo en casos de campos heterogéneos que contienen petróleo crudo de viscosidad moderada. Sin embargo, Mogollón y Lokhandwala (2013) proporcionaron evidencias de buenos resultados en yacimientos de petróleo crudo de alta viscosidad.

El factor de recuperación promedio en Colombia es aproximadamente del 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país todavía están produciendo en su etapa primaria. Alrededor del 88% de la producción proviene de la recuperación primaria, el 11% de la

recuperación secundaria y menos del 1% de la producción proviene de la recuperación mejorada de petróleo (Castro. R, 2016). Se han implementado diferentes pilotos de recuperación mejorada de petróleo como alternativas para aumentar la producción de petróleo y maximizar la recuperación final en los campos colombianos (Castro. R, 2016). Por ello es necesario evaluar el efecto de la calidad de agua en un proceso de inyección de soluciones poliméricas para generar las condiciones propicias para su implementación.

2.2. Principios de la inyección de polímeros

La inyección de polímeros mejora la relación de movilidad entre el fluido desplazado y el desplazante durante la recuperación mejorada de petróleo.

Este proceso es mucho más efectivo en aquellos campos heterogéneos que contienen petróleo de viscosidad moderada (Castro. R, 2016). El campo Casabe ubicado la cuenca del valle medio del Magdalena en Colombia, presenta areniscas heterogéneas y una viscosidad moderada lo cual lo hace un buen prospecto (Amaya. M, 2012).

Para llevar a cabo un proceso de recuperación mejorada con polímeros, es necesario conocer las propiedades de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas “HPAM” que son los polímeros utilizados en mas del 90% de las aplicaciones a nivel mundial (Sheng, 2011). El HPAM puede ser degradado mecánicamente por aplicación de un esfuerzo cortante, por lo que se vuelve necesario tener un manejo adecuado en superficie de la solución polimérica.

Un polímero es capaz de aumentar la viscosidad si se encuentra en un ambiente adecuado para el desarrollo de macromoléculas que se puedan extender dentro de un medio, es decir, la interacción polímero/solvente es mejor que la interacción solvente/solvente, ya que se genera mayor expansión de la cadena de polímero, permitiendo generar una alta viscosidad que

beneficie el barrido del yacimiento (SNF, Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR, 2012).

Para entender el comportamiento químico de las poliacrilamidas, es necesario definir conceptos como polielectrolito y polímero asociativo, que son la base para el estudio de la degradación mecánica, química y térmica de los polímeros.

Polielectrolito: Se define como un polímero en cuya estructura macromolecular se encuentran contenidas cargas electrostáticas, y que al estar en contacto en un medio polar como el agua, tiene la capacidad de expandirse debido a las fuerzas de repulsión internas, generando un gran estiramiento de las cadenas, con lo que se logra una alta viscosidad. Al contrario, cuando se presentan sales adicionales, la viscosidad disminuye, por un efecto de apantallamiento donde las repulsiones disminuyen y las macromoléculas se retractan.

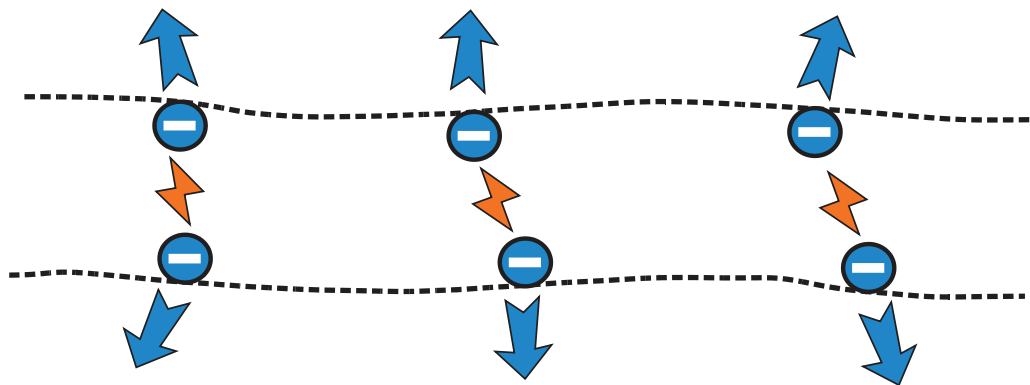


Figura 1: Esquema de un polielectrolito.

Nota: Adaptado de SNF. (2012). Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR. SNF.

Polímero asociativo: Son polímeros hidrófilos que contienen algunos grupos hidrofóbicos. Las interacciones hidrofóbicas en el agua promueven la conformación de una red, donde se pueden obtener altas viscosidades (SNF, Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR, 2012).

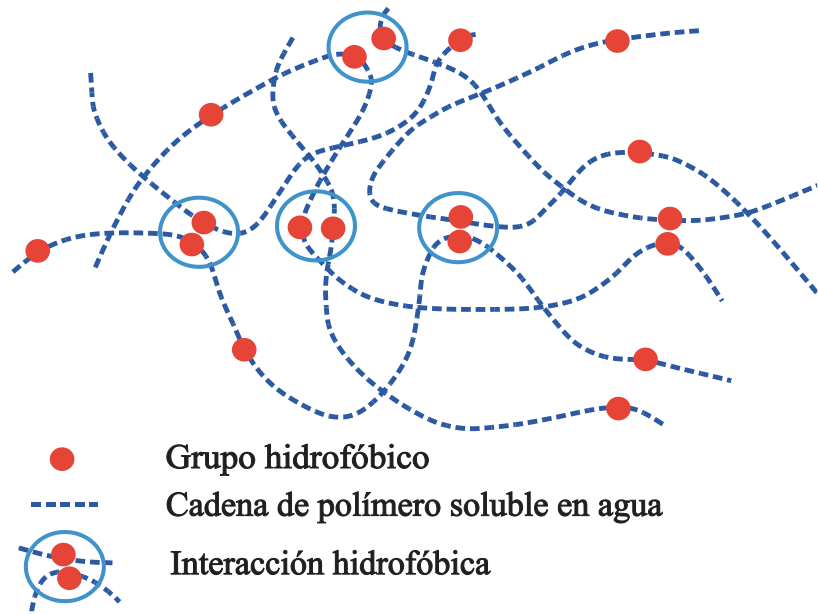


Figura 2: Esquema de un polímero asociativo.

Nota: Adaptado de SNF. (2012). Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR. SNF.

La importancia de la adición de polímero al agua de inyección puede ser determinada a través de la relación de movilidades. Valores pequeños de la relación de movilidades aumentan el barrido macroscópico de la fase desplazante, permitiendo mayor recuperación de petróleo.

La relación de movilidades se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{K^*_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K^*_{ro}}{\mu_o}} = \frac{\mu_o K^*_{rw}}{\mu_w K^*_{ro}}$$

Donde: λ_w es la movilidad de la fase desplazante (agua), λ_o es la movilidad de la fase desplazada (aceite), y K^*_{rw} y K^*_{ro} son los “end points” de permeabilidades relativas al agua y al aceite, respectivamente (R. Jiménez, 2010).

De la definición de relación de movilidades, se puede apreciar que al ser el agua menos viscosa que el aceite, M será mayor que 1, lo cual hará que ésta tienda a digitarse dejando atrás

bancos de aceite sin contactar, lo que redundaría en una baja eficiencia areal y, en consecuencia, en un menor factor de recobro. Para contrarrestar este efecto, surge como alternativa el proceso de inyección de polímero, que consiste en añadir al agua de inyección un polímero con características viscosificantes, con el cual se aumenta la viscosidad de la fase desplazante, disminuyendo así la relación de movilidades lo que debe conllevar a una mejora en la eficiencia de barrido volumétrico y en el factor de recobro, comparado con la inyección de agua convencional. Por tal razón, es común hablar del proceso de inyección de polímero como inyección de ‘agua mejorada’ (Pye, 1964).

La *figura 3* presenta de modo esquemático las diferencias en la eficiencia macroscópica para el caso del agua, donde la relación de movilidades es mayor a 1, y el agua mejorada con polímero, donde la relación de movilidades es cercana a 1.

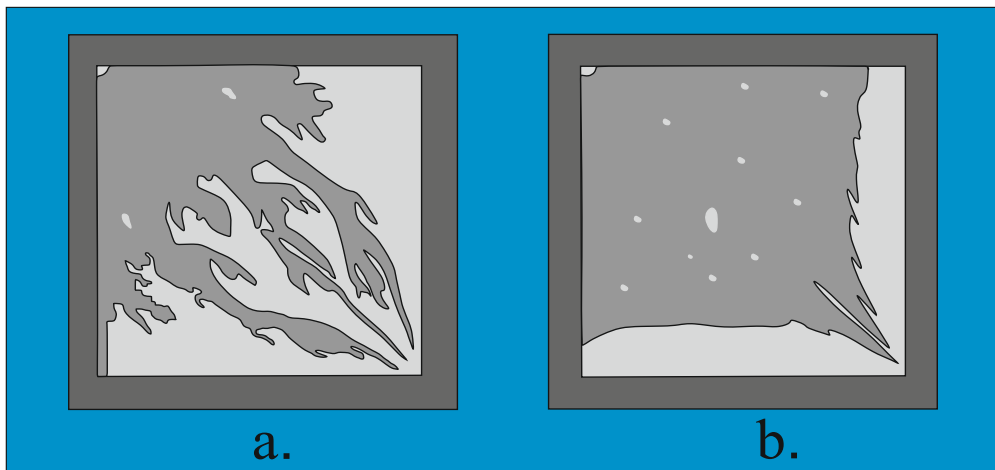


Figura 3: Representación esquemática de las eficiencias macroscópicas para un proceso de inyección de agua (a) y un proceso de inyección de agua mejorada (b).

Nota: Adaptado de Sheng, J., 2011. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc.

Dos tipos de polímeros han sido usados para aplicaciones en campo; polisacáridos y poliácridamidas. El más usado en aplicaciones EOR es la poliácridamida parcialmente

hidrolizada, (HPAM, por sus siglas en inglés) (Manrique. E, 2010), que es un copolímero de acrilamida y ácido acrílico. La razón, es que el HPAM exhibe significativamente mayores viscosidades que los polisacáridos. La poliacrilamida se adsorbe sobre la superficie de los minerales; es por ello que el polímero es parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción mediante la reacción de la poliacrilamida con una base como el hidróxido de sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio. La hidrólisis entonces convierte algunos de los grupos amida (CONH₂) a grupos carboxilo (-COO⁻) (Sheng, 2011), como se muestra en la *figura 4*.

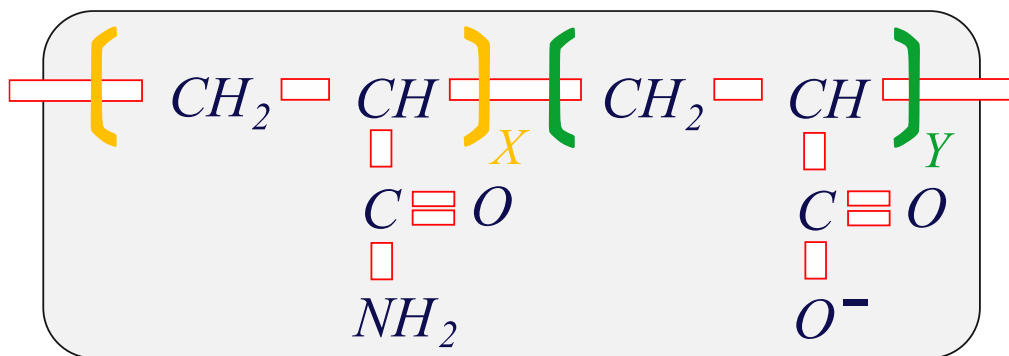


Figura 4: Estructura simplificada de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).

Nota: Adaptado de Sheng, J., 2011. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice.

En agua fresca, debido a la repulsión de las cargas del grupo carboxílico, las cadenas flexibles de la estructura de HPAM se estiran elevando la viscosidad de la solución. En contraste, en agua con alta salinidad las cargas son neutralizadas o cubiertas y las cadenas flexibles de la estructura de HPAM son comprimidas resultando en soluciones de baja viscosidad. Levitt & Pope (2008) reportaron que polímeros de acrilamida hidrolizada no deberían precipitar en yacimientos con temperatura de hasta 100 °C y agua con contenidos de calcio por debajo de 200 ppm. Para altas concentraciones de calcio y elevadas temperaturas han evaluado a escala de laboratorio copolímeros de acrilamida mejorados con metaborato de sodio y carbonato de sodio (AMPS) que desarrollaron mayor estabilidad en su viscosidad.

De acuerdo con Luo et al. (2001) a altos esfuerzos de corte, las estructuras organizadas en

redes de polímeros son alteradas y de esta forma la viscosidad es significativamente reducida. Sin embargo, cuando se redujo el esfuerzo de corte aplicado, la red estructural del polímero se restauró y la viscosidad se incrementó nuevamente. La reversibilidad de cizalla es altamente beneficiosa en aplicaciones en campo para recuperación mejorada de petróleo, ya que mejora la inyectividad en el pozo debido al efecto de adelgazamiento por cizalla en los perforados y en las áreas cercanas a la cara del pozo (R. Jiménez, 2010). Lejos de la cara del pozo, la velocidad de flujo es reducida y la viscosidad es restaurada (Sheng, 2011). Broseta et al. (1995) concluyeron que la presencia de aceite residual disminuye la adsorción de polímero en medios porosos con mojabilidad al aceite; se observó una tendencia inversa en medios porosos con mojabilidad preferente al agua, en consecuencia, recomiendan evaluar previamente la mojabilidad del yacimiento en proyectos de inyección de polímeros. Otros investigadores concluyen que la inyección de polímeros puede reducir la permeabilidad relativa de la fase acuosa (Barreau, 1999). Por su parte, Huh & Pope (2008) observaron que la saturación de aceite residual es menor, después de un proceso de inyección de polímero que después de un proceso análogo de inyección de agua.

La interacción de los parámetros mencionados hace del flujo de soluciones poliméricas en medios porosos un proceso complejo. Adicionalmente, la incertidumbre en la caracterización del yacimiento hace que el diseño y la implementación de un proyecto robusto de inyección de polímero sea un desafío. Un mal diseño e implementación de un proyecto de inyección de polímero podría incluso causar una reducción en la producción de aceite (R. Jiménez, 2010), por lo tanto, es necesario conocer la degradación a la que se ve sometida la solución polimérica para definir los parámetros en la calidad de agua de inyección que afectan el proceso de recobro mejorado.

2.3. Tipos de degradación

2.3.1. Degradación mecánica

Este tipo de degradación es ocasionada principalmente por abruptos cambios de presión, en dispositivos que generan cizallamiento, ocasionando una notable reducción de la viscosidad.

Como se mencionó anteriormente, las poliacrilamidas son sensibles al cizallamiento, lo que genera un acortamiento en la macromolécula, modificando sus propiedades viscosificantes (SNF, Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR, 2012). Para controlar la degradación mecánica de los polímeros debe tenerse en cuenta:

- Velocidad del fluido.
- Equipos de disolución e inyección en superficie.
- Líneas de inyección.
- Permeabilidad del yacimiento.
- Reducción de la superficie de inyección por taponamiento.

De manera general, a una velocidad de corte constante, la viscosidad de las soluciones poliméricas es mayor para concentraciones altas de polímero. Adicionalmente la viscosidad de las soluciones poliméricas disminuye cuando la velocidad de corte incrementa. Este comportamiento es favorable en las implementaciones de inyección de polímeros, ya que la solución polimérica se propaga en el yacimiento a una velocidad de corte muy baja y el incremento en la viscosidad de la solución permite una mejor eficiencia de barrido (Pancharoen, 2010).

2.3.2. Degradación química

Un polímero presenta degradación química cuando existen radicales libres en su estructura. La

forma más eficiente de reducir la degradación es remover el oxígeno y posteriormente introducir nitrógeno en los equipos de disolución (Sorbie, 1991).

La remoción de oxígeno se puede lograr, mediante secuestrantes de oxígeno como el amonio bisulfito (Xie J, 2007). La cantidad de secuestrante debe ser controlada para evitar degradación por un posterior ingreso de oxígeno.

Otra alternativa para evitar la degradación química es la inyección de nitrógeno, lo que previene que el equipo de disolución introduzca grandes cantidades de oxígeno, y para lo cual es necesario cubrir las instalaciones que reciben la solución con nitrógeno.

2.3.3. Degradación térmica

La degradación térmica de los polímeros se encuentra relacionada con la hidrólisis y la precipitación de cationes divalentes. La estructura del polímero por encima de 50°C genera un aumento de la anionicidad, cuando estos valores se encuentran por encima del 35% al 40%, se genera precipitación de iones como Ca^{2+} y Mg^{2+} , contribuyendo a la pérdida de viscosidad (A. Thomas, 2013). Cuando el yacimiento se encuentra a una alta temperatura, los polímeros de baja anionicidad son una solución práctica, para conservar la calidad del proceso de inyección de polímero.

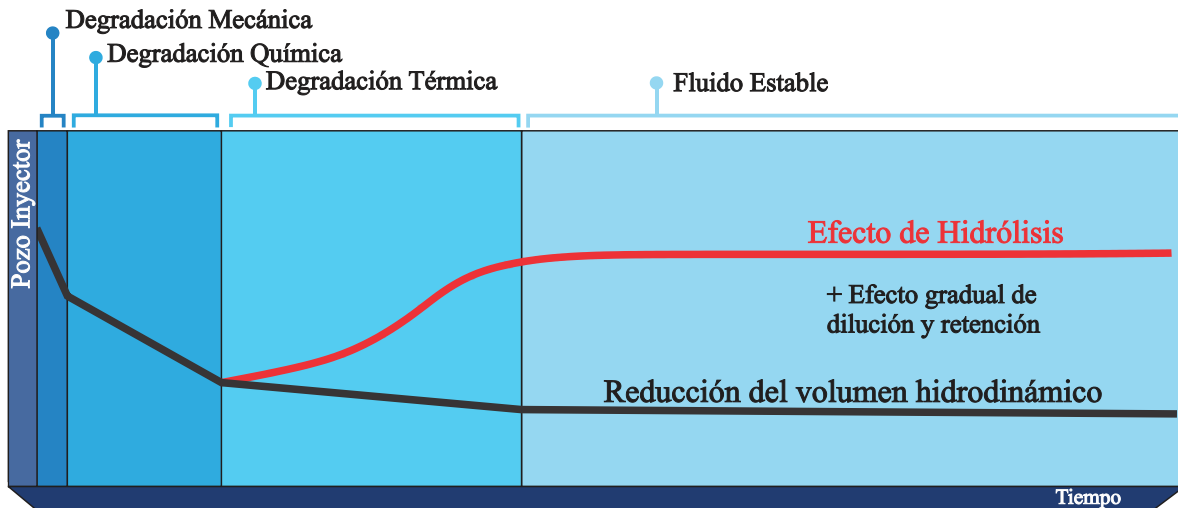


Figura 5: Influencia de los tipos de degradación de polímero en el tiempo.

Nota: Adaptado de SNF. (2012). Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR. SNF.

2.4. Influencia de la calidad del agua

Conociendo los aspectos químicos que influyen en la degradación de los polímeros usados para recuperación mejorada y su impacto en la viscosidad, es posible relacionar estos efectos principalmente con la calidad del agua y su tratamiento.

Dentro de las variables a analizar con respecto a la calidad del agua, se tienen:

- Salinidad
- Grasas y aceites
- Sólidos en Suspensión
- pH
- Dureza
- Oxígeno / Hierro
- Sulfuro
- Bacterias
- Radicales Libres

2.4.1. Salinidad

Independientemente del tipo de polímero la salinidad afecta negativamente a la viscosidad. A mayor salinidad menor viscosidad final de la solución de polímeros.

La viscosidad de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) disminuye cuando se añade una sal monovalente (por ejemplo, NaCl). Debido a que la sal añadida neutraliza la carga en las cadenas laterales de la HPAM. Cuando la HPAM se disuelve en agua, el ion Na^+ se disipa. Los grupos carboxilos $-\text{COO}-$ en las cadenas de alto peso molecular se repelen entre sí, lo que ocasiona un estiramiento de la molécula, un aumento del volumen hidrodinámico y un aumento de la viscosidad. Cuando se añade sal, el grupo carboxilo $-\text{COO}-$ es rodeado por un ion Na^+ , que cubre la carga. La repulsión del grupo $-\text{COO}-$ disminuye, el volumen hidrodinámico se hace más pequeño, y la viscosidad decrece.

La utilización de aguas de baja salinidad favorecerá la economía del proyecto. Métodos como ósmosis inversa pueden mejorar la calidad de agua en este aspecto, pero esta tecnología es aplicable en forma económica únicamente a aguas libres de hidrocarburos, por ejemplo, agua de mar, o napas salinas (N. Gaillard, 2010).

2.4.2. Grasas y aceites

La presencia de grasas y aceites residuales del proceso de tratamiento de fluidos en superficie, de donde se toma el agua para preparación de la solución polimérica, disminuye la viscosidad de la misma, puesto que se reduce la capacidad de disolución del polímero. Este fenómeno se atribuye a que el polímero actúa como agente floculante y tiende a aglomerar las grasas, formando grumos indeseados que pueden incrementar la relación de filtrabilidad, además de ocasionar taponamiento en el yacimiento lo que resulta en la reducción de las tasas de inyección

(R. Jiménez, 2010).

2.4.3. Sólidos en suspensión

Los sólidos compuestos por hierro o sulfuros, pueden degradar químicamente el polímero (Shupe, 1981). Los sólidos en suspensión, afectan principalmente la inyectividad del agua al reservorio y no afectan significativamente la viscosidad de la solución polimérica.

