



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

**PROPUESTA TÉCNICA DE YACIMIENTOS PARA
LA IMPLEMENTACIÓN TEMPRANA DE LA
INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA CON
NANOPARTÍCULAS EN YACIMIENTOS DE CRUDO
PESADO**

**TECHNICAL PROPOSAL FOR THE EARLY
IMPLEMENTATION OF THE INJECTION OF
ENHANCED WATER WITH NANOPARTICLES IN
HEAVY OIL RESERVOIRS**

Carlos Mario Saavedra Casallas

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2020

PROPUESTA TÉCNICA DE YACIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN TEMPRANA DE LA INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA CON NANOPARTICULAS EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Carlos Mario Saavedra Casallas

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director:

Ph.D. Juan Manuel Mejía Cárdenas

Línea de Investigación:

Recobro Mejorado

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2020

A ti Dios padre creador.

*A ti Jorge; Abuelo, Hermano, Hijo adorado, mi
esperanza, mi fundamento, mi futuro.*

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a la Universidad Nacional de Colombia por los conocimientos adquiridos durante la etapa de estudios de maestría en Ingeniería de petróleos.

A Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Gerencia de Activos con Socios, por permitirme realizar este proyecto a través del soporte técnico e institucional.

A la Facultad de Minas y a sus grupos de investigación Michael Polanyi y Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos (DFTmp), por la amabilidad en brindar la información necesaria para el desarrollo de este Proyecto, además de la hospitalidad de su gente.

A todos y cada una de las personas que estuvieron involucradas de una u otra manera en el desarrollo de este proyecto.

Declaración

El autor expresa que ni la Universidad Nacional de Colombia ni Ecopetrol se hacen responsables por los conceptos emitidos en este proyecto de grado.

Resumen

El presente estudio, realizado sobre un área de interés representativa de un yacimiento objetivo de crudo pesado, permite, a través de un modelo de sector 3D, alimentado con información real de yacimiento y con información experimental disponible en literatura de pruebas de laboratorio, la simulación numérica para la evaluación y estimación de la potencial respuesta del yacimiento ante la implementación temprana de un proceso de recobro mejorado por inyección de agua, polímero y polímero con nanopartículas.

Los resultados evidencian que la estrategia de desarrollo del yacimiento determina el factor de recobro último esperado (EUR por sus siglas en Ingles). De tal forma, se estima que el desarrollo del yacimiento por recuperación primaria permitiría alcanzar un factor de recobro del 11% mientras que la implementación de un proceso de inyección de agua permitiría alcanzar factores de recobro del orden del 17%. Se estima, que en el mismo yacimiento, la implementación temprana de un proceso de inyección de agua mejorada por inyección de polímero, podría alcanzar factores de recobro del orden del 19%, mientras que al potencializar la inyección de polímero con nanopartículas, se podría alcanzar factores de recobro de hasta 20%.

Simuladores numéricos disponibles comercialmente como el CMG, o el simulador en desarrollo por parte de la Universidad Nacional de Colombia (DFTmp) permiten al usuario la predicción numérica de procesos de recobro mejorado por inyección de polímero con nanopartículas.

Palabras clave: Recobro Mejorado, Inyección de Agua/Polímero/Nanopartículas.

Abstract

The present study, carried out on a representative area of interest of a target heavy oil reservoir, allows, through a 3D sector model, fed with real reservoir information and with experimental information available in laboratory test literature, the simulation for the evaluation and estimation of the potential response of the reservoir to the early implementation of an improved recovery process by water flooding, polymer flooding and polymer flooding with nanoparticles.

The results show that the development strategy of the deposit will determine the expected ultimate recovery factor (EUR for its acronym in English). Thus, it is estimated that the development of the reservoir by primary recovery will allow to achieve a recovery factor of 11%, while the implementation of a water flooding process will allow to achieve recovery factors of the order of 17%. It is estimated that in the same reservoir, the early implementation of an improved water flooding process by polymer flooding could reach recovery factors of the order of 19%, while by potentiating the polymer flooding with nanoparticles, it could be achieved recovery factors of up to 20%.

Commercially available numerical simulators such as the CMG, or the simulator under development by the National University of Colombia (DFTmp) allow the user to predict numerically improved recovery processes by injection of polymer flooding with nanoparticles.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Water/Polymer/Nanoparticle Flooding.

Contenido

	Pág.
Resumen	VII
Lista de figuras	XI
Lista de tablas	XIV
Lista de Abreviaturas	1
Introducción	3
1. Capítulo 1: Modelo de sector para la implementación del piloto de inyección de agua/polímero/nanopartículas	7
1.1 Generalidades del campo objeto de estudio	8
1.2 Marco estructural del campo objeto de estudio	8
1.3 Marco estratigráfico del campo objeto de estudio	9
1.4 Marco petrofísico del campo objeto de estudio	10
1.5 Piloto inyección de agua/polímero/nanopartículas	10
2. Capítulo 2: Marco conceptual de la implementación de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas	13
2.1 Recobro mejorado por inyección de agua.....	13
2.2 Recobro mejorado por inyección de polímero	17
2.3 Recobro mejorado por inyección de polímero y nanopartículas	21
2.1 Simulación numérica de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas.....	27
3. Capítulo 3: Simulación de un modelo de sector de la implementación de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas	29
3.1 Modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa	31
3.2 Modelo PVT	32
3.3 Condiciones iniciales	33
3.4 Modelo de simulación recobro primario	34
3.5 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de agua.....	34
3.6 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de polímero.....	36
3.7 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de polímero combinado con nanopartículas.....	43
3.8 Comparación de resultados de todos los procesos de recuperación evaluados entre el simulador comercial CMG y la herramienta computacional del grupo DFTmp.....	51

4. Conclusiones y recomendaciones	58
4.1 Conclusiones.....	58
4.2 Recomendaciones.....	59
Bibliografía	61

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Columna estratigráfica generalizada campo objetivo VMM.....	9
Figura 2-1. Eficiencia areal al tiempo de irrupción en función de la relación de movilidad para un arreglo de 5 puntos.....	14
Figura 2-2. Eficiencia vertical relación de volumen contactado y volumen total para un sistema inyección/producción.....	16
Figura 2-3. Curvas de flujo fraccional típicas. (i) Roca fuertemente mojada por agua (ii) Roca fuertemente mojada por crudo.	16
Figura 2-4. Esquema general de los diferentes mecanismos de retención de polímero en el medio poroso.....	19
Figura 2-5. Comparación datos de adsorción experimentales y de simulación de soluciones poliméricas con y sin nanopartículas.	23
Figura 2-6. Comparación viscosidad de soluciones poliméricas con presencia y ausencia de nanopartículas en función de la salinidad.	24
Figura 2-7. Porcentaje de recobro medido a 1 VP de inyección de solución polimérica con presencia y ausencia de nanopartículas en función de la salinidad.	25
Figura 2-8. Porcentaje de recobro de soluciones poliméricas con presencia y ausencia de nanopartículas de TiO ₂	26
Figura 3-1. Profundidad del yacimiento del modelo estático del sector seleccionado. ...	30
Figura 3-2. Modelo de permeabilidad y porosidad del sector del yacimiento seleccionado.	30
Figura 3-3. Tipos de roca del yacimiento: Azul (Arena Limpia, AL) y Rojo (Arena sucia, AS) y Modelo de saturación de agua del modelo seleccionado.	31
Figura 3-4. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Objetivo.....	32
Figura 3-5. Relación gas/petróleo y Factor volumétrico del petróleo.....	32
Figura 3-6. Factor volumétrico del gas y Factor Z del Gas.....	33
Figura 3-7. Viscosidad del petróleo vivo y del gas.	33
Figura 3-8. Tasa de petróleo y producción de petróleo acumulada del proceso de recobro primario.	34
Figura 3-9. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario y por inyección de agua.....	35
Figura 3-10. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2040, 2060, 2080) del proceso de inyección de agua.....	35
Figura 3-11. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de agua.	36

Figura 3-12. Viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración de polímero a una tasa de corte de 7.1 seg^{-1} y temperatura de 58.8 °C	37
Figura 3-13. Comportamiento reológico del polímero a diferentes concentraciones.	37
Figura 3-14. Radio de filtrabilidad del polímero a temperatura de 58.8 °C	38
Figura 3-15. Estimación de la adsorción de polímero para una concentración de 1000 ppm.....	38
Figura 3-16. Concentración de polímero (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.	40
Figura 3-17. Viscosidad del polímero (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.	40
Figura 3-18. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua e inyección de polímero.....	41
Figura 3-19. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y polímero.	41
Figura 3-20. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero.	42
Figura 3-21. Curvas de permeabilidad relativa sintéticas normalizadas originales y mejoradas por la inclusión de las nanopartículas.	45
Figura 3-22. Concentración de nanopartícula (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero y nanopartículas.	46
Figura 3-23. Viscosidad del polímero con nanopartículas (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero con nanopartículas.....	47
Figura 3-24. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección de polímero combinado con nanopartículas.....	48
Figura 3-25. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y nanopartículas.....	49
Figura 3-26. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero y nanopartículas.	50
Figura 3-27. Comparación predicciones del factor de recobro de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	52
Figura 3-28. Comparación predicciones de la relación gas-petróleo (GOR) de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	52
Figura 3-29. Comparación predicciones de la presión en fondo (BHFP) de producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	53
Figura 3-30. Comparación predicciones de la producción acumulada de petróleo (izquierda) y producción acumulada de agua (derecha) del proceso de inyección de agua entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	53
Figura 3-31. Comparación predicciones del perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd del proceso de inyección de agua entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	54

Figura 3-32. Comparación predicciones de tasa de petróleo (izquierda) y producción acumulada de aceite (derecha) del proceso de inyección de polímero entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.....	54
Figura 3-33. Comparación predicciones de tasa de gas (izquierda) y tasa de agua (derecha) del proceso de inyección de polímero entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	55
Figura 3-34. Comparación predicciones de producción acumulada de petróleo del proceso de inyección de polímero y nanopartículas entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	55
Figura 3-35. Comparación predicciones de la relación gas-petróleo (GOR) de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.....	56
Figura 3-36. Comparación predicciones del perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd del proceso de inyección de polímero y nanopartículas entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.	56
Figura 3-37. Comparación del factor de recobro del proceso de inyección de agua (WF), polímero (PF) y polímero combinado con nanopartículas (PF+Nps) con el simulador comercial CMG (izquierda) y la herramienta DFTmp (derecha).....	57

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1. Promedios petrofísicos del campo objetivo.	10
Tabla 2-1. Porcentajes de degradación de soluciones poliméricas en presencia y ausencia de nanopartículas.	24
Tabla 3-1. Determinación del IPV y la adsorción máxima de polímero sobre la roca.	39
Tabla 3-2. Producción acumulada de petróleo y factor de recobro al tiempo final de la simulación de todos los procesos evaluados.	49