Los sólidos pueden tener diferente origen:

- Provenientes del propio sistema: hidrocarburos, arena, entre otros.
- Generados: sulfuros de hierro, limos bacteriales, óxidos, carbonatos de calcio, entre otros.

La generación de hierro, producto de corrosión, es de por sí un factor económico negativo en la explotación petrolera (A. Audibert, 1995). Los sulfuros generados son producto de desarrollos bacteriales que pueden ser controlados mediante técnicas físicas y químicas.

2.4.4. pH

El pH favorece la hidrólisis de los polímeros, permitiendo el incremento de la viscosidad, con el riesgo de precipitación con sales de dureza.

La hidrólisis tiene importancia en la inyección de polímeros, ya que el volumen que ocupa un polímero en solución conocido como volumen hidrodinámico, genera la hidrólisis de grupos amida por efecto del pH, modificando la viscosidad de la mayoría de líquidos debido a su alto peso molecular (Shupe, 1981).

2.4.5. Dureza

Las sales divalentes y trivalentes de calcio, magnesio, bario, entre otros, ocasionan precipitación, generando como efecto principal la disminución de la viscosidad (Fenton, 1994).

La precipitación no solo conlleva a una reducción en la viscosidad de la solución, además

favorece el taponamiento de la formación.

Cuando se añaden sales divalentes (CaCl_2 , MgCl_2 y / o BaCl_2) a una solución HPAM, su efecto es complejo. A baja hidrólisis, la viscosidad de la solución aumenta después de alcanzar el mínimo. A mayores grados de hidrólisis, la viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que ocurre la precipitación (R. Jiménez, 2010).

Cuanto mayor sea la hidrólisis, menor será la concentración de CaCl_2 a la que se produce la precipitación, como se muestra en la *Figura 6*, Por lo tanto, en un yacimiento de baja temperatura y baja dureza, la viscosidad de la HPAM puede no cambiar dentro de un período de tiempo, ya que la hidrólisis aumenta gradualmente. A menudo, la viscosidad puede aumentar inicialmente. En un yacimiento de baja temperatura y alta dureza, la viscosidad de la HPAM disminuye lentamente, a medida que la hidrólisis aumenta gradualmente. Finalmente, la precipitación puede ocurrir. En un yacimiento de alta temperatura y baja dureza, la viscosidad de la HPAM disminuye bruscamente a medida que la hidrólisis aumenta rápidamente debido al fuerte efecto de temperatura, pero es posible que no ocurra la precipitación (Sheng, 2011).

Además una baja concentración de calcio divalente, Ca^{2+} , promueve la adsorción de HPAM sobre el sílice, debido a que los iones divalentes comprimen el tamaño de las moléculas flexibles de HPAM y reducen la repulsión estática entre el grupo carboxilo y la superficie de sílice (Ariza, 2017).

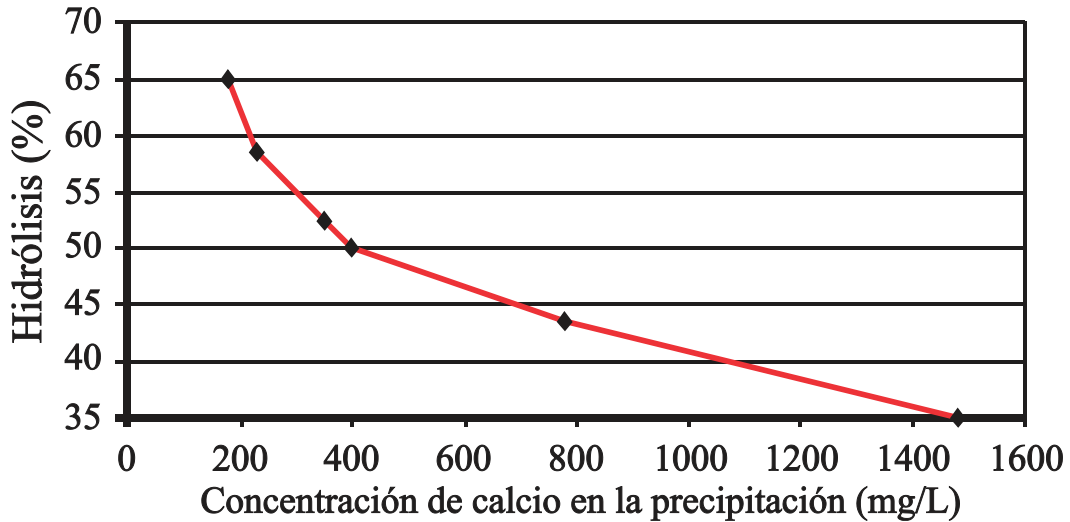


Figura 6: grado de hidrólisis frente a la concentración de iones de calcio a la que se produce la precipitación.

Nota: Adaptado de Sheng, J. J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Kidlington: Elsevier.

2.4.6. Oxígeno / Hierro

La degradación química hace referencia a la descomposición de moléculas de polímero, ya sea a través de ataques a corto plazo por contaminantes, como oxígeno y hierro, o ataques a largo plazo a la estructura molecular mediante procesos como la hidrólisis; esta última es causada por la inestabilidad intrínseca de las moléculas incluso en ausencia de oxígeno u otras especies contaminantes. Esto quiere decir que la estabilidad química del polímero es controlada principalmente mediante reacciones de oxidación-reducción y de hidrólisis (Sheng, 2011).

El oxígeno con niveles superiores a 20 ppb ocasiona la degradación química de los polímeros. Sin embargo, esta reacción está fuertemente catalizada por hierro, sulfuros, y otros elementos o compuestos que puedan generar radicales libres (Sorbie, 1991). El hierro, normalmente presente en las aguas por efecto de la corrosión, cataliza la reacción de degradación química de los polímeros en presencia de trazas de oxígeno. Actualmente se ha fijado un límite de 2 ppm como máximo y adecuado para este elemento (sin presencia de hierro). El control del oxígeno se logra por medios físicos y químicos. En caso de agua con alto contenido de oxígeno, la desoxigenación mecánica por vacío es obligatoria (David B. Levitt,

2008). A los métodos mecánicos se suma el control químico, el cual siempre debe preverse, ya que la presencia de oxígeno afecta tanto la estabilidad del polímero como la calidad del crudo, y genera problemas de corrosión.

La *figura 7* presenta el efecto del ion férrico (Fe^{+3}) sobre la viscosidad de la HPAM. Se puede apreciar que a concentraciones por debajo de las 15 ppm de Fe^{+3} , las pérdidas de viscosidad a corto plazo no son significativas. A medida que aumenta la concentración de Fe^{+3} , este se entrecruza con la HPAM formando un gel insoluble lo que redunda en mayores pérdidas de viscosidad. Este efecto se acentúa a medida que pasa el tiempo (R. Jiménez, 2010).

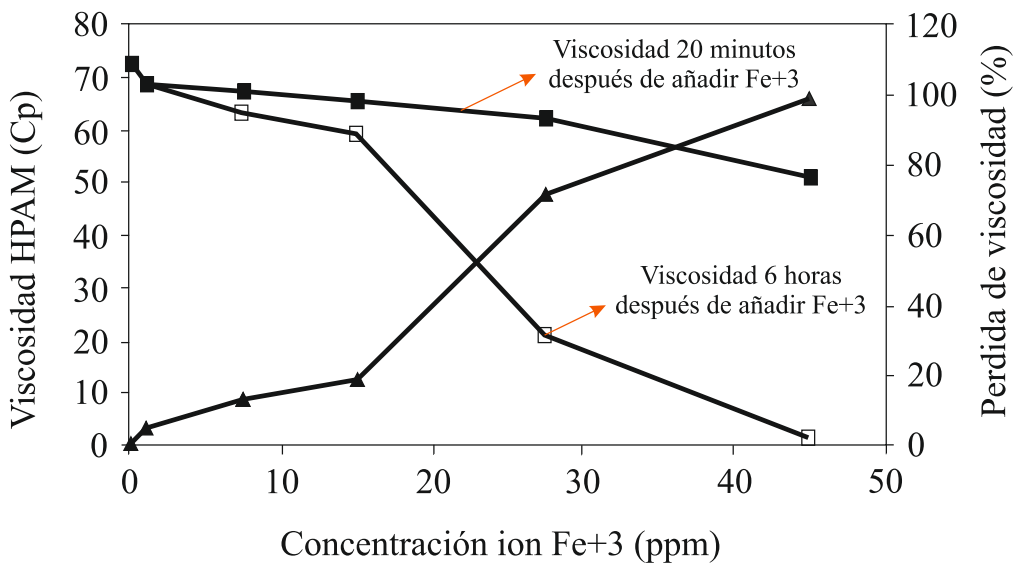


Figura 7: Efecto del Fe^{+3} sobre la viscosidad de la HPAM.

Nota: Adaptado de Sheng, J. J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Kidlington: Elsevier.

En el mismo sentido, la *figura 8* presenta el efecto del ion Fe^{+2} sobre la viscosidad de la HPAM (1000 ppm). Se puede observar que en un sistema cerrado, por debajo de los 10 ppm de Fe^{+2} , las pérdidas de viscosidad no exceden el 10 %. Sin embargo, en un sistema abierto las pérdidas de viscosidad sí son apreciables, alcanzando más del 80 % con menos de 10 ppm de Fe^{+2} .

En el sistema abierto, el Fe^{+2} se oxida a Fe^{+3} , produciéndose un radical libre O_2^- el cual

reacciona con la HPAM produciendo peróxido y rompiendo las cadenas estructurales de la poliacrilamida, lo cual ocasiona reducciones significativas de viscosidad. Por tal razón, la concentración de hierro debe estar por debajo de 0.5 ppm en el agua para preparación de soluciones poliméricas para recobro mejorado.

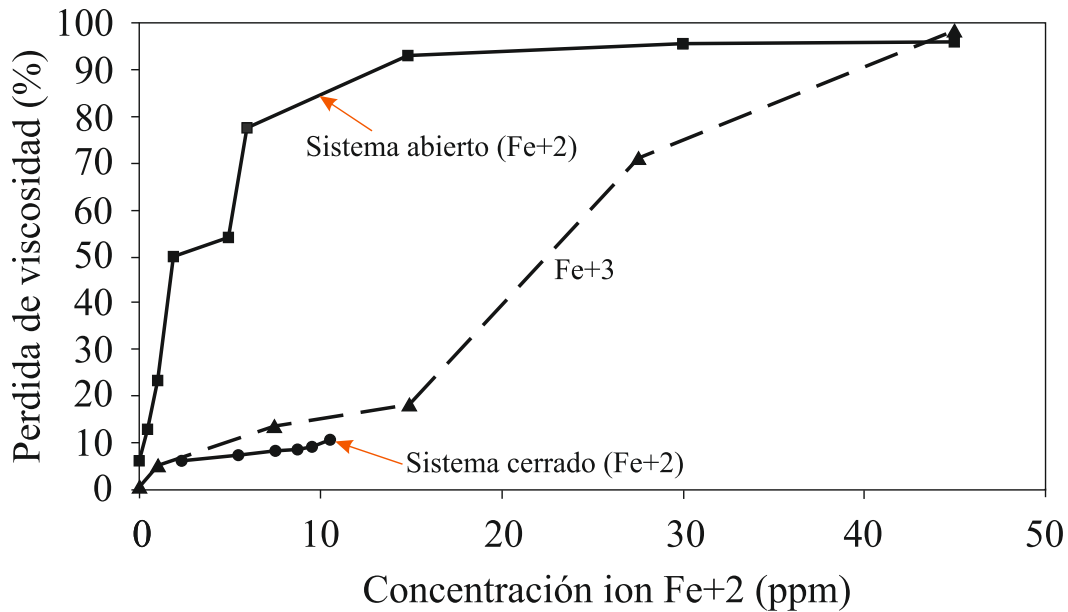


Figura 8: Efecto del Fe^{+2} sobre la viscosidad de la HPAM.

Nota: Adaptado de Sheng, J. J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Kidlington: Elsevier.

2.4.7. Radicales libres

Los radicales libres se generan por la combinación de otros elementos presentes en el agua, por ejemplo, reacciones de óxido-reducción. La generación de radicales libres se asocia también al proceso de fabricación misma de los polímeros (SNF, Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR, 2012).

2.4.8. Sulfuros

Los sulfuros, al igual que el hierro, catalizan la formación de radicales libres y la degradación química de las soluciones de polímeros.

Un exceso de sulfito ($SO_3^{=}$) puede llevar al mismo mecanismo, razón por la cual debe

llevarse un control de la cantidad de secuestrante de oxígeno utilizado y de su exceso (American Petroleum Institute, 1990).

2.4.9. Bacterias

Las bacterias en general tienen dificultad en utilizar los polímeros en su estado inicial como fuente de carbono. A medida que los polímeros se degradan por causas químicas y mecánicas, generan cadenas cortas de fácil utilización por las bacterias, por lo que es posible observar desarrollos bacteriológicos (Amaya. M, 2012). Esto también depende de otros factores, tales como temperatura, tipo y cantidad de población bacteriana contaminante y presencia de otros nutrientes (N₂, etc.).

2.5. Factores que afectan la inyección de polímeros a través de medios porosos

Cuando se emplean polímeros hidrosolubles de alto peso molecular usados para reducir la movilidad del agua y mejorar la eficiencia de barrido volumétrico, la retención de polímero retrasa la propagación del polímero y el desplazamiento de crudo (Zhang, 2014).

Existen, al menos cinco fenómenos que controlan la propagación de una solución polimérica a través de un medio poroso: Volumen poroso no accesible (IPV), Efecto de capa de merma ó depletion layer effect, adsorción irreversible, retención hidrodinámica y atrapamiento mecánico (Zaitoun, 1987). Mientras los dos primeros causan una irrupción temprana del polímero, los tres últimos causan su retardo. Los últimos tres fenómenos son difíciles de identificar de forma independiente en desplazamientos en medio poroso, por lo cual se agrupan con el término de retención de polímero.

2.5.1. Adsorción dinámica.

La adsorción es un fenómeno físico-químico que se refiere a la interacción entre las moléculas de polímero y la superficie sólida mediada por el solvente (agua de preparación), la molécula

de polímero se fija a la superficie del medio poroso principalmente por adsorción física - fuerza de atracción electrostática o fuerzas de van der Waals o puentes de hidrógeno. La adsorción de un polímero en un medio poroso va a depender del polímero (tipo y propiedades del polímero, tales como, peso molecular, carga iónica, tamaño molecular y grado de hidrólisis), el solvente (para el caso de las soluciones acuosas, pH, dureza, salinidad), la superficie (área superficial y tipo de superficie).

La adsorción es un fenómeno prácticamente irreversible. Al desplazar soluciones poliméricas a través de un medio poroso se observa una diferencia entre la concentración inicial del polímero inyectada al medio poroso y la concentración final del polímero a la salida del mismo. Esto es atribuido a la retención o adsorción de las moléculas de polímero en el medio poroso (Sorbie, 1991).

En la literatura se han reportado valores de retención de polímero en el rango de 9 a 700 $\mu\text{g/g}$ (Green. D, 1998) para concentraciones de polímero en el rango de 500 a 3000 ppm. Como se mencionó anteriormente, altos niveles de retención de polímero pueden afectar sustancialmente el desplazamiento de crudo y el recobro del mismo, ya sea durante una inyección de polímeros o cualquier otro proceso de inyección de químicos.

Manichand and Seright (2014) ilustran el efecto de cómo la retención de polímero retrasa la propagación del polímero en la *figura 9*. Un polímero con una adsorción baja (10 $\mu\text{g/g}$) y una concentración de 2000 ppm lleva un atraso de 0.03 (3%) volúmenes porosos. Mientras que un polímero con una adsorción moderada (100 $\mu\text{g/g}$) y una concentración de 1000 ppm lleva un atraso de 0.5 (50%) volúmenes porosos, lo que significa que debería inyectarse un 50% adicional de polímero, afectando el desplazamiento de crudo y la economía de un proyecto de inyección de polímero.

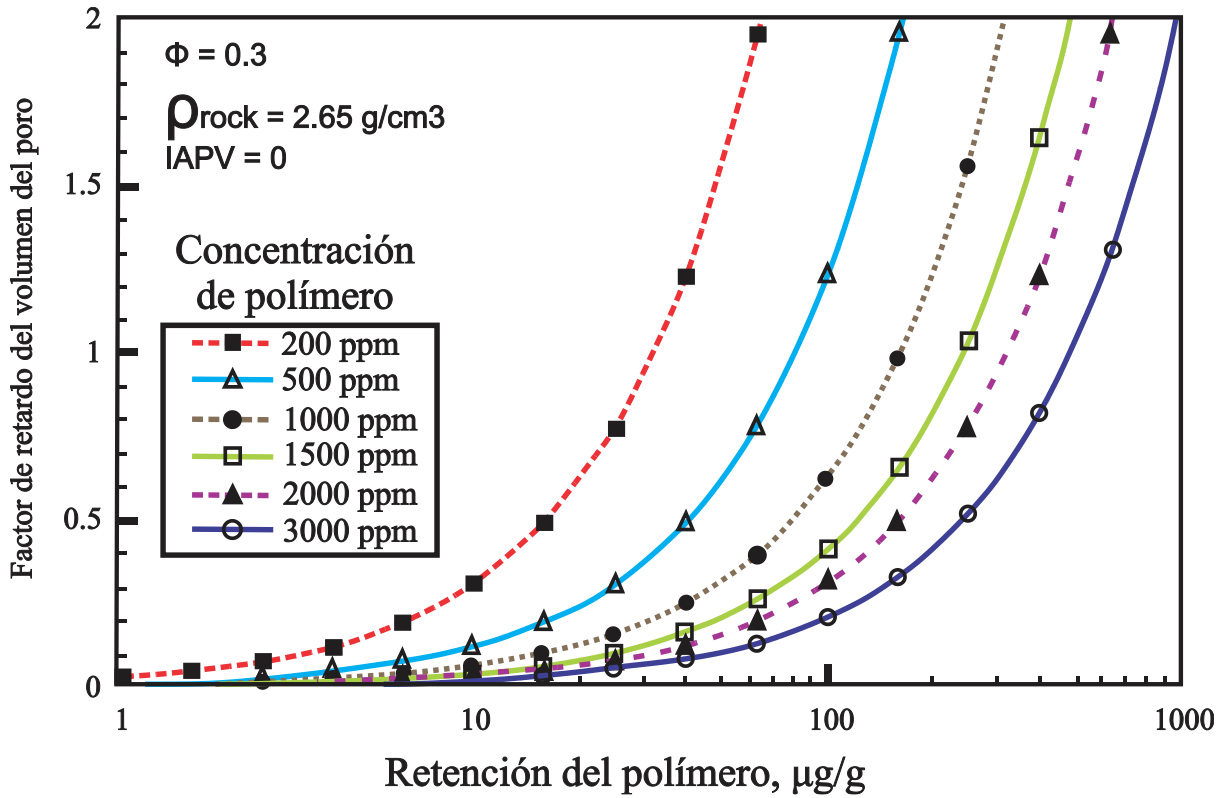


Figura 9: Retraso en volúmenes porosos de la llegada del frente del polímero asociado con la adsorción de polímero para diferentes concentraciones.

Nota: Adaptado de Manichand. R, S. R. (2014). Field vs. Laboratory Polymer-Retention. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2.

2.5.2. Volumen poroso no accesible (IPV)

Cuando no ocurre adsorción de polímero en el medio poroso o cuando la adsorción ha sido completa, muchos estudios han reportado que las moléculas de polímero son transportadas a través del medio poroso más rápido que aquellas moléculas inertes (Sorbie, 1991). Esta característica es conocida como volumen poroso no accesible (IPV) y fue reportado en primer lugar por Dawson and Lantz (1972). El volumen poroso no accesible se debe a un impedimento estérico de las moléculas de polímero para pasar a través de pequeños poros (Zaitoun, 1987). Cuando las moléculas de polímero son más grandes que algunos poros dentro del medio poroso, éstas no pueden fluir a través de estos poros. El volumen de estos poros que no puede ser accesible por las moléculas de polímero se denomina volumen poroso no accesible

(IPV).

El volumen poroso no accesible depende del peso molecular del polímero, la salinidad del agua de preparación, la permeabilidad del medio, la porosidad y la distribución del tamaño de los poros. El IPV acelera el flujo de polímero en el medio poroso (relativo a la velocidad de propagación del solvente) ya que las moléculas grandes de polímero no pueden pasar a través de los poros disponibles para el solvente. En casos extremos, el IPV puede ser entre el 20 y 30% del volumen total de poros (Sheng, 2011), éste valor dependerá del tipo de polímero y del tipo del medio poroso.

2.5.3. Efecto de capa de merma ó depletion layer effect

La repulsión estérica entre las paredes del poro y las moléculas del polímero crean una capa de merma cerca de las paredes del poro (depletion layer effect), donde la concentración y por lo tanto la viscosidad, son menores que en la solución. Lo anterior tiene dos consecuencias (Sorbie, 1991):

1. El polímero se propaga más rápido que la salmuera.
2. La merma en las paredes del poro origina una reducción en la viscosidad aparente del frente de polímero que fluye a través del medio poroso.

Como se mencionó anteriormente, la adsorción representa la parte irreversible de la retención y debe distinguirse de la parte reversible constituida por la retención hidrodinámica y el atrapamiento mecánico.

2.5.4. Retención hidrodinámica y atrapamiento mecánico

La retención hidrodinámica obedece a la formación de flujos secundarios en la entrada de las restricciones del poro (Willhite, 1977). Este mecanismo, en su mayoría, es reversible y tiene

una muy pequeña contribución en los niveles totales de retención de polímero en aplicaciones de inyección de polímero en campo.