Lista de Abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura Término

<i>IEA</i>	Agencia Internacional de Energía
<i>ANH</i>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<i>EOR</i>	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
<i>CMG</i>	<i>Computing Modeling Group</i>
<i>EUR</i>	<i>Recobro Último Esperado</i>
<i>DFTmp</i>	<i>Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos</i>
<i>Ea</i>	<i>Eficiencia areal</i>
<i>Ev</i>	<i>Eficiencia vertical</i>
<i>Ed</i>	<i>Eficiencia de desplazamiento</i>
<i>FR</i>	<i>Factor de Recobro</i>
<i>Eabt</i>	Eficiencia areal al Breakthrough
<i>M</i>	Relación de movilidad
<i>V</i>	Coeficiente de Dykstra & Parson
<i>ILT</i>	Injection Logging Tool
<i>Soi</i>	<i>Saturación de petróleo inicial</i>
<i>API</i>	<i>America Petroleum Institute</i>
<i>TGA</i>	<i>Análisis termo gravimétricos</i>
<i>FTIR</i>	<i>Espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier</i>
<i>DLS</i>	<i>Dinámica de dispersión de luz</i>
<i>Kaire</i>	<i>Permeabilidad al aire</i>
<i>Kabs</i>	<i>Permeabilidad absoluta</i>
<i>Ko</i>	<i>Permeabilidad efectiva al petróleo</i>
<i>Kro</i>	<i>Permeabilidad relativa al petróleo</i>
<i>Ko</i>	<i>Permeabilidad efectiva al petróleo</i>
<i>Krw</i>	<i>Permeabilidad relativa al agua</i>
<i>RRF</i>	<i>Factor de Reducción de la permeabilidad de la muestra de roca</i>
<i>RF</i>	<i>Factor de reducción de la movilidad en muestra de roca</i>
<i>IPV</i>	<i>Volumen Poroso Inaccesible</i>
<i>ADS</i>	<i>Adsorción dinámica</i>
<i>WAG</i>	<i>Inyección alternada de agua y gas</i>
<i>DSNP</i>	<i>Solución dispersa de nanopartículas en polímero</i>
<i>DCNP</i>	<i>Solución convencionales de polímero</i>
<i>VP</i>	<i>Volumen poroso</i>
<i>SLE</i>	<i>Modelo Solid-Liquid Equilibrium</i>
<i>UTCHEM</i>	<i>Simulador numérico de la Universidad de Texas</i>
<i>STARS</i>	<i>Simulador de procesos de recobro térmico y químico CMG</i>
<i>ASP</i>	<i>Inyección de polímero-álcali-surfactante</i>

<i>ECLIPSE</i>	<i>Simulador numérico Schlumberger</i>
<i>DFTmp</i>	<i>Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos</i>
<i>OOIP</i>	<i>Petróleo original en Sitio</i>
<i>HCPV</i>	<i>Hydrocarbon Pore Volume</i>
<i>EoS</i>	<i>Ecuación de Estado</i>
<i>WinProp</i>	<i>Modulo PVT del software CMG</i>
<i>RT</i>	<i>Rock Type</i>
<i>Swi</i>	<i>Saturación de agua inicial</i>
<i>IPV</i>	<i>Volúmenes Porosos Inyectados</i>
<i>S</i>	<i>Daño de Formación</i>
<i>GOR</i>	<i>Relación Gas Petróleo</i>
<i>PF</i>	<i>Polimer Flooding</i>
<i>Nps</i>	<i>Nanoparticulas</i>

Introducción

Con el incremento de la población mundial, la demanda de recursos básicos es cada vez mayor. Según el informe Panorama Energético Mundial 2018 de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) se estima que el requerimiento de energía a nivel global habrá incrementado un treinta por ciento aproximadamente hacia el año 2040 (International Energy Agency, 2018). A pesar que recientemente las fuentes de energía renovables han captado el interés general, la industria de los hidrocarburos continuará siendo responsable de la mayor contribución energética, por tanto, el petróleo y gas continuarán ocupando un papel trascendental en el mercado energético.

Bajo esta perspectiva, Colombia se ha visto obligada a replantear diversas estrategias con el fin de garantizar la autosuficiencia energética en el corto y mediano plazo. Recientemente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- trazó un plan de trabajo para incrementar las reservas a partir de 3 ejes principales: la implementación de tecnologías de recobro en yacimientos existentes, la exploración y producción Costa Afuera, y la exploración de yacimientos no convencionales (Portafolio, 2018).

Las técnicas de recobro mejorado de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) han sido ampliamente estudiadas e implementadas con el fin de incrementar la producción de los campos debido a su efectividad para extraer los hidrocarburos remanentes después del recobro primario y secundario. Dentro del conjunto de tecnologías EOR la inyección de polímeros ha sido implementada por más de 50 años (Standnes & Skjevrak, 2014). Con base a los resultados de múltiples investigaciones teóricas y experimentales, es considerada una tecnología probada comercial y técnicamente. Los polímeros se inyectan en la fase acuosa para aumentar su viscosidad, de esta manera disminuyen su movilidad dentro del yacimiento. Como consecuencia, la eficiencia de barrido volumétrico mejora considerablemente (Sheng et al., 2015).

En la última década, la nanotecnología ha sido ampliamente incluida en diferentes procesos *upstream* y *downstream* de la industria de los hidrocarburos. La aplicación de tecnologías en forma de nanomateriales ofrece propiedades estratégicas debido a su tamaño ultra pequeño, alta relación superficie/volumen, bajo costo y poca afectación al medio ambiente (Sun et al., 2017).

Todo el auge que ha venido teniendo la nanotecnología dentro de la industria petrolera se justifica en la necesidad de hacer más eficiente el desempeño de los diferentes procesos; en cuanto a su aplicación en las tecnologías de recobro, se busca garantizar mayor recuperación de hidrocarburos al compararse con las técnicas tradicionales.

Algunos investigadores han llevado a cabo estudios en los que proponen añadir nanopartículas a procesos de inyección de polímeros tradicionales con el objeto de mejorar su desempeño y garantizar mayor recuperación de petróleo (Cheraghian, 2016; Cheraghian et al., 2014; Giraldo et al., 2017; Hu et al., 2017; Khalilinezhad et al., 2016; Khalilinezhad et al., 2017; Maghzi et al., 2014; Maghzi et al., 2011; Yousefvand & Jafari, 2015). Algunas de las investigaciones han mostrado que el fenómeno de adsorción de polímero en la roca se reduce considerablemente por la sinergia que se genera entre las moléculas de polímero y las nanopartículas (Cheraghian et al., 2014; Khalilinezhad et al., 2016). Otros estudios han estado dirigidos a la evaluación de la estabilidad del polímero, es decir cómo se altera la velocidad de degradación de sus macromoléculas en presencia de nanomateriales. Los resultados de algunas pruebas demuestran que las nanopartículas tienen la capacidad de reducir la velocidad de degradación del polímero por causa de efectos térmicos, químicos y mecánicos (Cheraghian, 2016; L. J. Giraldo et al., 2017a; Hu et al., 2017). Adicionalmente, otros reportes señalan que la viscosidad del agua tiene un incremento importante por la presencia de las nanopartículas (Cheraghian, 2016; Maghzi et al., 2014). Este aspecto es fundamental, ya que la capacidad viscosificante de los polímeros es lo que facilita un barrido volumétrico mucho más efectivo. Finalmente, algunos investigadores han concluido que la nanotecnología dentro de un proceso de inyección de polímero contribuye favorablemente a modificar la condición de humectabilidad del medio poroso (Maghzi et al., 2011; Yousefvand & Jafari, 2015). Todos los resultados publicados en estas investigaciones mostraron que los procesos que involucran nanotecnología tienen un mejor desempeño y mayor recuperación de petróleo en comparación a la inyección tradicional de polímero.

Con base a lo anterior, este trabajo de grado fue desarrollado con el fin de diseñar, a través de análisis de información experimental y simulación de yacimientos, la factibilidad de la inyección de agua mejorada con polímero y nanopartículas en un campo de crudo pesado colombiano. De esta manera, se busca contribuir con la necesidad actual de mejorar los procesos de recobro mejorado con miras a garantizar la demanda energética del país.

Objetivos

Objetivo general

Diseñar a través de análisis de información experimental y simulación de yacimientos la factibilidad de inyección de agua mejorada con nanopartículas en un campo de crudo pesado.

Objetivos específicos

1. Revisar los modelos estáticos disponibles y seleccionar un área del yacimiento a partir de criterios técnicos conceptual, que permitan la extracción de un modelo de sector “Sector Model” para la potencial implementación de un piloto de inyección de Agua/Polímero/Nanopartículas.
2. Recopilar y analizar información disponible en la literatura sobre curvas de recobro mejorado por desplazamiento de inyección de Agua, Agua con Polímeros y Agua con Polímero y Nanopartículas sobre “Plugs” de diferentes Formaciones/Yacimientos objetivo para calibrar modelos matemáticos.
3. Escalar los resultados en el modelo de sector de yacimiento definido en el objetivo 1 y realizar sobre este las proyecciones y sensibilidades enfocadas a la potencial implementación de un piloto de inyección de Agua Polímero y Nanopartículas.

Metodología

Para el desarrollo del primer objetivo se realizó la revisión del estado de arte de los modelos estáticos de los yacimientos o campos de interés, a partir del grado de integración interdisciplinaria de especialidades técnicas (Petrofísica, Estratigrafía, Sedimentología, y Geomodelamiento 3D) se seleccionó un área de interés y de allí se extrajo un modelo de sector el cual fue la base para el dimensionamiento, visualización y evaluación de la respuesta del proceso de recobro mejorado por inyección de agua, polímero y polímero con nanopartículas.

Para el desarrollo del objetivo específico 2 se realizó la caracterización teórica y definición de potenciales concentraciones de Polímero y Nanopartículas disponibles en el mercado colombiano a ser utilizadas en un proceso de recobro mejorado para el Campo y formación

seleccionada. Se recopiló la información disponible en literatura de pruebas de laboratorio de caracterización de la respuesta del medio poroso mediante desplazamientos para la obtención de curvas características que simulen el proceso de inyección de agua, agua mejorada (polímero) e inyección de agua mejorada con nanopartículas para la definición del incremento de factor de recobro de cada uno de los procesos de recobro mejorado descritos anteriormente.

Para el desarrollo del último objetivo se realizó el montaje del modelo estático 3D, superficies, contactos, propiedades petrofísicas, escalamiento de resultados de laboratorio a nivel de campo, reconstrucción de eventos de pozo, trayectorias, configuración de patrones de inyección/producción, historia de inyección/producción, inicialización, y simulación de un proceso de inyección de agua e inyección de agua con polímero en un simulador numérico comercial (CMG). Adicionalmente, se migraron las propiedades estáticas del modelo de sector de yacimiento al simulador del grupo de investigación DFTmp de la Universidad Nacional de Colombia, para la simulación de un proceso de inyección de agua, inyección de agua mejorada e inyección de agua mejorada con nanopartículas.

1. Capítulo 1: Modelo de sector para la implementación del piloto de inyección de agua/polímero/nanopartículas

Desde el punto de vista morfoestructural, la cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intracordillerana, basculada hacia el oriente la cual está caracterizada por la presencia de un monoclin al suave con dirección de buzamiento hacia el S-E afectado por diferentes estilos estructurales.

Los yacimientos en este sector de la cuenca están conformados por areniscas de origen Fluvio/Aluvional, presentes en las Fm. Tuné y Guaduas, depositadas en ambientes dominados por corrientes entrelazadas a meandriformes y abanicos.