El atrapamiento mecánico ocurre cuando las macromoléculas de polímero libres se acumulan en las pequeñas gargantas de los poros (Zaitoun, 1987). Este mecanismo tiene una contribución alta en la pérdida de polímero.

2.5.5. Factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RRF)

El Factor de Resistencia (RF) es la medida de la reducción de la movilidad y puede ser definido como la relación entre la movilidad del agua y la movilidad de una solución polimérica durante el flujo de polímero a las mismas condiciones. Esta reducción de movilidad está asociada tanto al incremento de la viscosidad de la solución, como a la adsorción de las cadenas poliméricas sobre la superficie de la roca, ya que el radio de la garganta de poro se reduce (Mishra, 2014). El Factor de Resistencia (RF) es un término que comúnmente se emplea para indicar la resistencia a fluir encontrada por la solución polimérica (Martin, 1975). Por ejemplo, un valor de RF de 5 indica que es 5 veces más difícil para la solución polimérica fluir a través del medio poroso comparada con el agua. Por lo tanto, si la permeabilidad del medio poroso es fija, el Factor de Resistencia da una buena medida de la viscosidad efectiva de la solución polimérica en el medio poroso, relativa al agua (Zhang, 2014).

El Factor de Resistencia Residual (RRF) es la medida de la reducción de la permeabilidad de la roca al agua después del flujo de un polímero. Esta reducción de permeabilidad de la roca es causada por la retención de una cierta cantidad de polímero en el medio poroso (Zaitoun, 1987). El Factor de Resistencia Residual es una medida de la tendencia del polímero a adsorberse y por lo tanto bloquear parcialmente el medio poroso. Los valores de RRF deberían ser bajos de tal forma que se evite la adsorción del polímero en el medio poroso. La reducción de permeabilidad depende del tipo de polímero y está directamente relacionado con

la concentración de la solución polimérica.

3. Descripción del modelo de simulación

La simulación numérica es una herramienta efectiva y útil que permite representar el comportamiento de los fenómenos y procesos que ocurren en el yacimiento, permitiendo realizar la comparación histórica y las previsiones del comportamiento de los proyectos de recuperación primaria, secundaria y mejorada. La representatividad de estos resultados depende en gran medida del modelo geológico del yacimiento y de la calidad de la información incluida en el simulador.

En consecuencia, la simulación numérica respalda el diseño del proceso de inyección de polímeros, debido a que ayuda a definir el porcentaje de volumen poroso a inyectar, las condiciones de operación del proceso y la capacidad estimada de las instalaciones de superficie y los diferentes escenarios de inyección que pueden evaluarse técnica y económicamente.

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 calidad del agua de inyección en la eficiencia de un proceso de inyección de polímero.

El comportamiento de la solución de polímero en el yacimiento se representa típicamente por cuatro parámetros. El primero es la adsorción dinámica, retención y su propagación en el yacimiento. El segundo corresponde al volumen poroso inaccesible (IPV) que es importante para modelar la fracción porosa de la roca en la que no penetraría la solución de polímero. El tercero corresponde a la viscosidad de la solución de polímero y por último las tasas de pérdida que están directamente relacionadas con la reducción de la movilidad (RF) y la reducción de la permeabilidad en el yacimiento después del proceso de inyección del polímero (RRF).

3.1. Metodología de simulación

Para evaluar el impacto de la calidad del agua de inyección en la eficiencia de un proceso de inyección de polímero se construyó un modelo base conceptual con el objetivo de modelar un yacimiento con las mejores condiciones para implementar una prueba piloto. Para la construcción de este modelo se efectuó un análisis al grid de simulación; análisis de confinamiento y no confinamiento; construcción del modelo de producción primaria e inyección de agua; y finalmente se construyó el caso base de simulación para el proceso de inyección de polímero sobre el cual se efectuó el análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan la calidad del agua.

3.2. Dimensiones del modelo.

El modelo base representa un patrón de inyección de cinco puntos inverso (*Figura 10*) de 68 acres ubicado dentro de un área total de drenaje de 75 acres a una profundidad de 5000 pies y con un espesor neto de 90 pies.

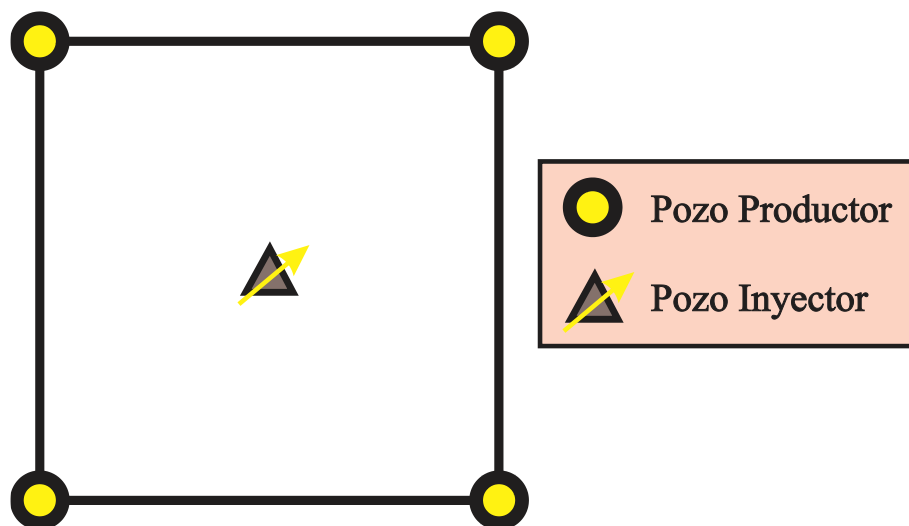


Figura 10: Patrón de cinco puntos inversos.

El área del piloto se encuentra refinada a tamaño de bloque de 50x50 pies; los bloques límite del modelo que representan el anillo de confinamiento conservan el tamaño original de 100x100 pies. En las *tablas 1 y 2* se muestran las dimensiones del área total de drenaje y del patrón de inyección respectivamente.

Tabla 1:

Dimensiones del área de drenaje del modelo de simulación.

Dimensiones del área de drenaje.		
Número de bloques	3610	
Dimensiones del Grid	Ni	19
	Nj	19
	Nk	10
	Longitud en i, ft	100
	Longitud en j, ft	100
Profundidad del yacimiento (Tope), ft	5000	

Tabla 2:

Dimensiones del patrón de inyección del modelo de simulación.

Dimensiones del patrón de inyección		
Número de bloques	11560	
Dimensiones del Grid	Ni	34
	Nj	34
	Nk	10
	Longitud en i, ft	50
	Longitud en j, ft	50
Profundidad del yacimiento (Tope), ft	5000	

3.3. Condiciones iniciales

3.3.1. Distribución de porosidad y permeabilidad.

En la *tabla 3* se muestra la litología, relación de Dykstra-Parson y los rangos de porosidad y permeabilidad basados en las propiedades de un campo de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Tabla 3:

Rangos de porosidad y permeabilidad del modelo de simulación.

PARÁMETROS	VALOR
Rango de porosidad (%)	15 - 22 (Prom. 18.5)
Rango de permeabilidad (mD)	6 - 150 (Prom. 78)
Litología	Arenisca
Relación Kv/Kh	0.7

El escenario evaluado en este estudio se caracteriza por ser un yacimiento heterogéneo que presenta una distribución de porosidad y permeabilidad que varía en cada capa de acuerdo a la *tabla 4*.

Tabla 4:

Distribución de porosidad y permeabilidad en el modelo de simulación.

	ESPESOR (ft)	POROSIDAD	PERMEABILIDAD i,j	PERMEABILIDAD k
Capa 1	8,6	0,157	16,67	11,67
Capa 2	8,0	0,208	127,06	88,95
Capa 3	9,9	0,155	46,11	32,28
Capa 4	3,1	0,206	95,57	66,89
Capa 5	7,4	0,183	57,87	40,51
Capa 6	4,3	0,202	136,63	95,64
Capa 7	4,3	0,220	9,83	6,88
Capa 8	29,0	0,159	150,86	105,60
Capa 9	3,1	0,199	6,40	4,48
Capa 10	12,3	0,164	128,56	89,99

3.3.2. Modelo PVT y propiedades de los fluidos

Para predecir el comportamiento volumétrico de los yacimientos de crudo y gas se debe conocer las propiedades físicas de los fluidos que pueden ser medidas experimentalmente o empíricamente (correlaciones derivadas).

En las *tablas 5 y 6*, se muestran los datos necesarios para construir el modelo PVT del yacimiento y se describen las propiedades de los fluidos.

Tabla 5:

Condiciones iniciales de los fluidos en el yacimiento.

PARÁMETROS	VALOR
Temperatura prom. Yacimiento (°F)	143
Presión inicial - capa 1, (Psi)	2620
Presión de burbuja - Pb, (Psi)	790
Gravedad API aceite	20 - 22
Viscosidad del aceite (Cp)	9.4 (a Pb)
Gradiente de presión, (psi/ft)	0.434759

Tabla 6:

Propiedades de los fluidos.

	Agua	Polímero	Aceite muerto	Gas en solución
Viscosidad, Cp	0,5001	3,3	21	0,256475
Densidad, Lb/ft ³	62,0168	62,428	56,2512	22,2512

3.3.3. Interacción roca-fluido

Dentro de las características que son inherentes de la roca, se encuentra la permeabilidad absoluta, que determina la habilidad de la roca para dejar pasar un fluido siempre y cuando el medio poroso se encuentre saturado 100% con un fluido. Debido a que los yacimientos de

hidrocarburos contienen agua natural de la formación, denominada agua connata, se encuentran al menos dos fases presentes en el medio poroso: crudo y agua.

Un requisito para entender el comportamiento del desplazamiento inmisible de un fluido por otro es conocer las propiedades de las rocas yacimiento, en especial, las relativas al flujo de dos o más fases.

En la *figura 11* se aprecia las curvas de permeabilidades relativas tanto para el agua como para el aceite en función de sus saturaciones.

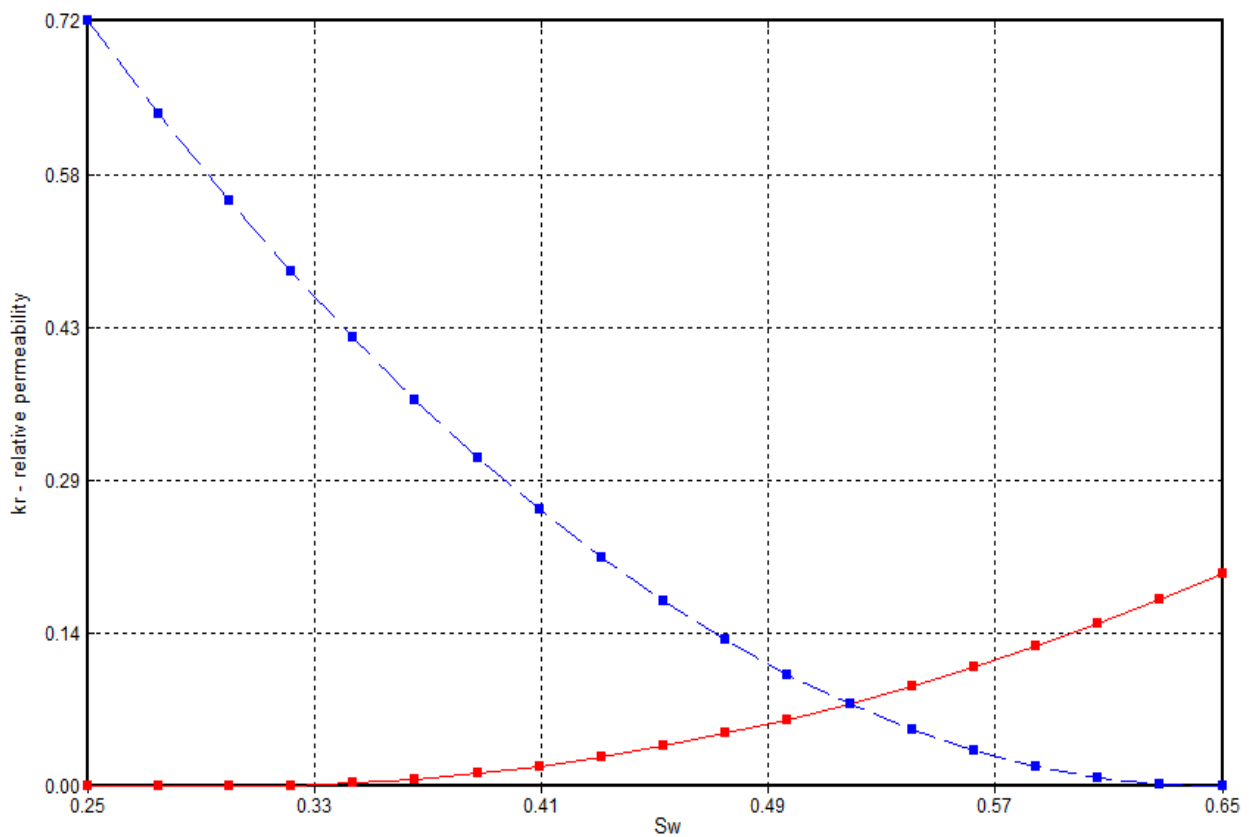


Figura 11: Curvas de permeabilidad relativa Agua –Aceite.

Fuente: Simulador STARS-CMG

3.4. Construcción del modelo de producción primaria

3.4.1. Condiciones operacionales.

Se define un periodo de 20 años para evaluar el comportamiento de la producción por flujo natural de cuatro pozos productores verticales. Los parámetros operacionales utilizados se muestran en la *tabla 7*.

Tabla 7:

Condiciones operativas de los pozos productores.

Condiciones operativas de los pozos productores	
Producción máxima de fluidos, (BFPD)	3000
Tasa mínima de producción de aceite para cierre temporal, Limite económico (BOPD)	5
Máximo corte de agua para cierre temporal, (%)	0,98
Mínima presión de fondo, (psi)	1000

3.4.2. Análisis de confinamiento y no confinamiento

Como se muestra en la *Figura 12* el comportamiento de la presión no es típico de un yacimiento, debido a que cae drásticamente en poco tiempo. Por lo tanto, se procede a construir un anillo de no confinamiento para poder tener un mejor comportamiento de la presión.

Como se mencionó en la metodología de simulación se efectuó un análisis de confinamiento con el fin de evaluar la respuesta del yacimiento si se tiene en cuenta el efecto de los alrededores del patrón de inyección en el modelo, o si por el contrario, se evalúa el yacimiento como un tanque cerrado, en el cual no se presenta flujo de fluidos desde los alrededores hacia el patrón. Para lograr el ajuste de la presión del yacimiento se construye un anillo de confinamiento con las características que se muestran en la *Tabla 8*.

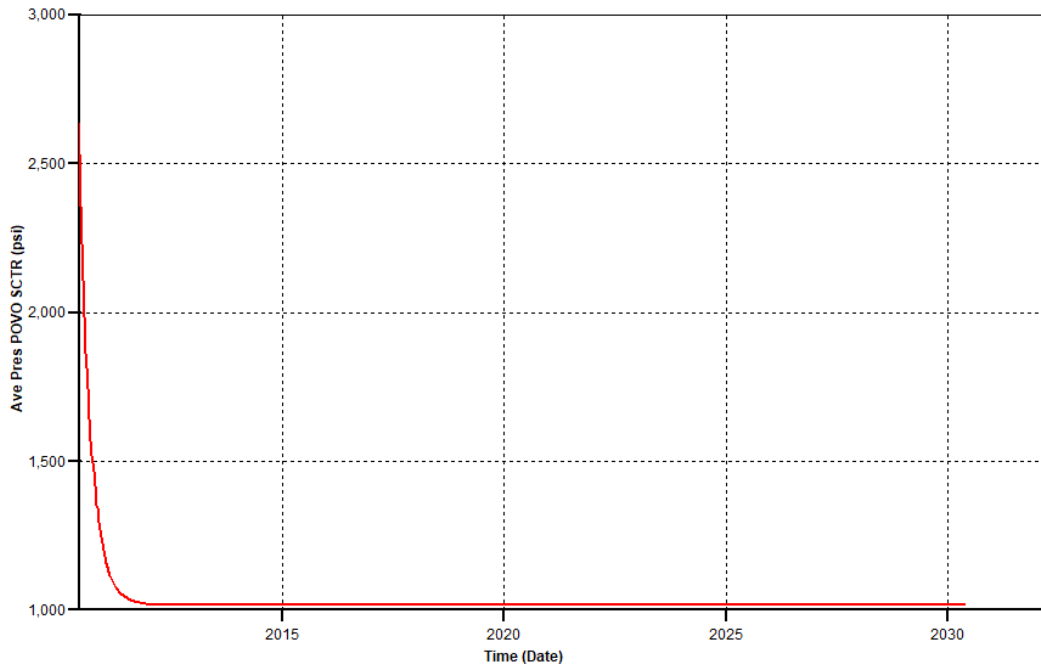


Figura 12: Comportamiento de la Presión del yacimiento por flujo natural sin ajuste.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 8:

Propiedades del anillo de confinamiento.

Propiedades del anillo de confinamiento	
Saturación de agua, (fracción)	1
Porosidad, (Fracción)	0,2 – 0,4 – 0,6 – 0,8
Permeabilidad, (mD)	0,01
Modificador de volumen	6

En la figura 13 se muestra el modelo de simulación bajo confinamiento y no confinamiento. Se puede ver claramente que el modelo no confinado cuenta con un anillo de porosidad diferente que rodea al patrón y representa un volumen adicional de hidrocarburos que simula el efecto de la presencia de los alrededores. El modelo confinado por el contrario se puede definir como una especie de tanque sellado que no tiene comunicación con los alrededores y por lo tanto los fluidos que rodean al patrón no tienen influencia sobre este.

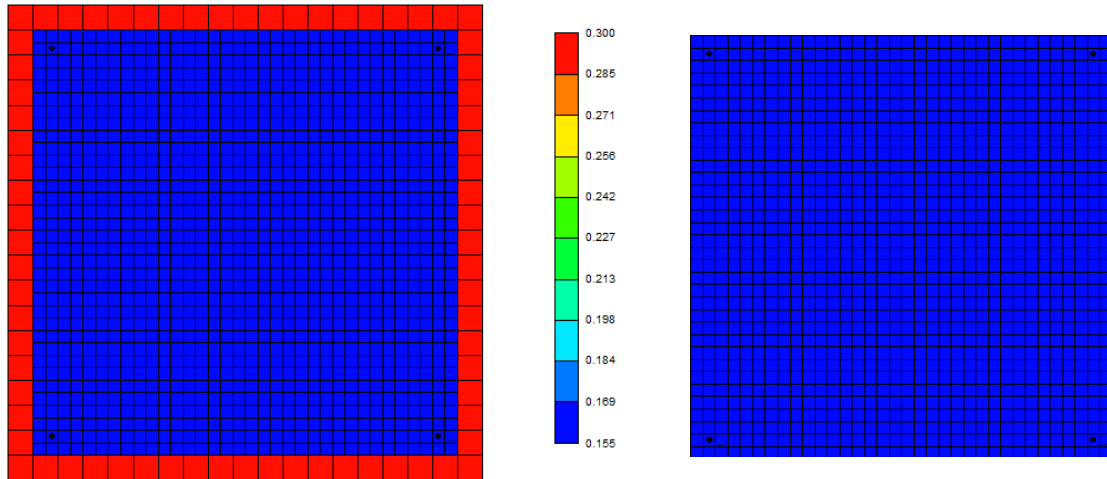


Figura 13: Modelo de simulación bajo confinamiento (Derecha). Modelo de simulación bajo no confinamiento (Izquierda).

Fuente: Simulador STARS-CMG

En la figura 14 se puede observar la respuesta de la presión bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento. Se realizaron cambios al volumen de hidrocarburos en el anillo de no confinamiento, variando la porosidad de dicho anillo desde un valor de 0.2 hasta un valor de 0.8 para evaluar la respuesta del yacimiento a este tipo de variaciones. Como se puede observar en el modelo confinado la presión cae más rápido.

El comportamiento del modelo no confinado se aproxima al comportamiento real en un yacimiento. Una vez que el radio de drenaje del pozo productor alcanza los límites del patrón de inyección, los fluidos de los alrededores comienzan a migrar hacia el pozo productor, compensando las pérdidas de presión y de fluidos ocasionadas por la producción. De acuerdo a lo anterior, resulta mejor trabajar con un modelo no confinado. Se tomó el anillo de porosidad 0.6, debido a que representa acertadamente el comportamiento del factor de recobro en producción primaria.

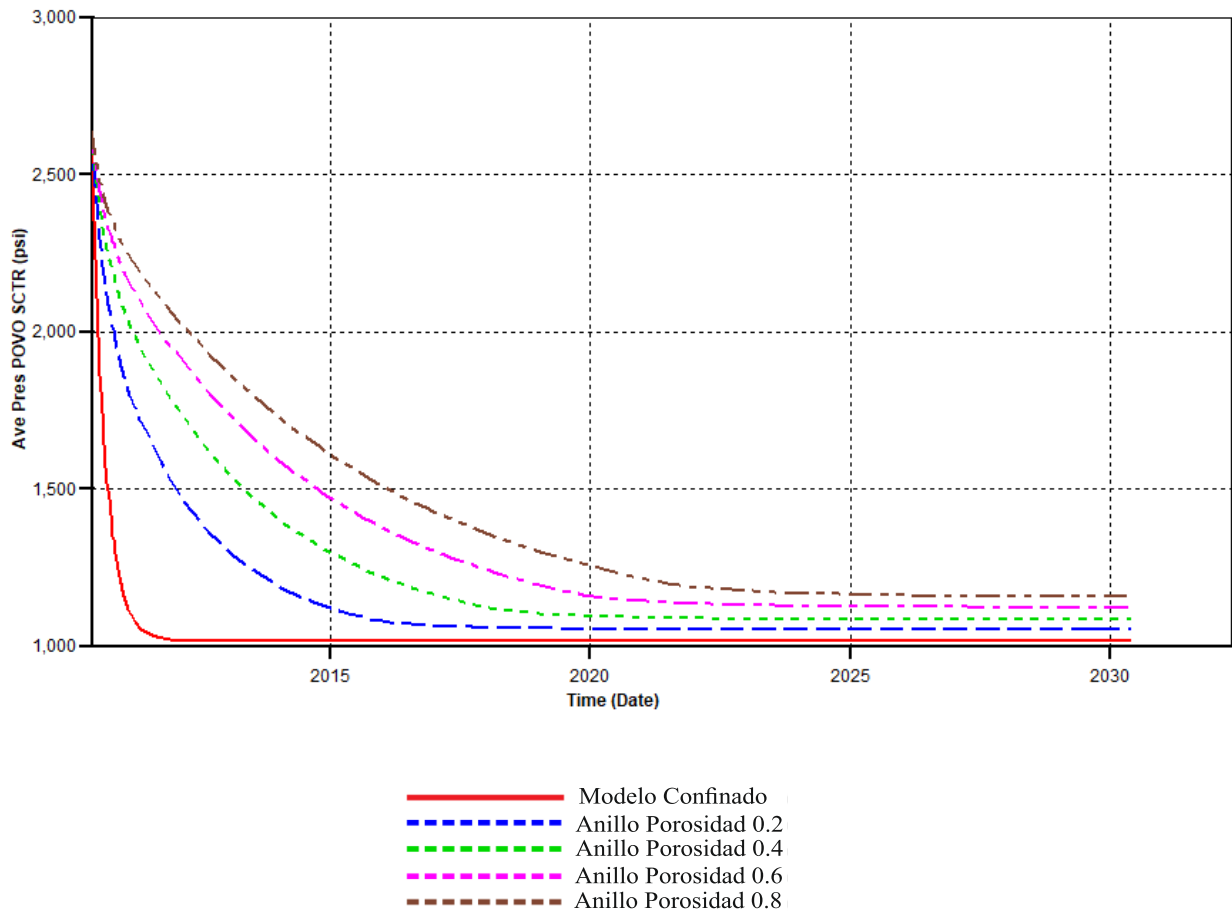


Figura 14: Presión del yacimiento variando el modificador de porosidad en el anillo.

Fuente: Simulador STARS-CMG

3.5. Construcción del modelo de inyección de agua

3.5.1. Efecto de la saturación de gas libre

En la figura 15 se observa la distribución de la saturación de fluidos entre un pozo inyector y un pozo productor al comienzo de un proceso de inyección de agua, en un yacimiento que contiene una fase de gas libre, proveniente del agotamiento primario.

La figura 16 muestra esquemáticamente un perfil de saturación durante un proceso de inyección de agua en un yacimiento parcialmente agotado. Este esquema muestra que la saturación de gas en el límite del banco de petróleo se reduce a una porción del gas libre inicial

como gas atrapado. Este gas atrapado en el banco de aceite se disuelve en el petróleo debido al aumento en la presión del yacimiento por la inyección, dejando únicamente la capa de gas libre.

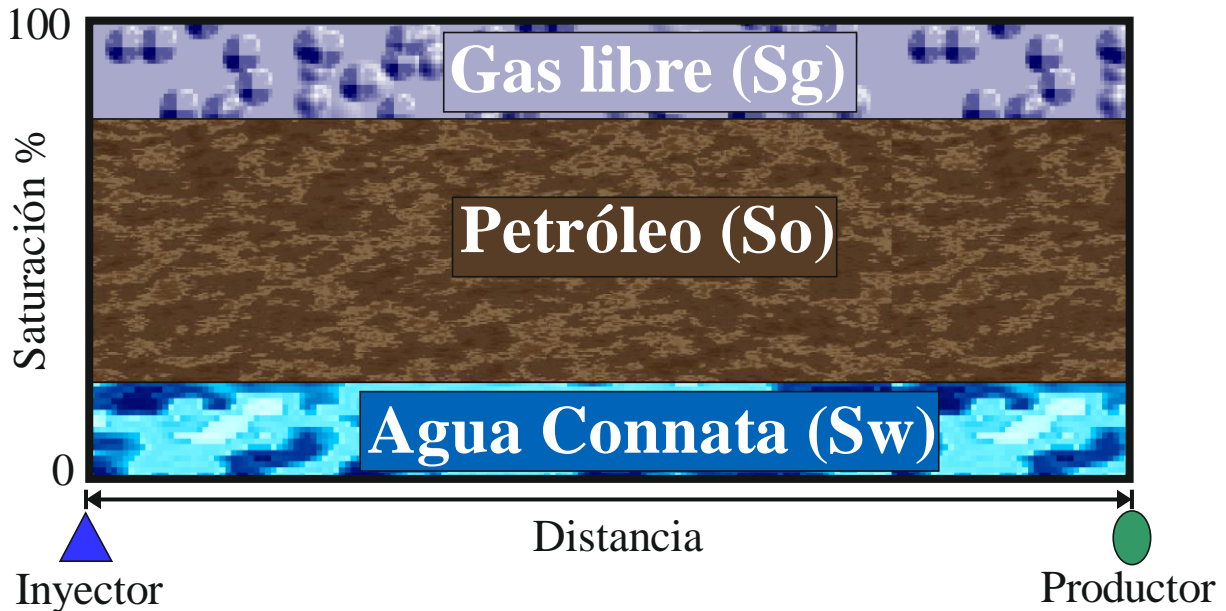


Figura 15. Esquema de distribución de la saturación de fluidos al inicio de la inyección de agua.

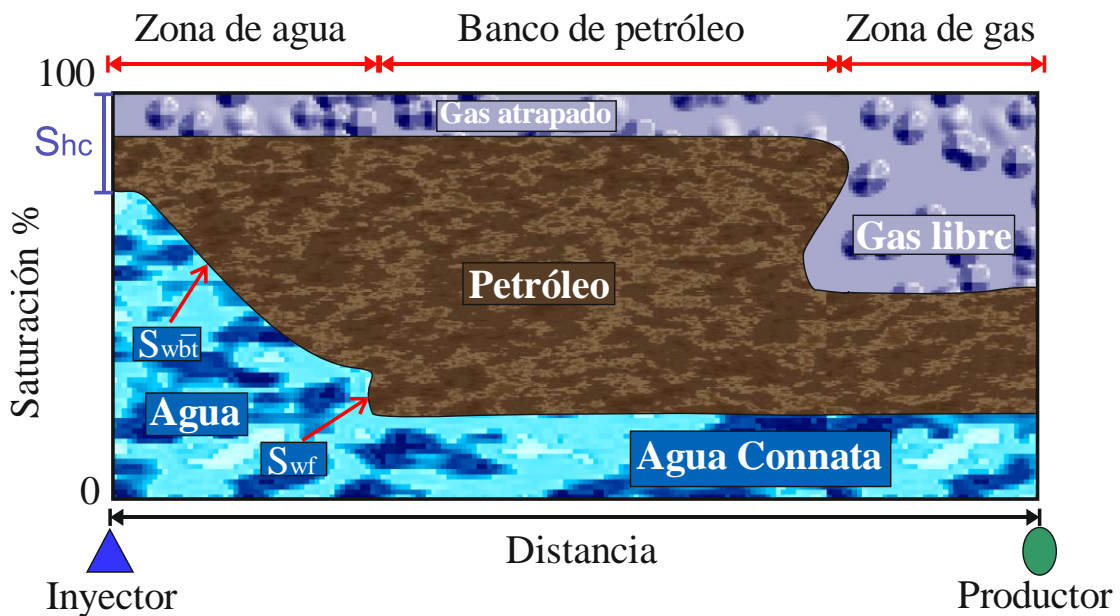


Figura 16: Esquema del perfil de saturación de un proceso de inyección de agua en un yacimiento parcialmente agotado.

El volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, en este punto la saturación de

gas se hace cero, el agua llena el espacio antes ocupado por el gas y aún no ha habido producción secundaria. En un yacimiento agotado en presión que posee una saturación de gas libre alta, es posible que no se forme el banco de aceite, es por ello que se inicia la inyección de agua cuando la saturación de gas libre es mínima (París, 2001).

3.5.2. Condiciones operacionales del pozo inyector

Después de la producción primaria es necesario realizar un modelo de inyección continua de agua para determinar el factor de recobro incremental respecto a la inyección de polímeros y su reducción por el efecto de cada parámetro de calidad del agua.

El periodo de producción primaria finaliza al cuarto año, momento en el que se alcanza la mínima saturación de gas libre. Se define un periodo de 16 años de inyección continua de agua. Los parámetros operacionales utilizados en el pozo inyector se muestran en la *tabla 9*.

Tabla 9:

Condiciones operativas del pozo inyector.

Condiciones operativas del pozo inyector	
Máxima presión de fondo, (psi)	4000
Tasa de inyección de fluidos, (Bbl/día)	1000

3.5.3. Resultados preliminares en la etapa de inyección de agua

El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. La técnica de recuperación secundaria más común es la inyección de agua. De acuerdo a la *figura 17* la etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el agua inyectada se produce en cantidades considerables y la producción deja de ser económicamente viable. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 50% del petróleo

original en sitio (París, 2001) como lo observamos en la *figura 18*. Una manera práctica de garantizar la construcción adecuada del modelo es mediante gráficos de factor de recobro vs. Tiempo o corte de agua vs. Tiempo, así como muchos otros que permitan garantizar que se está construyendo de manera adecuada.

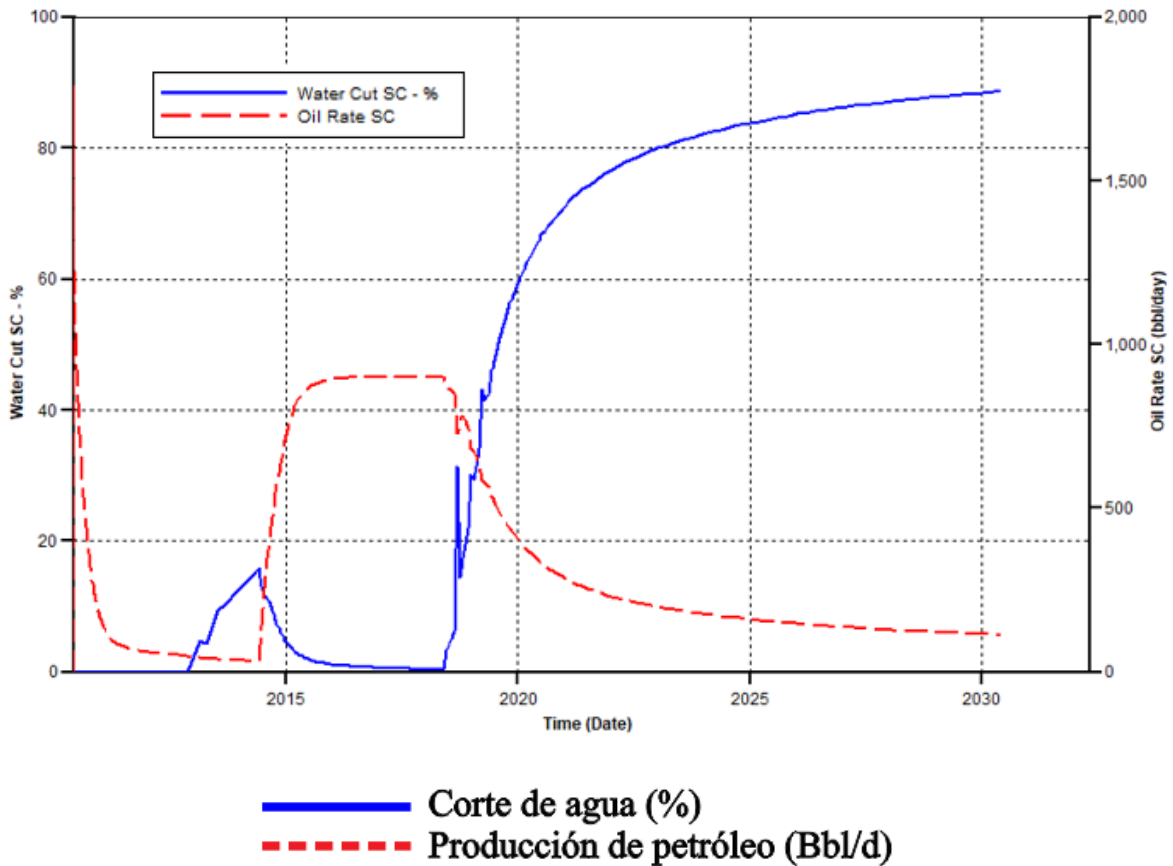


Figura 17: Corte de agua y producción de petróleo en el proceso de inyección continua de agua.

Fuente: Simulador STARS-CMG

En la figura 17 se observa un incremento inicial del corte de agua, ocasionado principalmente por la migración hacia el pozo productor de los fluidos de los alrededores, compensando las pérdidas de presión y de fluidos ocasionadas por la producción. El flujo del inyector se puede caracterizar como una serie infinita de líneas de flujo; la más corta es una línea recta entre el inyector y el productor, mientras que la más larga sigue los bordes de flujo

nulo desde el inyector al productor. La inyección de agua ocurre en un primer momento en la línea de flujo más corta, mientras el petróleo todavía se produce de las líneas de flujo más lentas, por ello el incremento del corte de agua se mantiene durante los primeros meses de la inyección, para posteriormente reducirse gradualmente por efecto del aumento en la producción de petróleo.

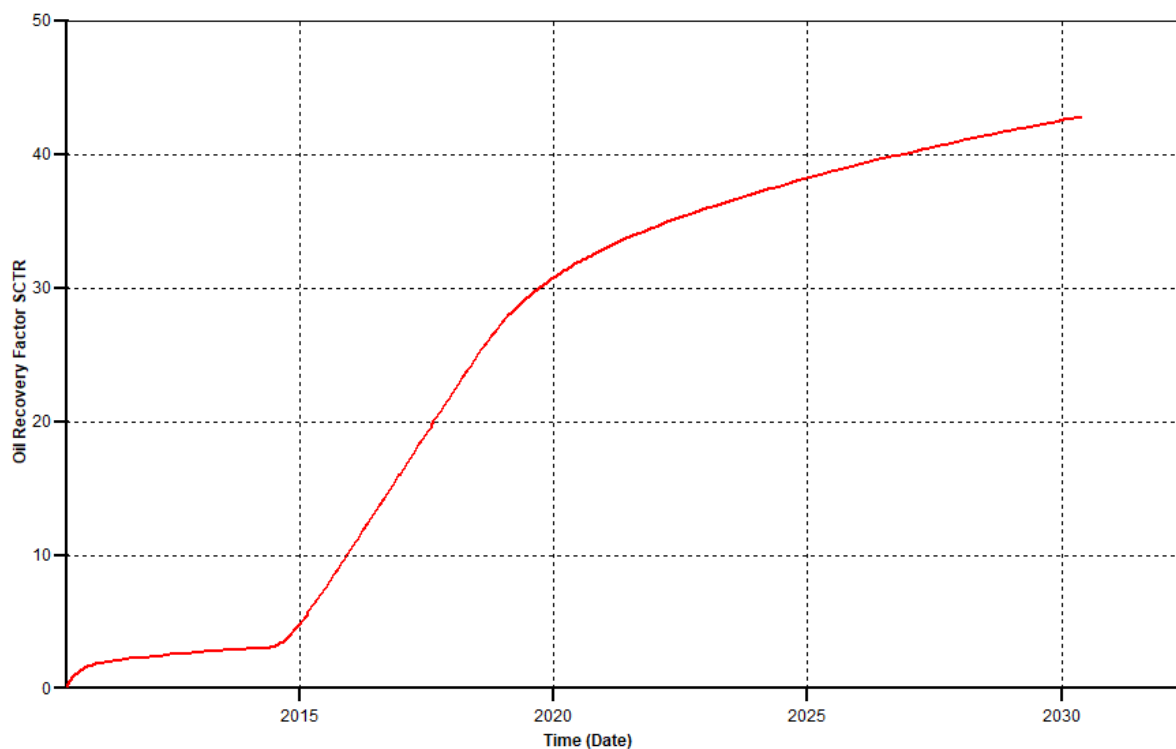


Figura 18: Factor de recobro alcanzado mediante la inyección continua de agua.

Fuente: Simulador STARS-CMG

3.6. Formulación matemática

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 calidad del agua de inyección 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 STARS.

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 degradación de la solución polimérica en el tiempo, adsorción, regla de mezcla no lineal y comportamiento reológico 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.

3.6.1. Peso molecular del polímero

Si el peso molecular del polímero es alto (es decir > 10 kg/gmol), esto forzaría el uso de fracciones molares muy pequeñas para la inyección de polímeros. Como STARS utiliza derivadas numéricas con un cambio de concentración por defecto de 1×10^{-7} , el uso de fracciones molares inferiores a este valor puede causar un bajo desempeño numérico. Por esta razón, el wizard en Builder utiliza un peso molecular del polímero de 8 kg/gmol.

Se debe tener en cuenta que el valor real del peso molecular utilizado en STARS no es importante, siempre que todos los parámetros se calculen con el mismo peso molecular.

3.6.2. Degradación de la solución polimérica en el tiempo

El efecto viscosificante del polímero decrece con el tiempo. Esto es modelado en STARS utilizando una reacción que convierte el polímero en agua. Para ello, es necesario la aplicación de la cinética química que consiste en explorar las leyes que rigen el cambio de la composición de un sistema en el tiempo y su relación con las variables que definen su estado.

La velocidad de reacción de un sistema reactivo polímero-agua se representa con la *ecuación*

1:



Donde:

a: moles de polimero

b: moles de agua

Formulada en términos de concentraciones molares, se define como:

$$V = -\frac{1}{a} \frac{d[A]}{d[t]} = \frac{1}{b} \frac{d[B]}{d[t]} \quad (\text{Ecuación 2})$$

El signo negativo presente en la anterior expresión representa la reducción de concentración del polímero. La ecuación de velocidad se puede describir de la siguiente manera (*ecuación 3*).

$$V = K[A]^X[B]^Y \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

V: Velocidad instantánea de reacción.

K: Constante de velocidad.

[*A*], [*B*]: Concentraciones de los reactivos en un momento dado.

X, *Y*: Exponentes calculados experimentalmente.

El cálculo de la constante de velocidad se puede realizar siguiendo la ecuación de Arrhenius (*ecuación 4*).

$$K = A \times e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

A: Factor que tiene en cuenta la frecuencia de las colisiones en la reacción.

E_a: Energía de activación (Kj. mol^{-1}).

R: Constante de los gases ($8,314 \times 10^{-3} \text{ J. K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$)

T: Temperatura (K)

Debido a que en el proceso no existe energía de activación, la constante de velocidad es igual a la frecuencia de las colisiones entre las moléculas del reactivo (polímero). Esta frecuencia se representa en el simulador STARS mediante la función *FREQFAC. Además los coeficientes estequiométricos de los reactivos y productos están definidos por las funciones *STOREAC y *STOPROD respectivamente.

En la *tabla 10* se observa la pérdida de viscosidad de una solución polimérica de FLOPAAM 3230S en función del tiempo.

Tabla 10:

Degradación en el tiempo de una solución polimérica de FLOPAAM 3230S

DEGRADACIÓN TIEMPO FLOPAAM 3230S	
Tiempo (días)	Viscosidad (Cp)
0	3,3
5	1,592
10	1,130
15	0,967
30	0,753
45	0,621

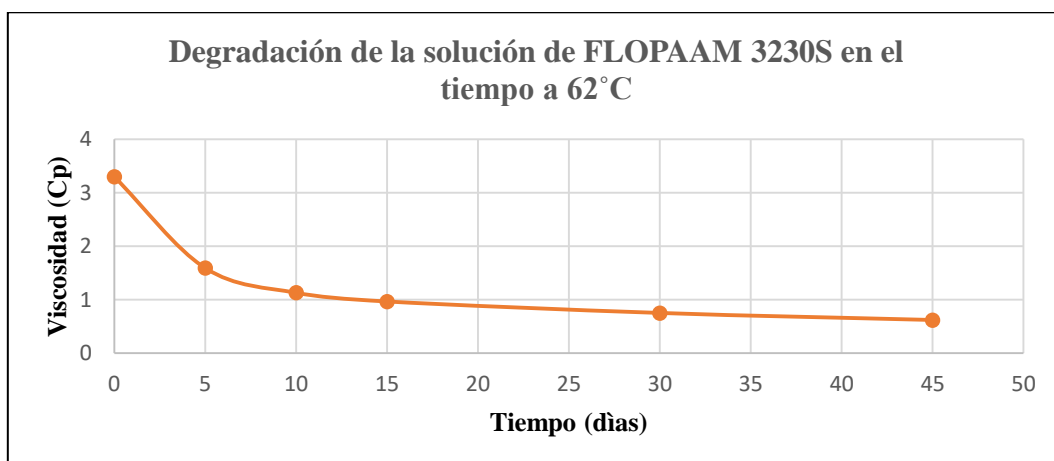
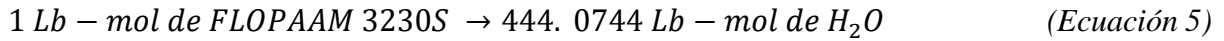


Figura 19: Degradación de la solución de FLOPAAM 3230S en el tiempo.

Nota: Adaptado de. A. Thomas, N. G. (2013). Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery. Oil and Gas Science and Technology.