Los Campos representativos de este sector corresponden a los campos del Tren de Crudos Pesados: Moriche, Abarco, Girasol, Jazmín, Under River, Nare Sur, Teca, Cocorná, Palagua, Caipal, Velásquez, los cuales son productores de crudo pesado y extra pesado, por lo que estos campos han sido principalmente desarrollados por métodos de recobro como inyección alterna de vapor “Cycling Steam Stimulation - CSS” o inyección continua de vapor “Steam Flooding - SF” excepto, los campos Palagua y Caipal, los cuales han sido desarrollados por producción primaria durante más de 60 años. (Ecopetrol 2018).

Los esfuerzos para el desarrollo mediante la implementación de proyectos de recobro mejorado combinan principalmente la implementación de métodos de recobro térmico (CSS o SF) en los campos de crudo extra pesado y someros (Moriche, Abarco, Girasol, Jazmín, Under River, Nare Sur, Teca, Cocorná) así como métodos de recobro no térmico como la inyección de agua en campos de crudo pesado (Velásquez) y potencialmente a futuro inyección de agua y agua mejorada con polímero (WF o PF) para el Campo Palagua Caipal por lo que se focaliza en este campo el presente estudio.

Investigaciones para el desarrollo de yacimientos por inyección de agua mejorada con polímero se enfocan en la implementación e inyección de fluidos optimizados incluyendo químicos que permitan mejorar el desempeño, como por ejemplo nanopartículas. De esta forma, se logra optimizar la eficiencia de recuperación del campo.

El planteamiento de un piloto de inyección de agua para el campo objetivo acompañado de la optimización del proceso de inyección de polímero con nanopartículas enmarcan el objetivo del presente documento mediante el planteamiento de la factibilidad y beneficio de inyectar polímero y nanopartículas desde el inicio de la etapa de inyección de agua para la optimización del factor de recobro sobre una unidad específica del yacimiento de interés. El entendimiento del subsuelo del campo objetivo y la definición de la unidad objetivo del yacimiento para una futura implementación se describe a continuación.

1.1 Generalidades del campo objeto de estudio

El campo objetivo, descubierto por la compañía Texas Petroleum en 1954, comenzó su producción a cargo de la misma compañía en 1956. En total, la Texas Petroleum perforó 200 pozos hasta 1987. Desde el año 2001 y hasta el 2010, el campo es operado por Ecopetrol donde no se reporta actividad de perforación. Desde el 2010 a la fecha el campo es operado por una compañía privada, la cual han perforado aproximadamente 192 pozos adicionales. A la fecha el campo cuenta con 392 pozos de los cuales 235 se encuentran en producción y reportan un aproximado de 7300 bopd con un corte de agua de 65%.

1.2 Marco estructural del campo objeto de estudio

El Campo objetivo se encuentra localizado en Colombia en el municipio de Puerto Boyacá, aproximadamente 30 km. al NE del casco urbano de la ciudad del mismo nombre en la porción suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estructuralmente este sector de la cuenca comprende un monoclinal con dirección SW – NE, que se extiende desde las estribaciones de la cordillera central al occidente y buza suavemente 5° a 7° hacia el SE. Dicha estructura ha sido afectada por dos sistemas principales de fallas de rumbo, con direcciones conjugadas SW – NE y SE – NW.

1.3 Marco estratigráfico del campo objeto de estudio

En el área del Campo objetivo, se presenta un basamento constituido por un complejo de rocas ígneas y metamórficas pre-cretácicas, sobre el cual, de manera discordante, reposan sedimentos fluviales del Oligoceno. Esta sección, equivalente a las Fm. Mugrosa y Colorado, fue descrita por Texaco de manera general como Oligoceno indiferenciado en las áreas de Nare y Teca y como Fm. Guaduas y Tune en Palagua y Velásquez. Suprayaciendo en discordancia a la secuencia anterior se presentan los estratos de la Fm. Zorro, de edad Mioceno Superior. Finalmente, en discordancia sobre la anterior se depositaron los sedimentos de la Fm. Diamante, de edad Plio – Pleistoceno.

A nivel estratigráfico los principales reservorios están conformados por las areniscas del Oligoceno, denominadas para el área de base a tope como las unidades Guaduas y Tune. Los reservorios se caracterizan por estar constituidas por arenas arcillosas de cuarzo fino a muy fino, poco consolidadas e intercaladas con arcilla y limo. Estas dos unidades han sido divididas a su vez en 10 subunidades, 5 de ellas a nivel de Tune y 5 a nivel de Guaduas.

La Figura 1-1 presenta en resumen la compartimentalización estructural del campo y la subdivisión estratigráfica de las unidades Guaduas y Tune.

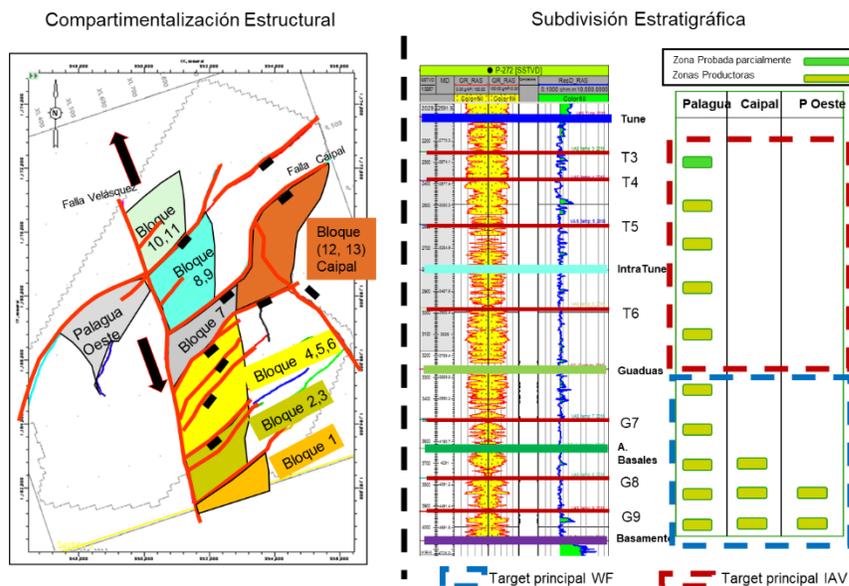


Figura 1-1. Columna estratigráfica generalizada campo objetivo VMM.