Los anteriores datos cumplen con la siguiente reacción (ecuación 5 y 6).



$$V_m = - \frac{\Delta(\text{HPAM})}{\Delta t} = \frac{\Delta(\text{H}_2\text{O})}{444.0744 \times \Delta t} \quad (\text{Ecuación 6})$$

La pérdida de viscosidad de la solución de FLOPAAM 3230S corresponde a un cambio en la concentración del polímero y agua como se observa en la figura 20.

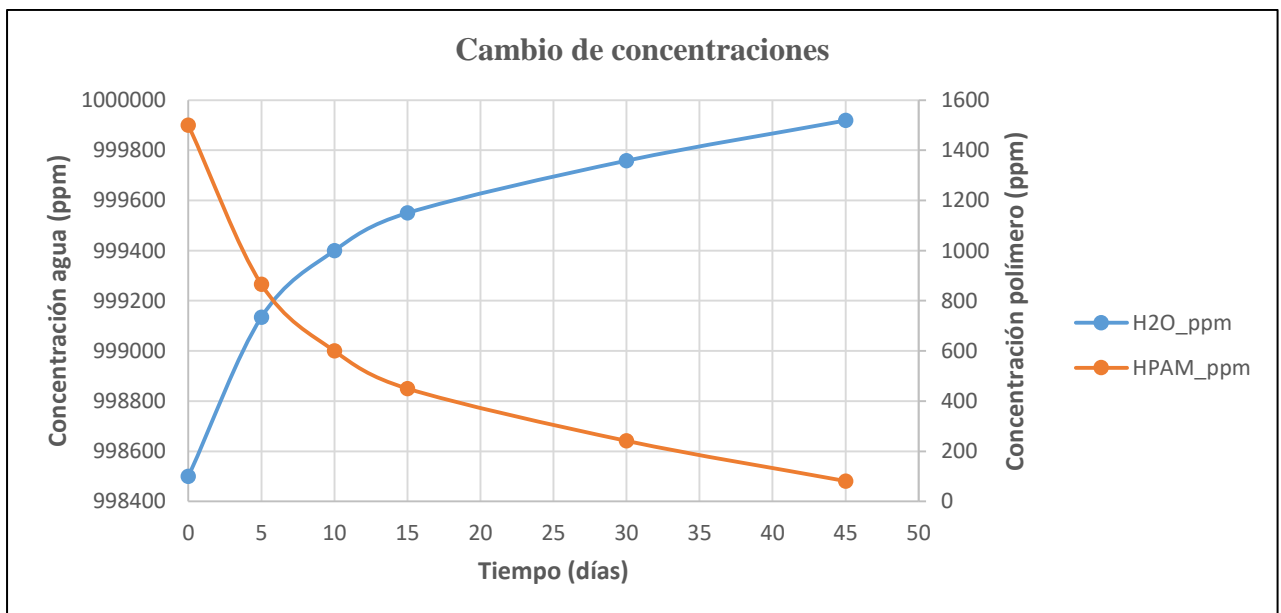


Figura 20: Cambios en la concentración de HPAM y agua en el tiempo.

En la figura 21 se muestra el efecto en la viscosidad de la solución polimérica ocasionado por la degradación en el tiempo del FLOPAAM 3230S para la fecha 2028-01-28.

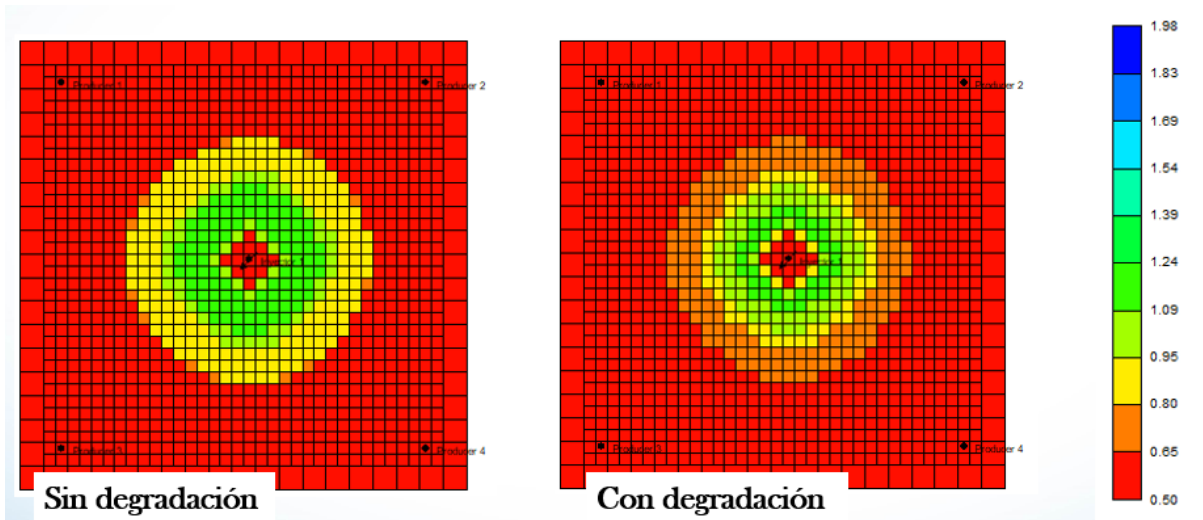


Figura 21. Efecto de la degradación en el tiempo en la viscosidad de la solución polimérica.

Fuente: Simulador STARS-CMG

3.6.3. Modelamiento de la adsorción de la solución polimérica en el medio poroso

Las propiedades de adsorción tales como la retención del componente, el factor de resistencia residual, un volumen de poro inaccesible y el nivel de desorción dependen de la permeabilidad de la formación. Las heterogeneidades del yacimiento pueden hacer que estas propiedades varíen de manera importante dentro del yacimiento. Por lo tanto, la adsorción de equilibrio está en función de la ubicación al igual que de la concentración del componente y de la temperatura (CMG, 2010).

3.6.3.1. Modelado de la adsorción máxima y residual

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 de la siguiente manera (Ecuación 7).

$$Ad_{i_{Stars}} = Ad_{i_{lab}} \cdot \frac{\rho_r \cdot (1 - \phi)}{\phi} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

$Ad_{i_{stars}}$: Adsorción del componente i , a ser ingresada en STARS, $(lb - mol/ft^3)$

$Ad_{i_{lab}}$: Adsorción obtenida en el laboratorio, $(mg/100 g \text{ de roca})$

ρ_r : Densidad de la roca (g/cm^3)

ϕ : Porosidad

Si $Ad_{i_{lab}}$, es la máxima adsorción obtenible, entonces esta será utilizada en STARS como la máxima capacidad de adsorción en el bloque del enmallado I, descrita mediante la función *ADMAXT.

Las especificaciones de los niveles residuales de adsorción *ADRT permite la flexibilidad de modelar tanto la adsorción reversible (química) $ADRT=0$ como la adsorción irreversible (mecánica) $ADRT=ADMAXT$, al igual que el proceso parcialmente reversible $0 < ADRT < ADMAXT$.

3.6.3.2. Modelado de la adsorción mediante isothermas de Langmuir

La adsorción es generalmente descrita por medio de una isoterma. Las isothermas de adsorción indican como las moléculas adsorbidas se distribuyen entre la fase líquida y la sólida cuando el proceso de adsorción alcanza un estado de equilibrio (Okeola FO, 2010). Muchos modelos describen la adsorción, sin embargo los investigadores usualmente utilizan el modelo de adsorción propuesto por Langmuir para comprender el fenómeno de la adsorción (Ding C, 2008).

La isoterma de adsorción de Langmuir da las moles adsorbidas del componente “ i ” por volumen de poro unitario de la siguiente manera (ecuación 8):

$$Ad_{i_{stars}} = \frac{(tad1+tad2 \cdot x_{nacl}) \cdot c_i}{(1+tad3 \cdot c_i)} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

tad1: 1^{er} parámetro de la expresión de Langmuir ($lb - mol/ft^3$)

tad2: 2^{do} parámetro de la expresión de Langmuir relacionada con los efectos de la sal ($lb - mol/ft^3$)

tad3: 3^{er} parámetro de la expresión de Langmuir.

xnacl: Salinidad de la salmuera.

3.6.3.3. Modelado del Factor de Resistencia (RF), el Factor de Resistencia Residual (RRF) y el volumen poroso inaccesible (IPV).

El Factor de Resistencia (RF) es la medida de la reducción de la movilidad y puede ser definido como la relación entre la movilidad del agua y la movilidad de una solución polimérica durante el flujo de polímero a las mismas condiciones (*ecuación 9*).

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{(K_w/\mu_w)}{(K_p/\mu_p)} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde:

λ_w : Movilidad del agua.

λ_p : Movilidad de la solución polimérica.

K_w : Permeabilidad efectiva al agua.

μ_w : Viscosidad del agua.

K_p : Permeabilidad efectiva a la solución polimérica.

μ_p : Viscosidad de la solución polimérica.

En una inyección de polímeros, estos aumentan la viscosidad del agua, mientras reducen la permeabilidad al agua. La adsorción de un polímero en un medio poroso generalmente disminuye su permeabilidad al agua, este efecto se caracteriza por un número denominado reducción de permeabilidad o Factor de Resistencia Residual (RRF).

El RRF puede ser definido como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo del polímero (*ecuación 10*).

$$RRF = \frac{K_b}{K_a} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

K_b : Permeabilidad de la salmuera medida antes de la inyección de polímero.

K_a : Permeabilidad de la salmuera medida después de la inyección de polímero.

STARS modela el anterior fenómeno basado en las ecuaciones 11 y 12.

$$R_{k\alpha} = 1 + (RRF_{\alpha} - 1) \cdot \frac{Ad_i}{ADMAXT} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde:

$R_{k\alpha}$: Factor de reducción de la permeabilidad.

RRF_{α} : Factor de resistencia residual a la fase α .

Ad_i : Adsorción del componente i .

$ADMAXT$: Adsorción máxima.

$$K_{ef\alpha} = \frac{K_{ra} \cdot K_{abs}}{R_{k\alpha}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

$K_{ef\alpha}$: Permeabilidad efectiva de la fase .

K_{abs} : Permeabilidad absoluta de la roca.

K_{ra} : Permeabilidad relativa de la fase α .

El factor de resistencia residual se especifica mediante la función *RRFT.

Entre los factores que afectan el proceso de inyección de polímeros, también encontramos el Volumen de Poro Inaccesible (IPV). En ocasiones, el flujo de las moléculas del polímero a través del medio poroso se ve limitado por gargantas de poro pequeñas que solamente permiten el paso de agua o salmuera. Estas aperturas reducidas que no entran en contacto con las moléculas del polímero fluyente forman lo que se denomina volumen de poro inaccesible,

cuya dependencia está ligada a la porosidad, permeabilidad y distribución del tamaño de poro en el yacimiento y el peso molecular del polímero (Dawson, 1977).

La función *PORFT permite representar en STARS el volumen de poro accesible, o fracción del volumen de poro disponible. El cálculo de dicha función se realiza siguiendo la *ecuación 13*.

$$\phi_p = (1 - IPV) \cdot \phi \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

ϕ_p : Porosidad efectiva al polímero.

ϕ : Porosidad original.

IPV: Volumen de poro inaccesible.

En la *figura 22* se muestra el efecto de la adsorción de la solución polimérica del FLOPAAM 3230S para la fecha 2028-01-28.

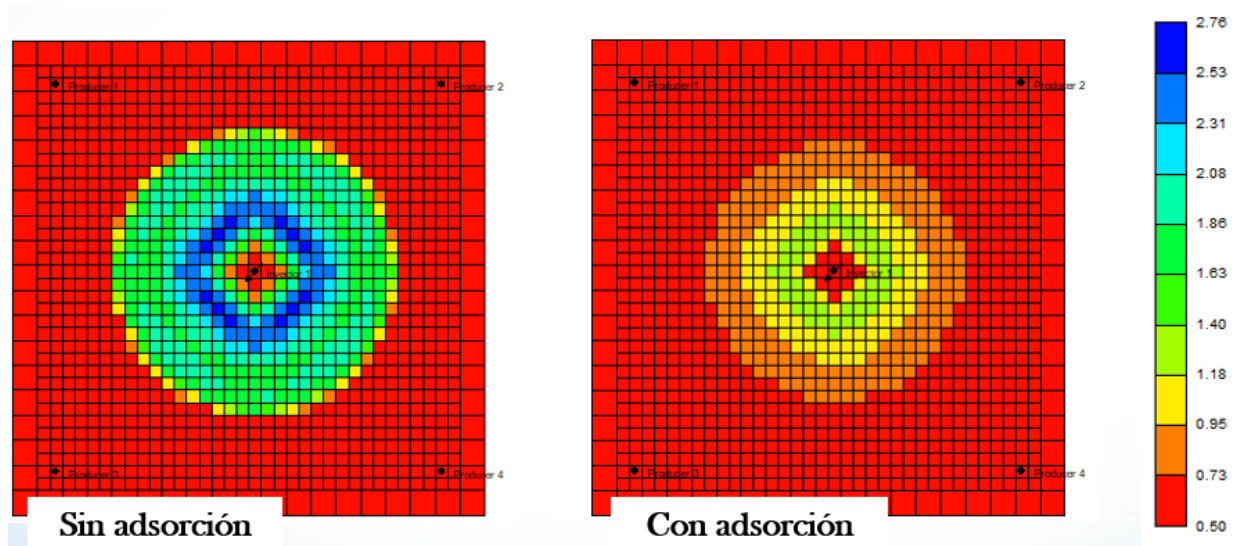


Figura 22. Efecto de la adsorción en la inyección de la solución polimérica.

Fuente: Simulador STARS-CMG

3.6.4. 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 para calcular la viscosidad inicial 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 modificada de la regla de mezcla lineal.

Fundamentalmente la fracción de masa x_i del componente clave en la regla de mezcla logarítmica lineal viene dada por la *ecuación 14*:

$$\ln(\mu_\alpha) = \sum_{i=1}^{n_t} X_i \cdot \ln(\mu_i) \quad (\text{Ecuación 14})$$

Se reemplaza por una función no lineal (*ecuación 15*), es decir:

$$X_p \rightarrow f(X_p) \quad (\text{Ecuación 15})$$

Donde:

μ_α : Viscosidad de la mezcla.

μ_i : Viscosidad del componente.

X_p : Fracción molar del polímero.

El requerimiento de que las pseudo-composiciones aún sumen un valor igual a 1, arroja una condición en el simulador respecto al factor de normalización N, de la siguiente manera (*ecuación 16*):

$$f(X_p) + N \cdot \sum_{i=1}^{n_t} X_j = 1 \quad (\text{Ecuación 16})$$

Despejando, obtenemos (*ecuación 17*):

$$N = \frac{1-f(X_p)}{\sum_{j \neq p}^{n_t} X_j} \quad (\text{Ecuación 17})$$

Sin embargo $\sum_{j \neq p}^{n_t} X_j = 1 - X_p$, y la *ecuación 17* pueden ser escritos de la siguiente manera (*ecuación 18*):

$$N = \frac{1-f(X_p)}{1-X_p} \quad (\text{Ecuación 18})$$

De manera tal que la regla de mezcla logarítmica modificada se muestra de la siguiente forma (*ecuación 19*):

$$\ln(\mu_a) = f(X_p) \cdot \ln(\mu_p) + \frac{1-f(X_p)}{1-X_p} \cdot \sum_{i \neq p}^{n_t} X_i \cdot \ln(\mu_i) \quad (\text{Ecuación 19})$$

Y que puede reducirse a la regla de mezcla original, si la función $f(X_p)$ resulta ser lineal.

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 11* se indican los valores definidos en el simulador para la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Tabla 11:

Regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

REGLA DE MEZCLA FLOPAAM 3230S			
[] Polímero (ppm)	$X_j = (1 - X_i)$	Viscosidad Mezcla	$F(X_i)$
250	999750	0,8	0,249
500	999500	1	0,367
600	999400	1,1	0,439
700	999300	1,3	0,497
900	999100	1,6	0,614
1000	999000	1,8	0,679
1100	998900	2,0	0,730
1200	998800	2,2	0,789
1300	998700	2,5	0,847
1400	998600	2,8	0,905
1500	998500	3,3	1

3.6.5. Modelamiento del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas

Generalmente, las soluciones poliméricas presentan un comportamiento newtoniano a velocidades de corte muy bajas (menores a 0.1 s⁻¹) y muy altas (mayores a 100 s⁻¹), es decir, que la viscosidad no varía con el shear rate. Cabe señalar que a shear rates altos, las moléculas de polímero comienzan a romperse y por ende la viscosidad de éstas soluciones solamente alcanza valores un poco más altos que el del agua (Sorbie, 1991).

La ecuación matemática que describe el comportamiento de la viscosidad vs. Velocidad de corte o shear rate para soluciones poliméricas en la región pseudoplástica (entre las dos regiones Newtonianas, en un rango de shear rate entre 0.1 y 100 s⁻¹, obedece a la Ley de Potencia o en algunos casos es llamada la Ley de Ostwald and Waele (Bird, 1960). La Ley de Potencia está dada por la siguiente expresión (ecuación 20):

$$\eta = K\dot{\gamma}^{n-1} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde, K y n son constantes, en la región pseudoplástica $n \leq 1$ (valores entre 0.4 y 0.7) y

la viscosidad disminuye con el aumento del shear rate. Para un fluido Newtoniano $n = 1$, y K es la viscosidad constante, η .

Aunque la *ecuación 20* resulta bastante satisfactoria para describir la región pseudoplástica, no lo es cuando se trata de describir las zonas donde la velocidad de corte es muy baja o muy alta (menores a 0,1 s⁻¹ y superiores a 100 s⁻¹) (Sorbie, 1991).

Se han propuesto varios modelos matemáticos para describir las dos zonas newtonianas mencionadas anteriormente, los más conocidos son el modelo de Carreau (Carreau, 1972) y el modelo de Carreau-Yasuda (Sorbie, 1991).

En el modelo de Carreau la viscosidad está relacionada con la velocidad de corte o shear rate mediante una expresión del tipo:

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{[1 + (\gamma\dot{\lambda})^2]^p} \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde:

- η : Viscosidad.
- η_0 : Viscosidad a cero shear rate.
- η_{∞} : Viscosidad a shear rate infinito.
- $\dot{\gamma}$: Esfuerzo de corte (Shear rate).
- λ : tiempo de relajación.
- $p = \frac{1 - n}{2}$
- n : Exponente de la ley de potencia.

Para valores de shear rate intermedios, el modelo de Carreau representa la relación de la Ley de Potencia (Sorbie, 1991). Prácticamente η y η_0 son más grandes que η_{∞} y $(\gamma\dot{\lambda})^2$ es mucho mayor a 1. La *ecuación 21* se convierte en la ecuación de la ley de Potencia, la cual describe la viscosidad a valores de velocidad de corte intermedios.

En el modelo de Carreau-Yasuda se introduce un parámetro adicional y la viscosidad está

relacionada con la velocidad de corte mediante una expresión del tipo (ecuación 22):

$$\eta = \eta_{\infty} + (\eta_0 - \eta_{\infty}) \left[1 + (\dot{\gamma}\lambda)^a \right]^{\frac{n-1}{a}} \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde:

η : Viscosidad.

η_0 : Viscosidad a cero shear rate.

η_{∞} : Viscosidad a shear rate infinito.

$\dot{\gamma}$: Esfuerzo de corte (Shear rate).

λ : tiempo de relajación.

n : Exponente de la ley de potencia.

Como los datos obtenidos de las curvas de viscosidad vs. shear rate en la región pseudoplástica (entre las dos regiones newtonianas) obedecen a la ley de potencia, fue posible realizar extrapolaciones en las dos zonas no newtonianas, empleando el modelo matemático de Carreau-Yasuda.

En la *tabla 12* se presenta el análisis de regresión empleando el modelo de Carreau Yasuda para las soluciones poliméricas del FP 3230S. En la *figura 23* se presenta la información de manera gráfica.

Tabla 12:

Análisis de regresión empleando el modelo de Carreau-Yasuda para la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Análisis de regresión para soluciones poliméricas, Temperatura=62°C			
Parámetro	Concentración FP3230S (ppm)		
	1000	1500	2000
η_0 (Cp)	1,583	3,929	4,662
η_{∞} (Cp)	1	0,792	1
λ	1	0,877	0,998
a	1	0,756	0,998
n	1	0,893	0,952

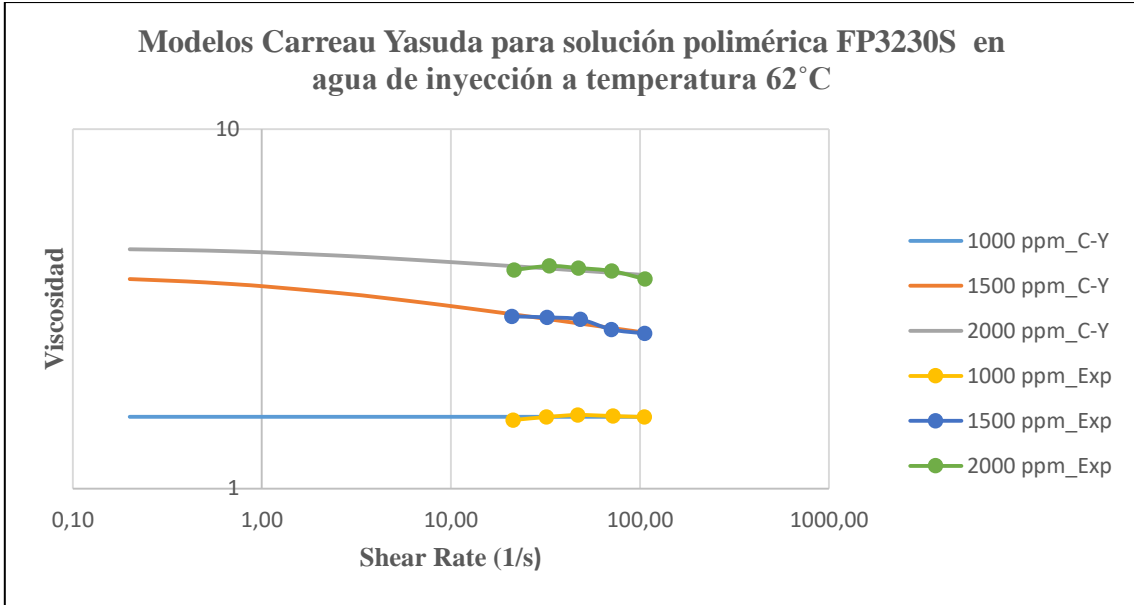


Figura 23: Modelo de regresión empleando Carreau-Yasuda para curvas de viscosidad versus velocidad de corte (shear rate) de soluciones poliméricas del FLOPAAM 3230S (1000, 1500, 2000 y 2500 ppm).

3.7. Construcción del modelo de inyección de polímero

Con el fin de evaluar el impacto de la calidad del agua de inyección en la eficiencia de un proceso de inyección de polímeros, se define las condiciones para la simulación, presentadas en la *tabla 13*. Las cuales consisten en la inyección de un pre-flujo de agua durante un periodo de dos años para minimizar el impacto de los iones disueltos en el agua de formación sobre la solución polimérica inyectada, seguido de la inyección de una solución de HPAM (FLOPAAM 3230S) en dos baches de diferentes concentraciones.

Tabla 13.

Condiciones óptimas de simulación.

Producción primaria, (años)	4
Pre-flujo de agua, (años)	2
Inyección de polímeros - 1500 ppm, (años)	6
Inyección de polímeros - 1000 ppm, (años)	4
Post - flujo de agua, (años)	4

Se plantea la inyección de dos baches de polímero como se indica en la tabla 13, que equivalen a 0.27 volúmenes porosos (VP) inyectados, a una tasa de 1000 Bbl/día. El proceso de inyección inicia en el año 2014 con la inyección de un pre-flujo de agua concluyendo en el año 2030 tras la inyección de un bache de post-flujo de agua.

Se establece la tasa de inyección relativamente baja en 1000 BWPD, lo que resulta en extensos periodos de inyección de polímero. Una explicación a lo anterior surge de la predominante baja permeabilidad del modelo (*tabla 3*). El no poder mantener la misma tasa de inyección impediría una comparación directa entre los escenarios de simulación.

4. Análisis de los resultados de simulación

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación más conocidos e implementados en todo el mundo. Sin embargo, la aplicación de este proceso implica limitaciones para la efectividad del barrido. Por lo tanto, es necesario implementar métodos mejorados de recuperación de petróleo (EOR) para aumentar la eficiencia volumétrica y de desplazamiento y así aumentar el factor de recobro, incluso en las primeras etapas del proceso de inyección (Manrique. E, 2010).

En este capítulo se pretende evaluar numéricamente el efecto que tiene la calidad de agua sobre el desempeño de un yacimiento sometido a la inyección de una solución polimérica, identificando los parámetros críticos sobre el desarrollo de un proceso de este tipo. 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 del factor de recobro

incremental basados en la sensibilidad de los parámetros que afectan la calidad del agua.

En el piloto de inyección de polímero del Campo Palogrande-Cebú se ha utilizado agua fresca proveniente del sistema de captación Arenas de menos de 100 mg/l de Cl⁻, con presencia nula o no significativa de hierro y sin grasas y aceites. La viscosidad objetivo para este piloto es de 3.3 cP, con lo cual se estima reducir la relación de movilidades en la inyección de agua de 7.5 a valores cercanos a 1 con la inyección de polímero (R. Jiménez, 2010).

En la *figura 24* se compara el factor de recobro del proceso de inyección de agua continua durante 16 años con la inyección de 0.27 volúmenes porosos de dos baches de polímero en el piloto del campo Palogrande-Cebú.

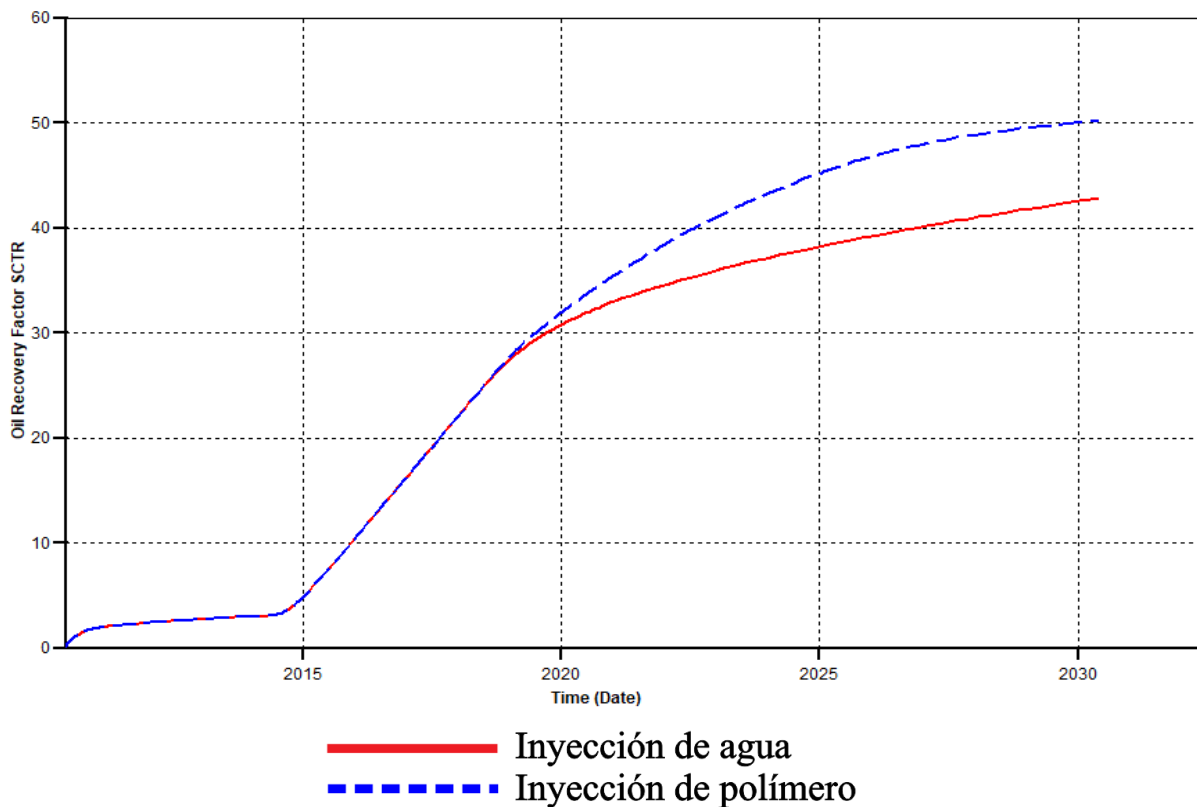


Figura 24: Factor de recobro alcanzado con la inyección continua de agua y Factor de recobro alcanzado con la inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S

Fuente: Simulador STARS-CMG

En la anterior figura se puede observar un factor de recobro incremental por la inyección de

polímero de 7.38% respecto a la inyección continua de agua. Lo que da un punto de partida para el desarrollo de la sensibilidad de los diferentes parámetros que afectan la calidad del agua.

4.1. Evaluación del efecto de la dureza.

En la *figura 25* se observa la pérdida de viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S en función de diferentes concentraciones de dureza total (250, 500 y 750 ppm). A partir de las cuales se construye las reglas de mezcla no lineal para cada concentración de dureza que se muestran en el *Apéndice A*.

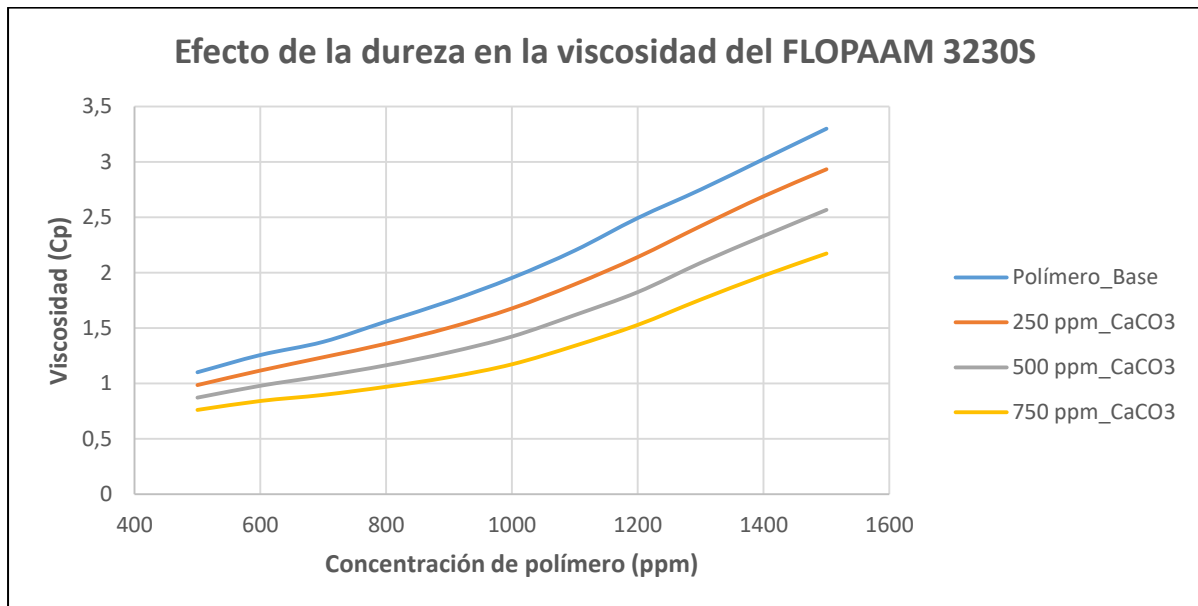


Figura 25: Efecto de la dureza en la viscosidad de soluciones poliméricas de FLOPAAM 3230S

Nota: Adaptado de SNF. (2004). FLOPAAM. Enhanced Oil Recovery, 3-12.

En la *figura 26* se muestra la sensibilidad del efecto de la dureza en el factor de recobro, comparándolo con el polímero base y la inyección continua de agua para posteriormente determinar la reducción en el factor de recobro.

En la *tabla 14* se observa el factor de recobro alcanzado con la inyección de polímero con diferentes concentraciones de dureza, además de la reducción del factor de recobro en cada

caso.

La reducción del factor de recobro se debe a la precipitación de las sales divalentes y trivalentes de calcio y magnesio, que generan como efecto principal la pérdida de la viscosidad en la solución polimérica (Fenton, 1994). Además, La estructura del polímero por encima de 50°C genera un aumento de la anionicidad (SNF, FLOPAAM, 2004), cuando los valores de anionicidad se encuentran por encima del 35% al 40%, se genera precipitación de iones como Ca^{2+} y Mg^{2+} , contribuyendo a la pérdida de viscosidad.

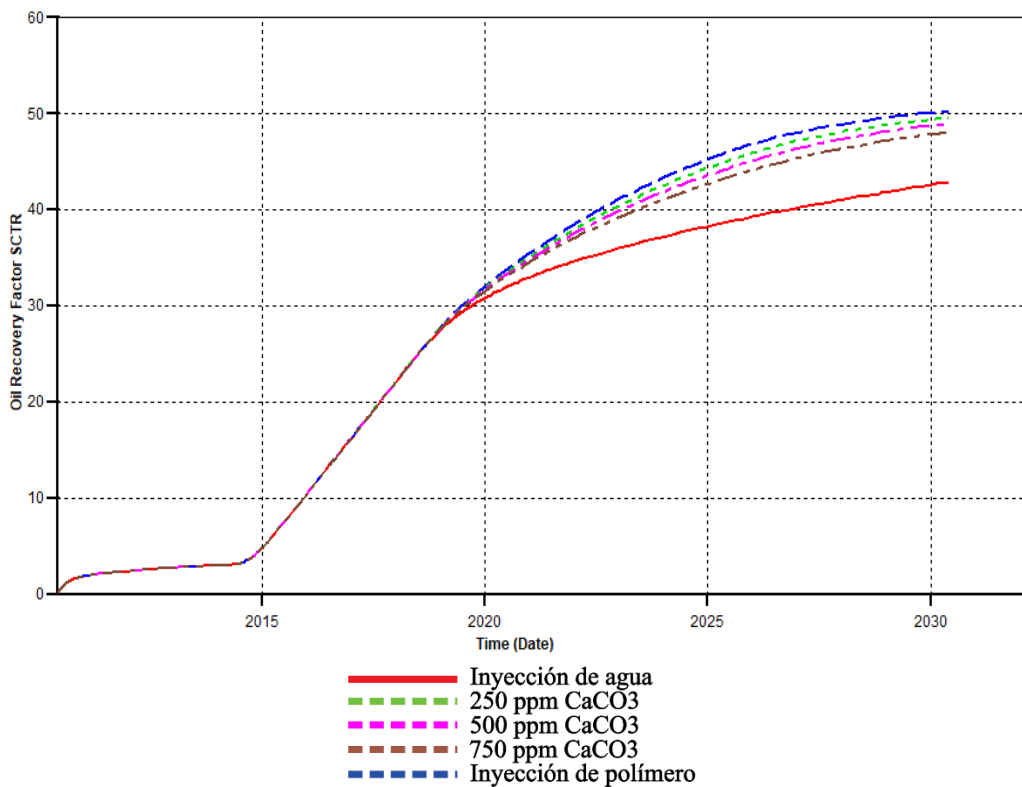


Figura 26: Sensibilidad del efecto de la dureza en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 14:

Reducción del factor de recobro por efecto de la dureza.

Dureza Total CaCO ₃ (ppm)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
250	49,5476	0,7087
500	48,9211	1,3352
750	48,0152	2,2411

4.2. Evaluación del efecto del Oxígeno-Hierro

La figura 27 representa la pérdida de viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S en función de diferentes concentraciones de oxígeno para cada concentración de hierro (0, 5, 10, 20 y 30 ppm), con las cuales se construye reglas de mezcla no lineal para tres concentraciones de hierro y tres concentraciones de oxígeno como se muestran en los Apéndices B, C y D.

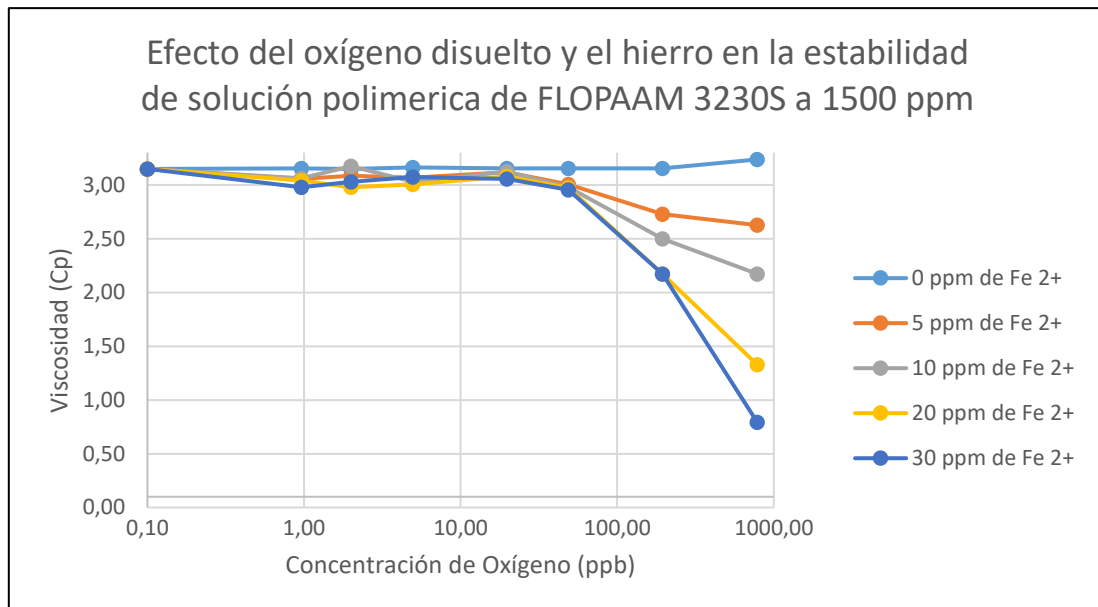


Figura 27: Efecto del oxígeno disuelto y el hierro en la estabilidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Nota: Adaptado de SNF. (2004). FLOPAAM. Enhanced Oil Recovery, 3-12.

En las *figuras 28, 29 y 30* se muestra la sensibilidad del efecto de 10, 20 y 30 ppm de hierro respectivamente para concentraciones de oxígeno de 50, 200 y 800 ppb en el factor de recobro.

En las *tablas 15, 16 y 17* se observa el factor de recobro alcanzado con la inyección de polímero a diferentes concentraciones de oxígeno para concentraciones de 10, 20 y 30 ppm de hierro respectivamente, además de la reducción del factor de recobro en cada caso.

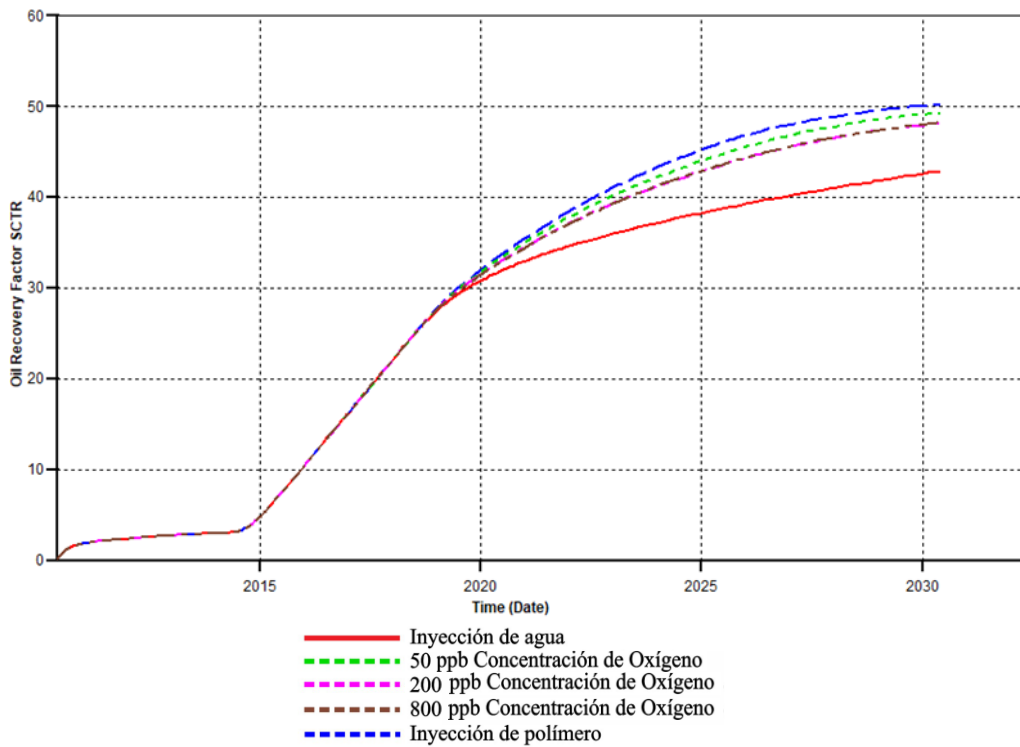


Figura 28: Sensibilidad del efecto de 10 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

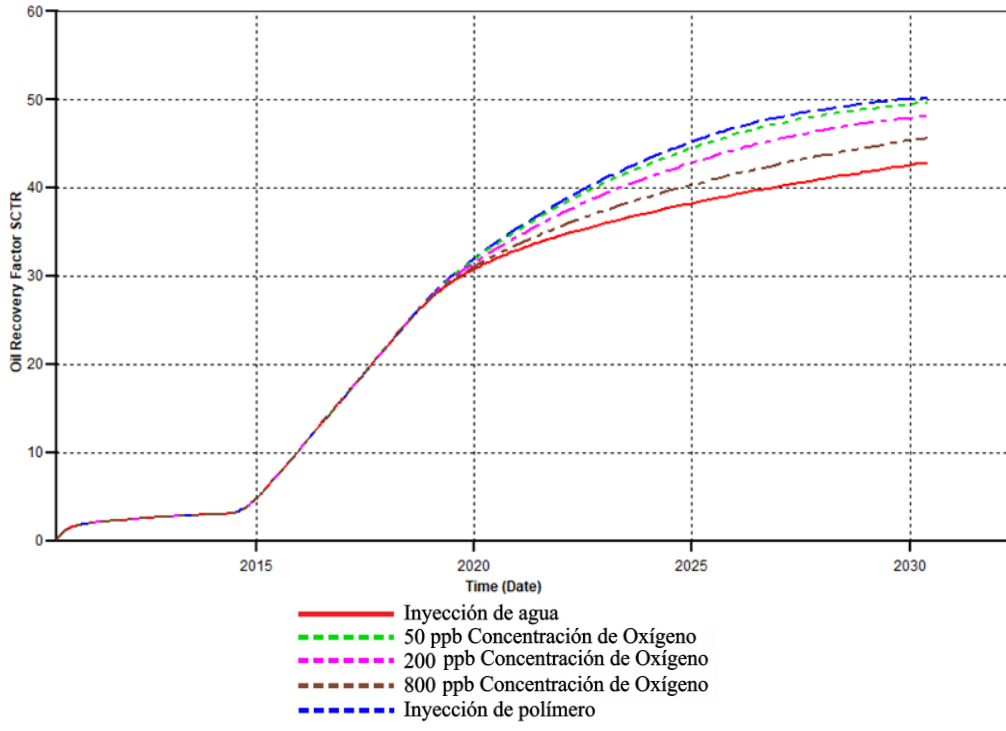


Figura 29: Sensibilidad del efecto de 20 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

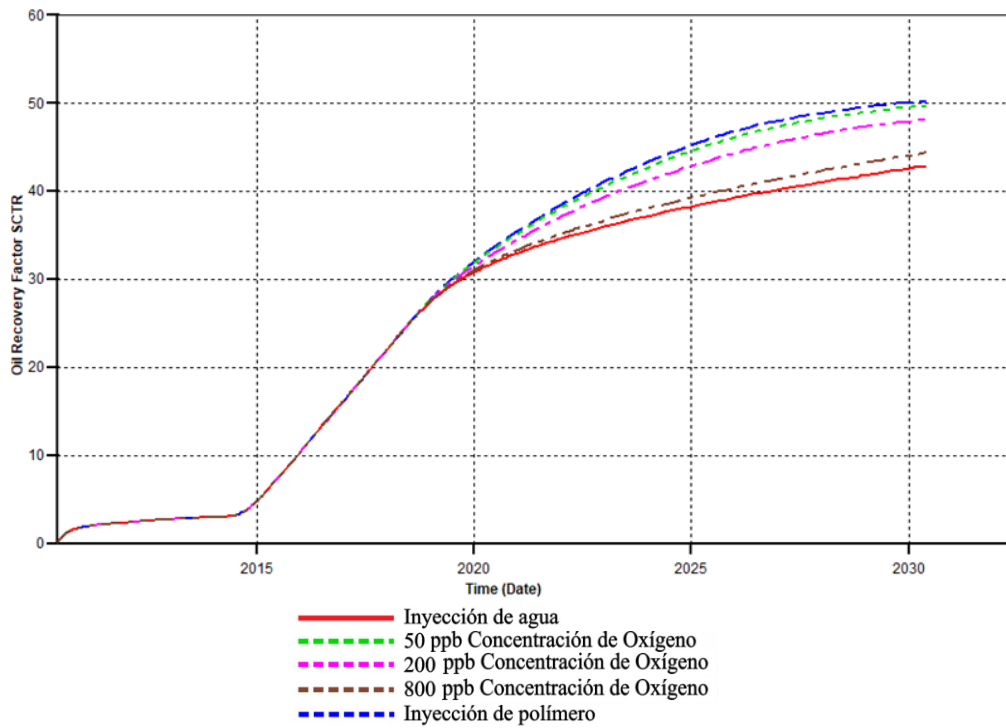


Figura 30: Sensibilidad del efecto de 30 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 15:

Reducción del factor de recobro por efecto de 10 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.