Fuente. Estudio Integral de Caracterización, Ecopetrol 2018.

1.4 Marco petrofísico del campo objeto de estudio

El Campo dispone de un modelo petrofísico que permite el cálculo de variables como porosidad, saturación, permeabilidad, espesor neto petrolífero. De acuerdo con lo descrito anteriormente, para cada unidad productora se dispone del modelamiento estructural, estratigráfico y petrofísico para cada una de las subunidades estratigráficas tal como se describe en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1. Promedios petrofísicos del campo objetivo.

Subdivision Estratigrafica	Profundidad Prom (TVD)	Phi (%)	Sw(%)	Pay (ft)	Perm (mD)
T3	2700	23%	63%	56	355
T4	2900	22%	51%	66	262
T5	3100	20%	57%	38	198
IT	3300	19%	61%	25	108
T6	3500	18%	62%	52	86
G	3800	20%	56%	40	151
G7	4000	18%	57%	22	115
AB	4150	18%	60%	23	103
G8	4300	16%	61%	30	43
G9	4600	16%	47%	54	60

Fuente. Estudio Integral de Caracterización, Ecopetrol 2018.

1.5 Piloto inyección de agua/polímero/nanopartículas

La revisión de la información de variables estáticas y volumétricas sugieren que la capa G9 dada su profundidad, continuidad areal y vertical, y potencial volumétrico de petróleo podría presentar la mayor oportunidad para su desarrollo por inyección de agua y agua mejorada. Para el alcance de este trabajo, el análisis se enfocará en esta subunidad, resaltando que esta primera aproximación no descarta oportunidad en otras unidades presentes en el yacimiento.

Los mapas de saturación de petróleo, porosidad y espesor neto sugieren que los distintos reservorios presentan un grado de dispersión importante en sus propiedades de roca tanto areal como verticalmente, por lo que interrogantes por resolver para un proceso de recobro mejorado deben ser dilucidados. Interrogantes como cuál sería la eficiencia de barrido de la inyección de agua, de la inyección de polímero, y de la inyección de polímero con nanopartículas en términos de recobro y producción incrementales deben ser resueltos para la visualización de la oportunidad de desarrollo por cada una de estas metodologías.

De esta manera será posible establecer la dimensión volumétrica de la oportunidad. Además, condiciones operativas como la capacidad requerida (presión de inyección) y tasas de inyección para lograr el recobro esperado de cada uno de los procesos descritos deben ser estimadas.

Para poder abarcar estos interrogantes se definió un sector del yacimiento. La capa G9 se encuentra claramente definida y caracterizada por un modelo de sector el cual captura la heterogeneidad del yacimiento tanto areal como verticalmente. Allí se ubica el potencial piloto de recobro mejorado del Campo objeto de estudio, que es favorable dado que la profundidad de este contempla ser un promedio de la profundidad de esta subunidad en el yacimiento.

En términos de propiedades de fluidos la unidad objetivo (G9) dispone de una ecuación de estado la cual alimenta el modelo estático y permite el cálculo de variables dinámicas para el análisis del yacimiento y su comportamiento en términos de recobro mejorado.

El modelo de sector, extraído del modelo *Full Field* del yacimiento objetivo para la unidad G9 fue cargado en el software CMG (Computer Modelling Group, versión 201878.10.6863.39860) módulo de simulación STAR 2018.10, con el propósito de realizar sobre éste las diferentes corridas, sensibilidades y aproximaciones asociadas a los diferentes métodos de recobro mejorado propuestos en el presente documento. Dicho modelo de sector se describe a detalle en el Capítulo 3.

2. Capítulo 2: Marco conceptual de la implementación de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas

El siguiente trabajo tiene como finalidad evaluar la respuesta de un yacimiento de interés frente a la inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas. Para comprender las principales nociones teóricas que permiten la caracterización y evaluación de cada uno de los procesos involucrados, se presenta a continuación los principales avances (conceptuales, experimentales, modelamiento) que han sido reportados. De esta forma, se busca recopilar la información necesaria para ser considerada en el campo previamente descrito.

2.1 Recobro mejorado por inyección de agua

La técnica que tradicionalmente es tomada como marco de referencia en procesos de inyección/producción para recobro mejorado de petróleo (EOR por sus siglas en inglés) es la inyección de agua.

Básicamente, la evaluación del desempeño de procesos EOR se realiza con base a la gestión y control de 3 variables: (i) eficiencia areal, (ii) eficiencia vertical y (iii) eficiencia de desplazamiento; cuyo producto resulta en el factor de recobro alcanzado por el proceso de desplazamiento del fluido presente en el yacimiento. Maximizar cada una de estas variables resulta en el objetivo principal de investigaciones como esta.

La eficiencia areal (E_a) se define como la porción de área del yacimiento en un arreglo entre pozo inyector y productor contactada por el agua (Craig, 1993). La E_a cambia en función del grado de madurez del proceso de inyección/producción hasta alcanzar valores de 100%. Sin embargo, se determina como referencia su valor al momento de la irrupción de la inyección de agua en el pozo productor "Breakthrough" denotándose como (E_{abt}).