10 ppm de Fe 2+		
Concentración de oxígeno (ppb)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
50	49,978	0,2783
200	48,1536	2,1027
800	48,1536	2,1027

Tabla 16:

Reducción del factor de recobro por efecto de 20 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.

20 ppm de Fe 2+		
Concentración de oxígeno (ppb)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
50	49,7756	0,4807
200	48,1536	2,1027
800	45,6365	4,6198

Tabla 17:

Reducción del factor de recobro por efecto de 30 ppm de hierro a diferentes concentraciones de oxígeno.

30 ppm de Fe 2+		
Concentración de oxígeno (ppb)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
50	49,719	0,5373
200	48,1536	2,1027
800	44,3392	5,9171

El anterior análisis permite determinar que el oxígeno con niveles superiores a 20 ppb ocasiona la degradación química de los polímeros. Sin embargo, esta reacción está fuertemente catalizada por hierro generando radicales libres (Sorbie, 1991). El hierro, normalmente presente en las aguas por efecto de la corrosión, cataliza la reacción de degradación química de los polímeros en presencia de trazas de oxígeno. Actualmente se ha fijado un límite de 2 ppm de oxígeno como máximo y adecuado (sin presencia de hierro).

Se puede observar que en un sistema cerrado, por debajo de 10 ppm de Fe+2, las pérdidas de viscosidad no exceden el 10 %. Sin embargo, en un sistema abierto las pérdidas de viscosidad sí son apreciables, alcanzando más del 80 % con menos de 10 ppm de Fe+2.

4.3. Evaluación del efecto de la salinidad

La viscosidad de la solución de FLOPAAM 3230S, 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. Sin embargo, 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. Como se puede observar en la *figura 31*.

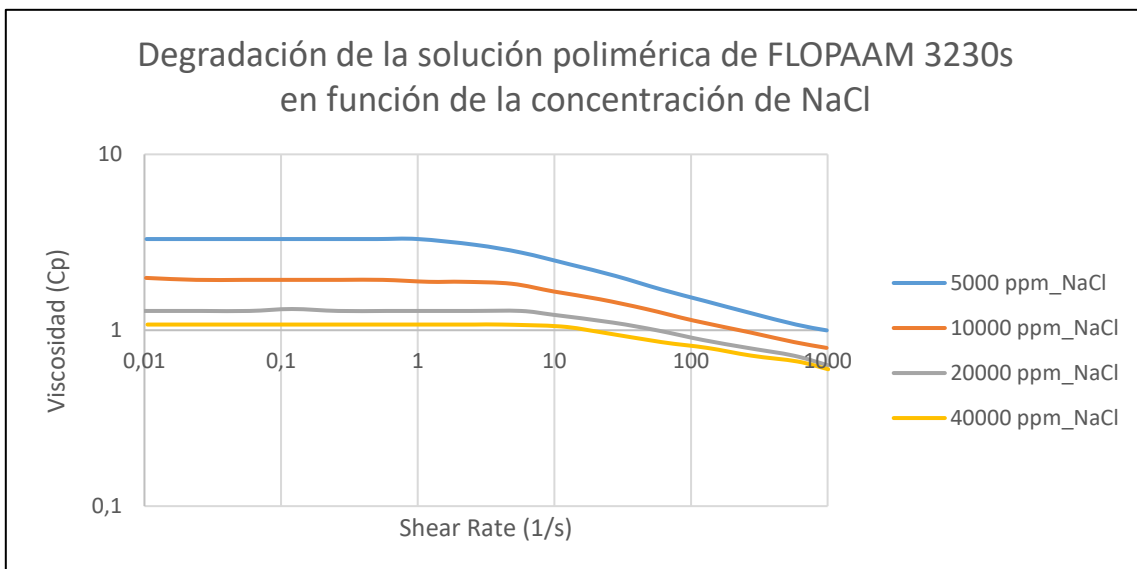


Figura 31: Efecto de la concentración de NaCl en la viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Nota: Adaptado de SNF. (2004). FLOPAAM. Enhanced Oil Recovery, 3-12.

En la *figura 32* se muestra la sensibilidad del efecto de diferentes niveles de salinidad en el factor de recobro, comparándolo con el polímero base y la inyección continua de agua.

En la *tabla 18* se observa el factor de recobro alcanzado con la inyección de polímero con diferentes concentraciones de NaCl, además de la reducción del factor de recobro en cada caso.

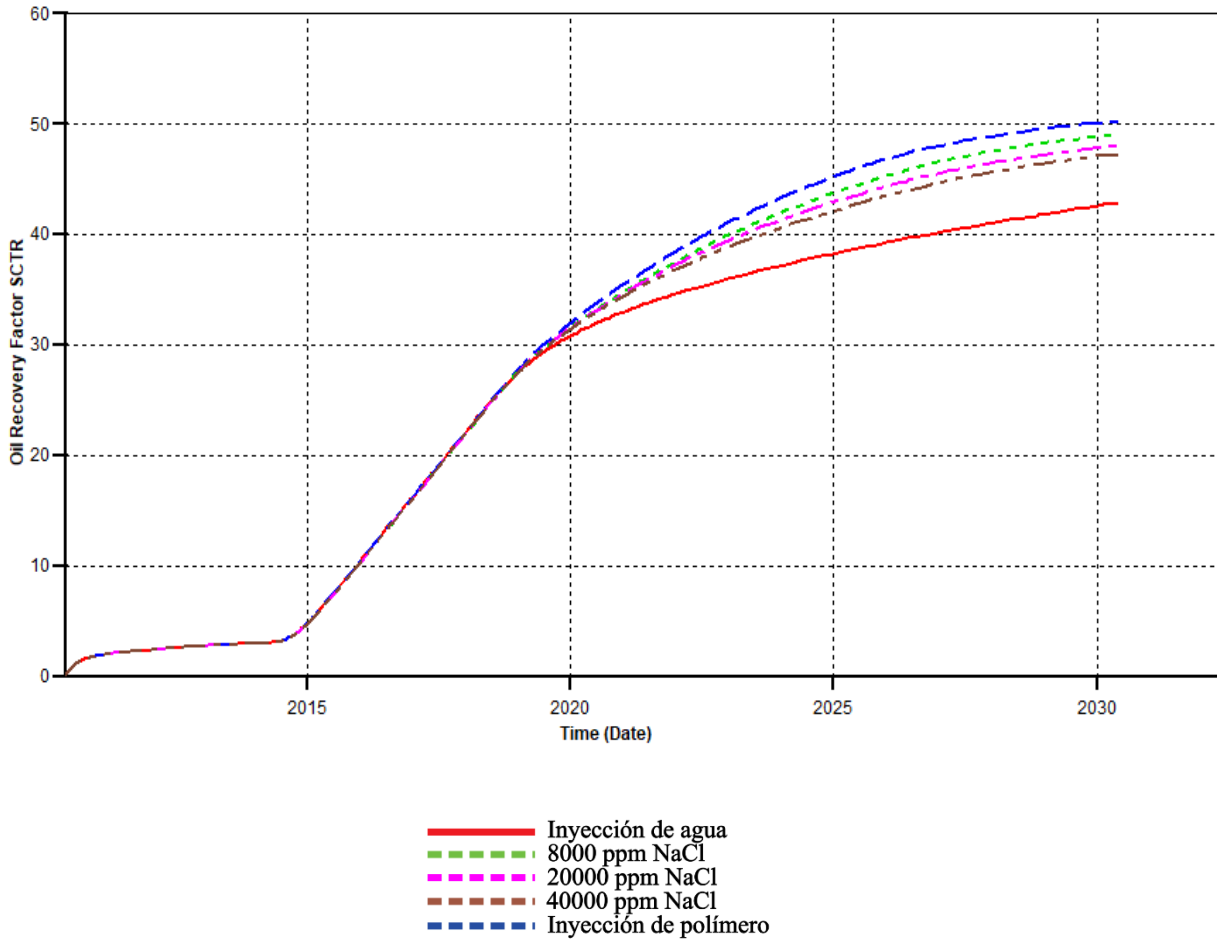


Figura 32: Sensibilidad del efecto de la concentración de NaCl en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 18:

Reducción del factor de recobro por efecto de la concentración de NaCl.

Concentración de NaCl (ppm)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
8000	49,0709	1,1854
20000	48,0663	2,19
40000	47,3055	2,9508

4.4. Evaluación del efecto de los sólidos en suspensión

Los sólidos en suspensión presentes en el agua de inyección en un proceso de inyección de polímeros alteran notablemente la inyectividad de la solución debido al incremento de la presión de fondo del pozo inyector, ocasionado por el taponamiento de la formación. En la *figura 33* se aprecia el aumento de la presión de fondo en la inyección de soluciones poliméricas con diferentes concentraciones de sólidos suspendidos. La presencia de sólidos suspendidos no afecta la viscosidad de la solución polimérica.

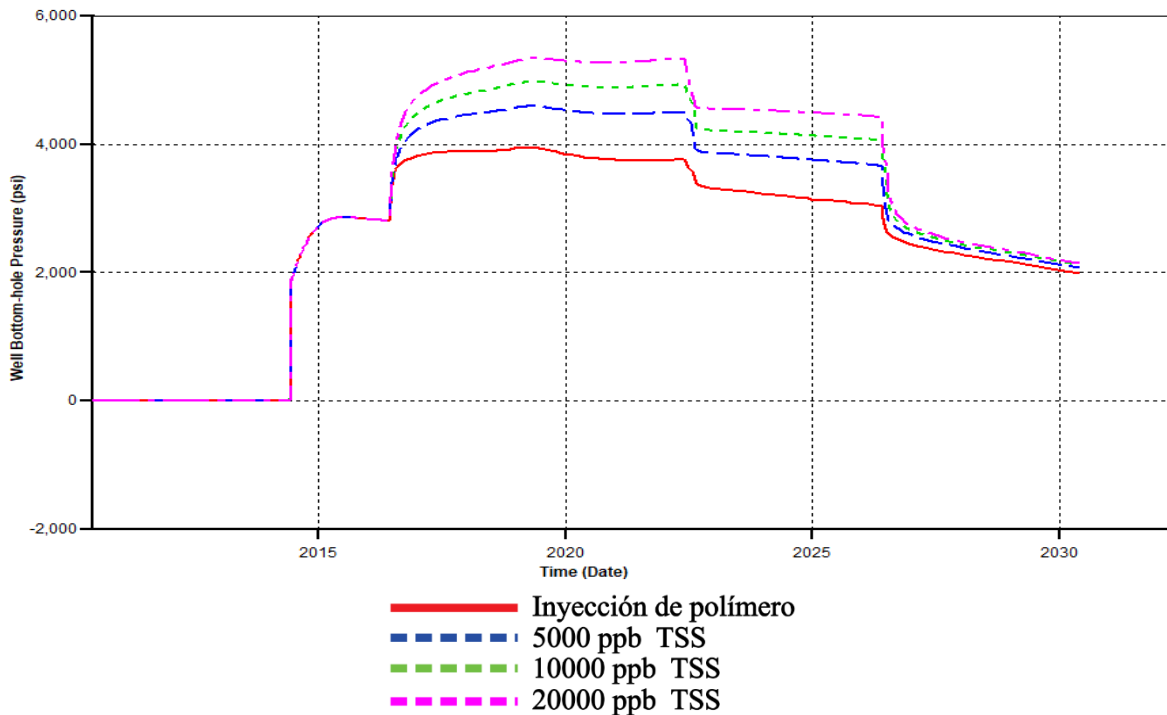


Figura 33: Efecto de los sólidos totales disueltos en la presión de fondo del pozo inyector.

Fuente: Simulador STARS-CMG

El valor de la presión de fondo para el pozo inyector establecido en el modelo numérico es de 4000 psi, valores superiores ocasionan una disminución en la tasa de inyección, lo que conlleva a una reducción en el factor de recobro incremental desde el inicio de la inyección de la solución polimérica como se muestra en la *figura 34*.

En la *tabla 19* se observa el factor de recobro alcanzado con la inyección de polímero con diferentes concentraciones de sólidos suspendidos y la reducción del factor de recobro en cada caso.

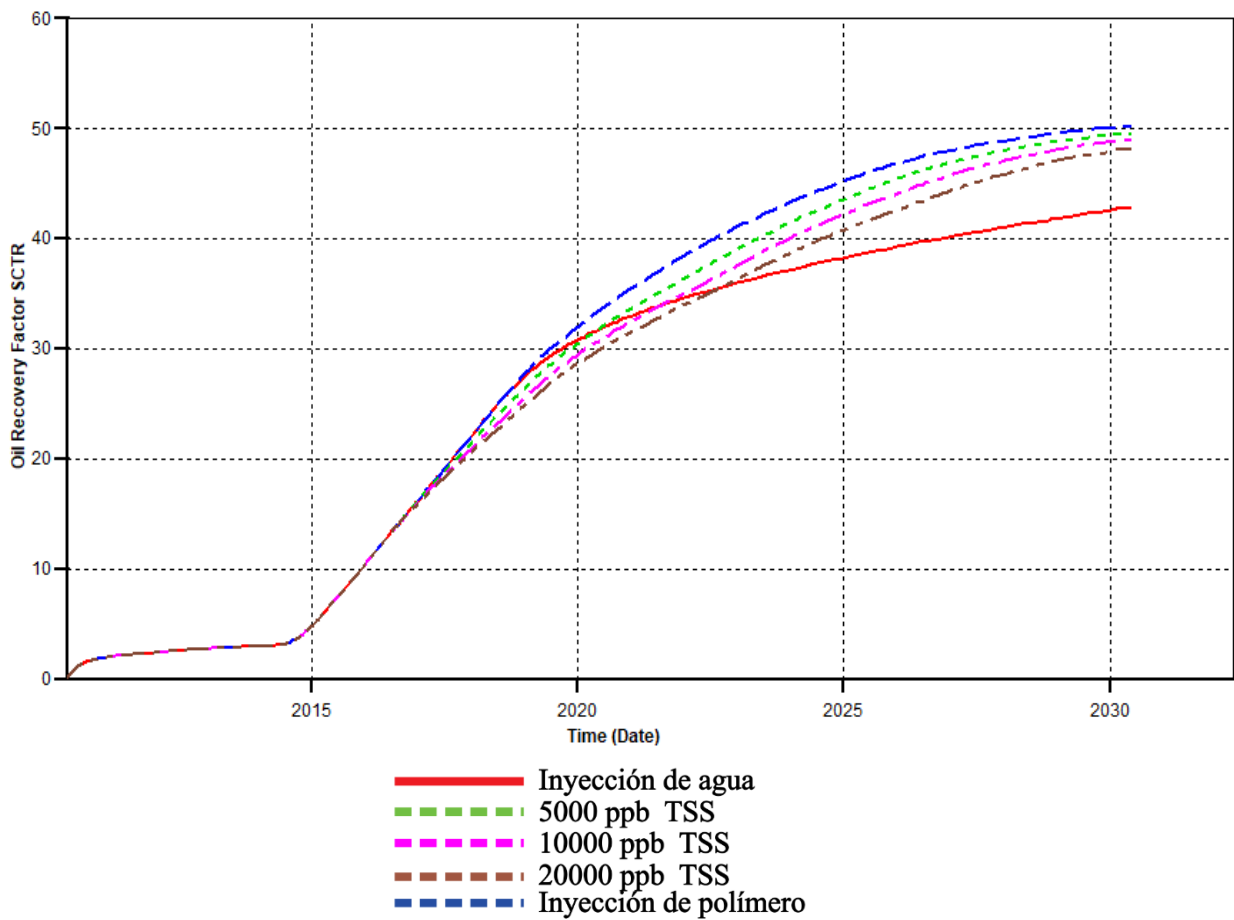


Figura 34: Sensibilidad del efecto de los sólidos totales suspendidos en el factor de recobro de un proceso de inyección de dos baches de solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Tabla 19:

Reducción del factor de recobro por efecto de los sólidos totales suspendidos.

Concentración de sólidos totales suspendidos (ppb)	Factor de recobro (%)	Reducción del Factor de recobro (%)
5000	49,6136	0,6427
10000	49,0053	1,251
20000	48,1894	2,0669

4.5. Evaluación del efecto de grasas y aceites.

En la figura 35 se observa el aumento de la presión de fondo en la inyección de soluciones poliméricas con diferentes concentraciones de grasas y aceites.

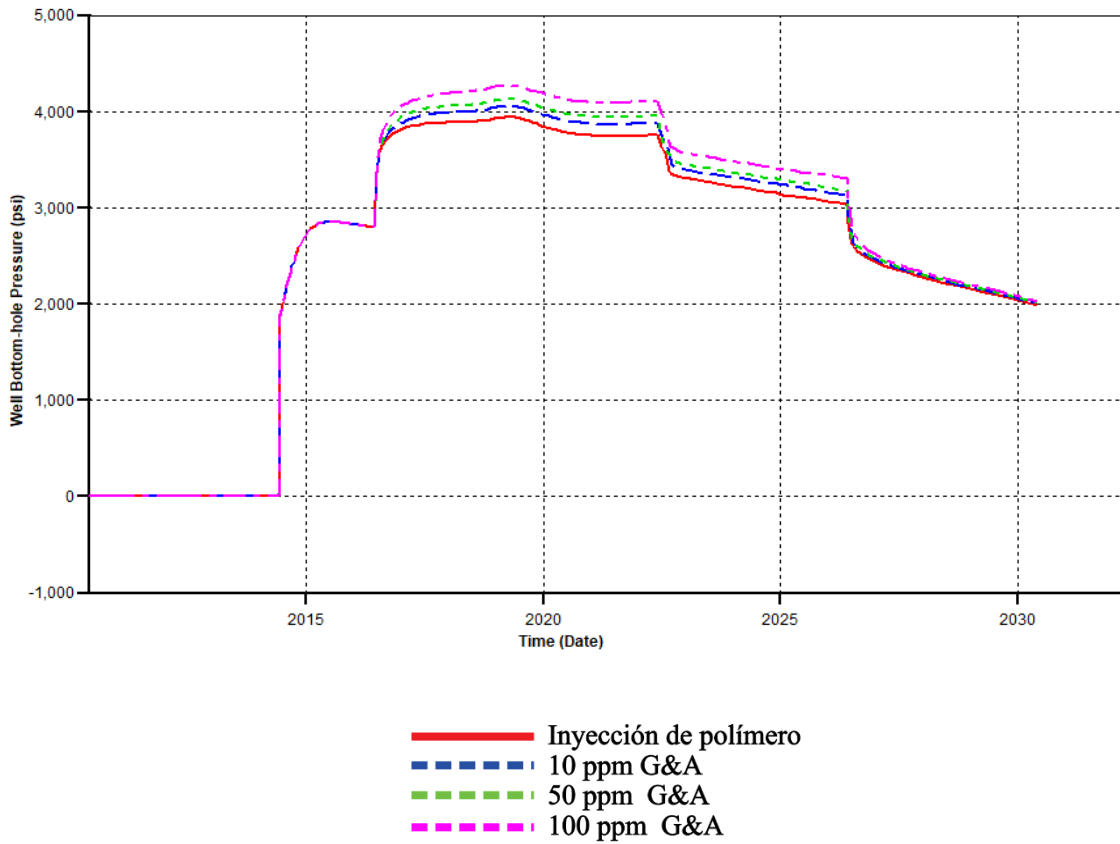


Figura 35: Efecto de las grasas y aceites en la presión de fondo del pozo inyector.

Fuente: Simulador STARS-CMG

Como se mencionó anteriormente el polímero actúa como agente floculante y tiende a aglomerar las grasas, formando grumos indeseados que pueden incrementar la relación de filtrabilidad, además de ocasionar taponamiento en el yacimiento lo que resulta en la reducción de las tasas de inyección por aumento de la presión de fondo. Sin embargo los valores evaluados de grasas y aceites no afectan significativamente el factor de recobro incremental logrado por la inyección de polímero.

4.6. Efecto de la utilización del agua de producción en procesos de inyección de polímeros.

Como se mencionó anteriormente el piloto de inyección de polímero del Campo Palogrande-Cebú toma agua fresca proveniente del sistema de captación Arenas, que tiene condiciones de calidad óptimas para el desarrollo de un proceso de inyección de soluciones poliméricas. Sin embargo, el agua de inyección utilizada en el campo es agua de producción proveniente de la PIA Cebú (4500 mg/l de cloruros aprox., 3 mg/l de hierro y hasta 10 mg/l de grasas y aceites).

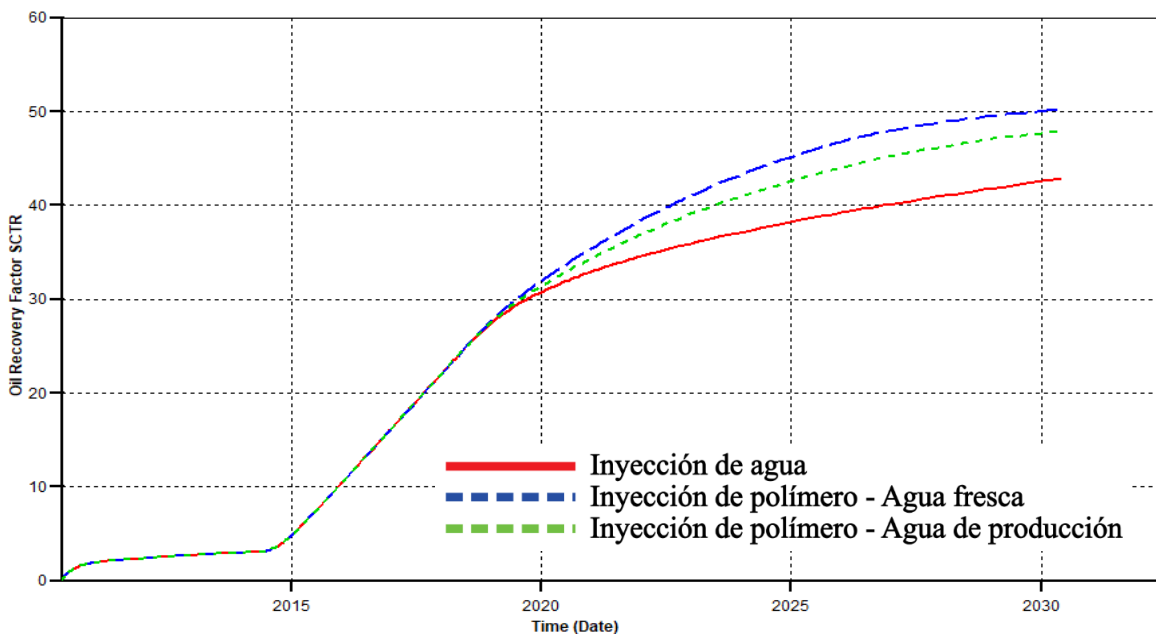


Figura 36: Efecto del agua de producción en un proceso de inyección de polímero.

Fuente: Simulador STARS-CMG

El factor de recobro incremental obtenido en el piloto de inyección de polímero con el agua de producción del Campo Palogrande-Cebú es menor que el alcanzado con la utilización del agua del sistema Arenas, como se observa en la *figura 36* existe una reducción de 2,33% del factor de recobro. Para poder analizar el efecto de múltiples parámetros de calidad del agua en la viscosidad del polímero es necesario plantear una regla de mezcla no lineal, teniendo en cuenta las concentraciones de cada componente, como se resume en el *Apéndice F*.

En la *figura 37* se realiza una comparación detallada de la reducción del factor de recobro incremental para cada parámetro que afecta la calidad de agua de inyección respecto al caso base.

Caso Base	Agua fresca proveniente del sistema de captación Arenas de menos de 100 ppm de Cl-, con presencia nula de hierro y sin grasas y aceites.		Factor de Recobro
			7,38%
Parametro de Calidad del Agua	Concentración	Factor de Recobro (%)	Reducción del Factor de Recobro (%)
Dureza Total CaCO3 (ppm)	250	49,5476	0,7087
	500	48,9211	1,3352
	750	48,0152	2,2411
NaCl (ppm)	8000	49,0709	1,1854
	20000	48,0663	2,19
	40000	47,3055	2,9508
Solidos Suspendidos (ppb)	5000	49,6136	0,6427
	10000	49,0053	1,251
	20000	48,1894	2,0669
Hierro 10 ppm			
Oxigeno (ppb)	50	49,978	0,2783
	200	48,1536	2,1027
	800	48,1536	2,1027
Hierro 20 ppm			
Oxigeno (ppb)	50	49,7756	0,4807
	200	48,1536	2,1027
	800	45,6365	4,6198
Hierro 30 ppm			
Oxigeno (ppb)	50	49,719	0,5373
	200	48,1536	2,1027
	800	44,3392	5,9171

Figura 37: Cuadro Comparativo- parámetros que afectan la calidad del agua y su efecto en el factor de recobro incremental.

5. Conclusiones

- El modelo de simulación creado para la evaluación de la calidad del agua busca representar el comportamiento real de los fenómenos involucrados durante el flujo de las soluciones de polímero en el medio poroso. 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 degradación del polímero con el tiempo y la adsorción en la eficiencia de un proceso de inyección de soluciones poliméricas.
- En base al análisis de los resultados de simulación se determinó que el parámetro de calidad del agua que afecta en mayor medida la eficiencia del proceso de recobro mejorado es el oxígeno con niveles superiores a 20 ppb alcanzando pérdidas de viscosidad de más del 80 % con menos de 10 ppm de Fe^{+2} . El hierro, normalmente presente en las aguas por efecto de la corrosión, cataliza la reacción de degradación química de los polímeros en presencia de trazas de oxígeno.
- Se pudo determinar que además del efecto del oxígeno-hierro, la presencia de NaCl y sales divalentes afectan notablemente el desempeño de un proceso de inyección de polímeros. La viscosidad de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM, disminuye cuando se agrega una sal monovalente (NaCl). En agua fresca como la utilizada en el piloto de inyección de polímero del Campo Palogrande-Cebú, los radicales libres ($-COO$) en las cadenas de HPAM, proporcionan viscosidad gracias a la repulsión entre sus cargas negativas y el consecuente estiramiento de sus monómeros. En agua de producción, los cationes libres como el sodio, neutralizan estas fuerzas de repulsión, disminuyendo la viscosidad de la solución polimérica, y llegando incluso a

causar precipitación del polímero. Cuando se agregan sales divalentes tales como CaCl_2 , MgCl_2 o BaCl_2 , este efecto depende además del grado de hidrólisis.

6. Recomendaciones

- Considerando que los datos experimentales empleados en este trabajo corresponden a la revisión de publicaciones científicas, se recomienda realizar las respectivas pruebas de laboratorio para la observación del efecto de los diferentes parámetros de la calidad del agua de inyección en la viscosidad de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, las cuales también aborden el estudio del efecto de otros parámetros como pH, bacterias y sulfatos. 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 un mejor estudio del efecto de grasas/aceites en la calidad de agua de inyección debido a la incertidumbre encontrada en las diferentes publicaciones que tienen en cuenta este parámetro. Algunas publicaciones asocian la presencia de grasas/aceites con la reducción de la viscosidad y otras con la pérdida de inyectividad de la solución.

Referencias bibliográficas

- A. Audibert, J.-F. A. (1995). *Thermal stability of sulfonated polymers*. San Antonio: SPE.
- A. Thomas, N. G. (2013). *Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery*. Oil and Gas Science and Technology.
- Amaya, M, A. R. (2012). *Casabe: Revitalización de un campo maduro*. Oilfield Review. American Petroleum Institute. (1990). *API RECOMMENDED PRACTICE 63 (RP 63)*. Washington: API.
- Ariza, I. U. (2017). Efecto de la salinidad, dureza e intercambio iónico en procesos de inyección de polímeros. *ACIPET*, 4.
- Barreau, P. e. (1999). An experimental and numerical study of polymer action on relative permeability and capillary pressure. *Petroleum Geoscience* 5, 201-206.
- Bird, R. B. (1960). *Transport Phenomena*.
- Carreau, P. J. (1972). PhD Thesis, University of Wisconsin, Maddison. *Trans. Soc. Rheol.* 16, 99-127.
- Castro, R, e. a. (2016). Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *Journal of oil, gas and alternative energy sources*.
- Chauveteau, G. a. (1981). Basic rheological behaviour of xanthan polysaccharide solutions in porous media: effects of pore size and polymer concentration. *Proceedings of the First European Symposium on EOR*.
- CMG, C. M. (2010). *Simulador de procesos avanzados y aplicaciones termicas para yacimientos*. Calgary.
- Cuenca V, P. R. (s.f.). Diseño experimental de una solución polimérica para mejorar la relación de movilidad de los fluidos en un yacimiento previo a la implementación de

un proyecto piloto de recuperación mejorada de petróleo.

David B. Levitt, G. A. (2008). *Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery*. Tulsa, USA: SPE.

Dawson, R. a. (1977). Inaccessible Pore Volume in Polymer flooding. (*SPE3522-PA*). *Soc Pet Eng*, 448-452.

Ding C, L. Z. (2008). Adsorption behavior of p-chlorophenol on the reed wetland soils. *J. Environ. Sci. Technol*, 169-174.

Ecopetrol. (2017). Instructivo técnico de ensayo para la preparación de geles y polímeros utilizados en recobro químico. *Servicios de laboratorio y plantas piloto, laboratorio de química de producción*.

Fenton, H. J. (1994). Oxidation of tartaric acid in presence of iron. *J. Chem. Soc.*, 899-910.

Green. D, W. (1998). Enhanced oil recovery. *SPE textbook series*.

Hartstein A, K. V. (2006). *Recovering 'Stranded Oil' Can Substantially Add to U.S Oil Supplies*. Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía de EUA.

Izquierdo, J. (2010). *Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero*. ESPOL.

Manichand. R, S. R. (2014). Field vs. Laboratory Polymer-Retention. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2.

Manrique. E, e. a. (2010). "EOR: Current Status and Opportunities". *SPE international*.

Martin, F. D. (1975). The Effect of Hydrolysis of Polyacrylamide on Solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties. (*SPE 5339-MS*). *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*.

Maya, G. J. (2017). Design and implementation of the first polymer flooding project in Colombia: Yariguí-Cantagallo field. *SPE-177245-Ma*, 1-5.

Mishra, S. B. (2014). Effect of Polymer Adsorption on Permeability Reduction in Enhanced

Oil Recovery. *Journal of Petroleum Engineering*, 1-9.

N. Gaillard, B. G. (2010). *Improved oil recovery using thermally an chemically protected compositions based on co-and ter-polymers containing acrylamide*. Tulsa, USA: SPE.

Okeola FO, O. E. (2010). Comparison of Freundlich and Langmuir isotherms for adsorption of Methylene Bleu by agrowaste derived activated carbon. *Adv. Environ. Biol.*, 329-335.

Pancharoen, M. T. (2010). Inaccessible Pore Volume of Associative Polymer Floods. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.

París, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro-Dala.

Pye, D. (1964). Improved secondary recovery by control of water mobility. *SPE* 845.

R. Jiménez, R. C. (2010). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. *ACIPET*, 1,2.

Sheng, J. J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Kidlington: Elsevier.

Shupe, R. D. (1981). *Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers*. JPT.

SNF. (2004). FLOPAAM. *Enhanced Oil Recovery*, 3-12.

SNF. (2012). *Geología del petróleo, sistemas petrolíferos EOR*. SNF.

Sorbie, K. (1991). *Polymer Improved Oil Recovery*. CRC Press Inc.

Willhite, G. P. (1977). Improved Oil Recovery by Surfactant and. eds Shah, D. O. and Shecter, R. S., Academic Press Inc.

Xie J, L. F. (2007). *Degradation and Protection of Polymer Used for Enhanced Oil Recovery*. Shandong: Shandong University.

Zaitoun, A. K. (1987). The Role of Adsorption in Polymer Propagation Through Reservoir Rocks. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry (SPE 16274-MS)*, 4-6.

Zhang, G. a. (2014). Effect of Concentration on HPAM Retention in Porous Media. (*SPE 166265-PA*). *SPE Journal*, 19, 373-380.

Apéndices

Apéndice A: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con diferentes concentraciones de dureza.

Xi	Xj----(1-Xi)	2500 ppm Ca y Mg		5000 ppm Ca y Mg		7500 ppm Ca y Mg	
		Viscosidad (Cp)	F(Xi)	Viscosidad (Cp)	F(Xi)	Viscosidad (Cp)	F(Xi)
500	999500	0,985	0,383	0,871	0,339	0,760	0,285
600	999400	1,116	0,454	0,978	0,410	0,841	0,354
700	999300	1,236	0,511	1,066	0,463	0,896	0,397
800	999200	1,359	0,565	1,163	0,516	0,969	0,450
900	999100	1,502	0,622	1,280	0,575	1,056	0,509
1000	999000	1,677	0,684	1,423	0,639	1,172	0,580
1100	998900	1,895	0,753	1,617	0,718	1,339	0,671
1200	998800	2,141	0,822	1,824	0,791	1,528	0,760
1300	998700	2,420	0,891	2,088	0,874	1,756	0,855
1400	998600	2,689	0,951	2,331	0,941	1,973	0,934
1500	998500	2,933	1,000	2,567	1,000	2,173	1,000

Apéndice B: Determinación del efecto de diferentes concentraciones de oxígeno y hierro en la viscosidad de la solución polimérica de FLOPAAM 3230S.

1500 ppm de FLOPAAM 3230 S									
0 ppm de Fe 2+		5 ppm de Fe 2+		10 ppm de Fe 2+		20 ppm de Fe 2+		30 ppm de Fe 2+	
ppb de O2	Viscosidad	ppb de O2	Viscosidad	ppb de O2	Viscosidad	ppb de O2	Viscosidad	ppb de O2	Viscosidad
0,1	3,15	0,1	3,15	0,1	3,15	0,1	3,15	0,1	3,15
1	3,16	1	3,05	1	3,06	1	3,04	1	2,98
2	3,15	2	3,09	2	3,17	2	2,98	2	3,03
5	3,16	5	3,07	5	3,03	5	3,00	5	3,07
20	3,16	20	3,12	20	3,12	20	3,08	20	3,05
50	3,16	50	3,00	50	2,98	50	2,97	50	2,95
200	3,16	200	2,73	200	2,50	200	2,17	200	2,17
800	3,24	800	2,63	800	2,17	800	1,33	800	0,79

Apéndice C: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 10 ppm de Fe+2 y diferentes concentraciones de O2.

Reglas de mezcla no lineal 10 ppm de Fe 2+							
Xi	(1-Xi)	50 ppb de O2		200 ppb de O2		800 ppb de O2	
		Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)
250	999750	0,76	0,23	0,55	0,07	0,53	0,04
500	999500	0,94	0,35	0,68	0,21	0,70	0,24
600	999400	0,96	0,37	0,78	0,30	0,78	0,31
700	999300	1,06	0,42	0,87	0,38	0,87	0,39
800	999200	1,18	0,48	0,98	0,45	0,98	0,46
900	999100	1,32	0,54	1,09	0,53	1,09	0,54
1000	999000	1,62	0,66	1,19	0,59	1,22	0,62
1200	998800	1,86	0,74	1,51	0,75	1,51	0,77
1300	998700	2,08	0,80	1,69	0,83	1,69	0,85
1400	998600	2,32	0,86	1,89	0,90	1,89	0,92
1500	998500	2,98	1,00	2,17	1,00	2,11	1,00

Apéndice D: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 20 ppm de Fe+2 y diferentes concentraciones de O2.

Reglas de mezcla no lineal 20 ppm de Fe 2+							
Xi	(1-Xi)	50 ppb de O2		200 ppb de O2		800 ppb de O2	
		Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)
250	999750	0,76	0,23	0,55	0,07	0,50	0,00
500	999500	0,93	0,35	0,68	0,21	0,51	0,02
600	999400	1,07	0,43	0,78	0,30	0,52	0,05
700	999300	1,20	0,49	0,87	0,38	0,53	0,06
800	999200	1,33	0,55	0,98	0,45	0,58	0,14
900	999100	1,49	0,61	1,09	0,53	0,63	0,24
1000	999000	1,62	0,66	1,19	0,59	0,72	0,38
1200	998800	2,07	0,80	1,51	0,75	0,90	0,60
1300	998700	2,31	0,86	1,69	0,83	1,01	0,72
1400	998600	2,58	0,92	1,89	0,90	1,14	0,84
1500	998500	2,97	1,00	2,17	1,00	1,33	1,00

Apéndice E: Determinación de la regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con 30 ppm de Fe²⁺ y diferentes concentraciones de O₂.

Reglas de mezcla no lineal 30 ppm de Fe 2+							
		50 ppb de O ₂		200 ppb de O ₂		800 ppb de O ₂	
Xi	(1-Xi)	Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)	Viscosidad	F(Xi)
250	999750	0,75	0,23	0,55	0,07	0,50	0,00
500	999500	0,93	0,35	0,68	0,21	0,50	0,00
600	999400	1,06	0,43	0,78	0,30	0,50	0,00
700	999300	1,19	0,49	0,87	0,38	0,50	0,00
800	999200	1,33	0,55	0,98	0,45	0,50	0,00
900	999100	1,48	0,61	1,09	0,53	0,50	0,00
1000	999000	1,61	0,66	1,19	0,59	0,52	0,09
1200	998800	2,06	0,80	1,51	0,75	0,60	0,38
1300	998700	2,30	0,86	1,69	0,83	0,65	0,56
1400	998600	2,56	0,92	1,89	0,90	0,70	0,74
1500	998500	2,95	1,00	2,17	1,00	0,79	1,00

Apéndice F: Regla de mezcla no lineal para una solución polimérica de FLOPAAM 3230S con agua de inyección de PIA Cebú.

Regla de mezcla no lineal solución polimérica agua PIA Cebú			
Xi	(1-Xi)	Viscosidad	F(Xi)
250	999750	0,53098667	0,042038971
500	999500	0,657096	0,191022778
600	999400	0,75283088	0,286114301
700	999300	0,8403686	0,363020639
800	999200	0,93808504	0,439926977
900	999100	1,04716375	0,516833315
1000	999000	1,14	0,576221046
1200	998800	1,45657141	0,747552329
1300	998700	1,62593872	0,824458666
1400	998600	1,81499974	0,901365004
1500	998500	2,09	1

Apéndice G: Determinación de la velocidad de corte (shear rate) en el medio poroso del campo Palogrande.

La velocidad de corte de la solución polimérica en el medio poroso es calculada usando la siguiente ecuación (Sheng, 2011):

$$\gamma = \alpha \cdot 4 \cdot \frac{v}{r}$$

Donde,

v : Velocidad superficial, y se calcula como $v = \frac{Q}{S \cdot \phi}$

Donde,

S : Área de la sección transversal de la muestra de roca,

Q : Tasa de flujo,

ϕ : Porosidad del medio poroso.

r : Radio de poro promedio, y se calcula como $r = \sqrt{\frac{8K}{\phi}}$

Donde;

K : Permeabilidad del medio poroso.

α : Parámetro empírico que depende de la homogeneidad del medio poroso.

α Es un factor de corrección que tiene en cuenta las especificaciones de la geometría del medio poroso real en comparación con el modelo capilar (Gaillard *et al.*, 2014). El valor de α va desde 1 para sistemas porosos regulares y homogéneos y se incrementa de acuerdo a la heterogeneidad del mismo. Para el caso del campo Palogrande se asumió un $\alpha = 6$ de acuerdo a la heterogeneidad del yacimiento y a la permeabilidad del medio poroso tan baja (<100 mD).

Cálculo del Shear Rate en el Medio Poroso PG-Cebú		
Permeabilidad (D)	0,038	$R_p = \sqrt{\frac{8 \times K}{\phi}}$ $\gamma = \alpha \times \frac{4Q}{A \times R_p}$
Permeabilidad (cm2)	7,89733E-10	
Diámetro del plug	3,8	
Porosidad	0,2	
Área (cm2)	11,34	
Alfa (α)	6	
Radio de poro (cm)	1,78E-04	
Q (cm3/h)	Q (cm3/min)	Shear Rate (1/s)
4	0,07	13,23
10	0,17	33,08
15	0,25	49,62
20	0,33	66,15
30	0,5	99,23
60	1	198,46
100	1,67	330,77
200	3,33	661,54
300	5	992,31
400	6,67	1323,08
500	8,33	1653,85
720	12	2381,54
930	15,5	3076,16
1920	32	6350,78
3600	60	11907,70