Los arreglos de pozo inyección/producción 2 *spot* (1 pozo inyector y 1 pozo productor) y 3 *spot* (1 pozo inyector y 2 pozos productores) son la base de arreglos de inyectores y productores más amplios como 5 *spot*, 7 *spot*, 9 *spot*, etc. El arreglo más comúnmente utilizado corresponde al de 5 puntos (5 *spot*) (Craig, 1993), el cual será empleado como referencia para el objetivo del presente estudio.

En consecuencia, la eficiencia areal depende del arreglo entre inyectores y productores, el espaciamiento entre pozos inyectores y productores, y la relación de movilidad de los fluidos del yacimiento. El arreglo y el espaciamiento están definidos por condiciones propias del yacimiento y/o por concisiones económicas, por lo tanto, la relación de movilidad es la variable clave para la optimización de un proceso de inyección/producción.

La relación de movilidad se denota como la relación de movilidades entre el fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo). Es decir, es una expresión matemática que denota cómo es el comportamiento entre la viscosidad y la permeabilidad relativa de los fluidos (in situ y/o inyectados) en un determinado medio poroso.

La Figura 2-1 muestra las diferentes referencias experimentales para la determinación de la eficiencia areal (E_a). Nótese como las investigaciones convergen en valores similares de eficiencia areal a una relación de movilidad de 1 ($M=1$) o menores a uno ($M<1$). Por el contrario, cuando la relación de movilidad es mayor a 1 ($M > 1$) se observan diferencias significativas en el valor de eficiencia área (E_a).

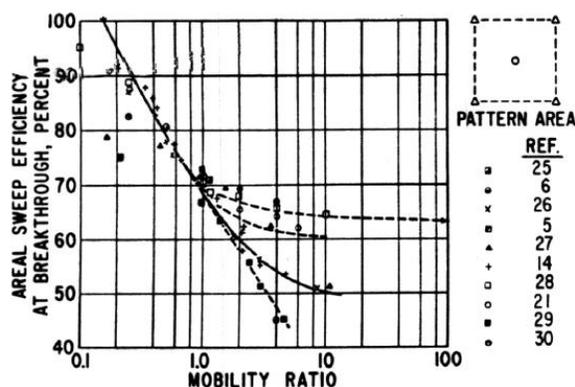


Fig. 5.2 Areal sweep efficiency at breakthrough, developed five-spot pattern.

Figura 2-1. Eficiencia areal al tiempo de irrupción en función de la relación de movilidad para un arreglo de 5 puntos.

Fuente: Capítulo 4, Página 52 de Craig (1993).

A pesar que diferentes autores han propuesto sus modelos para el cálculo de la eficiencia areal (Dyes, Craig, Prats entre otros), la metodología desarrollada por Craig (1993) es una de las más empleadas. Basa sus deducciones en la ecuación de Welge's cuyos resultados han sido validados en un gran rango de fluidos y tipos de rocas con excelentes resultados entre cálculos y datos experimentales.

La segunda variable requerida para la evaluación del desempeño de procesos EOR es la eficiencia vertical (E_v). Determina el nivel de uniformidad del barrido vertical del agua en el yacimiento. La eficiencia vertical está influenciada por condiciones gravitacionales, fuerzas capilares, flujo cruzado "*crossflow*" entre capas, heterogeneidad de la formación (diferencia de permeabilidades) y la relación de movilidad de los fluidos.

Teóricamente, la heterogeneidad del yacimiento en términos de sus propiedades petrofísicas (K y espesor) es definida por el coeficiente de variación de la permeabilidad o coeficiente de Dykstra & Parson o coeficiente de Lorenz. Este coeficiente normalmente es utilizado como indicador de la eficiencia vertical del yacimiento. Si el coeficiente de Dykstra & Parson está entre $0.5 < V < 1$ se entiende como un yacimiento con tendencia heterogénea, mientras que si está entre $0 < V < 0.5$ se entiende como un yacimiento con tendencia homogénea. La mayoría de los yacimientos presentan coeficientes de Dykstra & Parson entre 0.7 y 0.9. (Delshad, 2011).

No obstante, durante el proceso de inyección de agua la eficiencia vertical es controlada mediante la medición del volumen de inyección acumulado en cada uno de los horizontes objetivo y se plantea como la relación del espesor inyectado efectivo y el espesor total objetivo. Si el espesor total objetivo está admitiendo inyección, se considera que la eficiencia vertical es del 100%; si la mitad del espesor total está admitiendo inyección, la E_v es del 50%. El espesor que está admitiendo inyección puede ser medido por registros de inyección (ILT) que basan sus cálculos en diferentes fundamentos físicos y tecnológicos.

La Figura 2-2 ilustra el concepto de eficiencia vertical a partir de la relación del volumen contactado y el volumen total para un sistema inyección/producción.

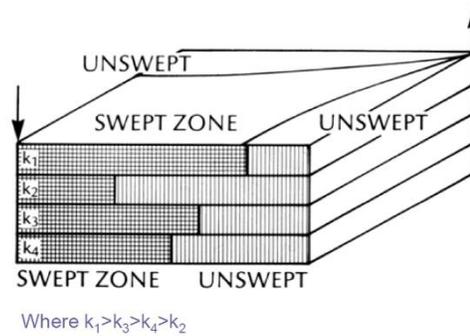


Figura 2-2. Eficiencia vertical relación de volumen contactado y volumen total para un sistema inyección/producción.

Fuente. (Delshad, 2011) oil Recovery Enhancements, Chap 3.

La última variable por considerar es la eficiencia de desplazamiento (E_d), la cual se refiere a la porción de petróleo en el medio poroso que ha sido desplazada por efecto del barrido generado por la inyección de agua. El concepto de flujo fraccional explicado por Leverett en 1941, describe a partir de la ecuación de Darcy para petróleo y agua, dicho fenómeno.

De manera simplificada, el flujo fraccional del agua resulta ser función de la saturación de agua en el sistema tal como lo son las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. Por lo tanto, para un sistema horizontal, el flujo fraccional puede ser presentado en función de la saturación del agua como lo muestra la Figura 2-3.

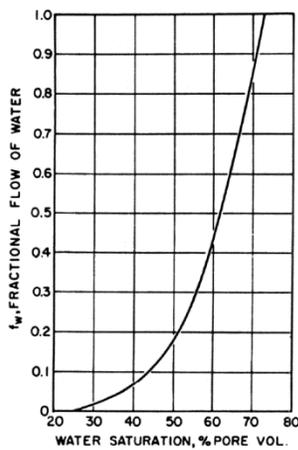


Fig. 3.1 Fractional flow curve, strongly water-wet rock. $\mu_o = 1$ cp; $\mu_w = 0.5$ cp

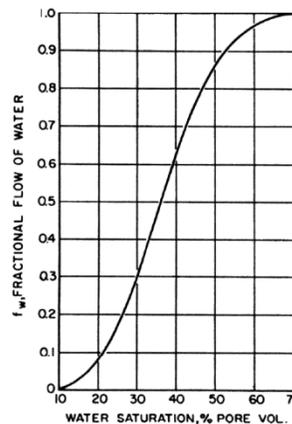


Fig. 3.2 Fractional flow curve, strongly oil-wet rock. $\mu_o = 1$ cp; $\mu_w = 0.5$ cp

Figura 2-3. Curvas de flujo fraccional típicas. (i) Roca fuertemente mojada por agua (ii) Roca fuertemente mojada por crudo.

Fuente: Capítulo 3, Página 30 de Craig (1993).

Considerando la fenomenología que describe la saturación de un fluido, la eficiencia de desplazamiento se define como la relación de la diferencia de saturación de petróleo en las zonas barridas por la inyección de agua y la saturación de petróleo inicial, así: $E_d = (S_{oi} - S_{o^*}) / S_{oi}$.

Definidas las variables que determinan la eficiencia de un proceso de inyección de agua, es posible investigar la forma para mejorar el desempeño de cada una de ellas, y por tanto, aumentar el factor de recobro esperado mediante la implementación de un proceso de inyección de agua o EOR.

En conclusión, para aumentar la eficiencia areal (E_a) se puede (i) Variar la geometría de los arreglos de inyección/producción, (ii) Reducir el espaciado de los pozos inyectoros/productores, (iii) Reducir la relación de movilidad. Para incrementar la eficiencia vertical (E_v) se puede (i) Reducir la relación de movilidad, (ii) Obturar zonas de alta permeabilidad, (iii) Mejorar la inyectividad en zonas de bajas propiedades petrofísicas (iv) Reducir fuerzas gravitacionales (con aumento de tasa de inyección), (v) Reducir fuerzas capilares (con aumento de tasa de inyección). Finalmente, para mejorar la eficiencia de desplazamiento se puede (i) Reducir la relación de movilidad, (ii) Reducir la saturación residual de petróleo, (iii) Reducir fuerzas gravitacionales, (iv) Reducir fuerzas capilares.

Lo anterior sugiere que fuerzas gravitacionales, capilares y viscosas determinan la eficiencia de un proceso de recobro mejorado ($E_a * E_v * E_d$) y el factor de recobro esperado (FR). Por consiguiente, el entendimiento acertado de estas variables definirá el grado de éxito del proceso por implementar. No obstante, las fuerzas viscosas gobiernan principalmente el desempeño del proceso (Delshad, 2011), por lo que el desarrollo del presente estudio se enfoca en el mejoramiento de esta variable a través del estudio de tecnologías como lo son la inyección de polímero y nanopartículas, con foco en el mejoramiento de la relación de movilidad.

2.2 Recobro mejorado por inyección de polímero

La técnica de inyección de polímero para recobro mejorado de petróleo consiste en la adición de un polímero de alto peso molecular al agua de inyección con lo que se busca el mejoramiento de la eficiencia areal y vertical. La presencia de polímero provoca un incremento de la viscosidad de la fase acuosa, lo que resulta en una disminución de su

movilidad y contrastar el fenómeno de interdigitación (“fingering”, es decir, la creación de canales preferenciales de flujo) (Wang et al., 2000; Wegner, 2015; Wei, 2016).

Diferentes autores han coincidido en plantear que la inyección de polímero tiene como propósito (i) Reducir la permeabilidad relativa de la fase acuosa (Barreau et al., 1999; Grattoni et al., 2004; Zheng et al., 2000), (ii) Reducir la relación de movilidad y (iii) Reducir la saturación de petróleo residual (Huh & Pope, 2008).

La inyección de polímeros es una de las prácticas de recobro mejorado más exitosas en la industria petrolera. Algunos de los polímeros más utilizados son (i) Poli(acrilamida hidrolizada) (HPAM), (ii) Xanthan Gum (Xc), (iii) Polímero Asociativo (AP) (Dang et al., 2018).

El polímero a diferencia del agua exhibe comportamientos reológicos No-Newtonianos tales como “*shear thinning*” o reducción de la viscosidad en función del aumento de la tasa de corte y “*shear thickening*”, es decir, aumento de la viscosidad a condiciones altas de tasa corte (poliacrilamidas de elevado peso molecular, >20 millones de Dalton).

Aunque teóricamente la inyección de polímero alcanza factores de recobro superiores a los obtenidos mediante inyección en agua, es importante mencionar algunos retos que pueden surgir durante su aplicación en campo (i) Taponamiento de garganta poral (mayor tamaño de molécula y/o tamaño de agregados del polímero), (ii) Adsorción del polímero en el medio poroso (punto clave de la economía del proyecto), (iii) Degradación de la solución polimérica por ataques químicos, mecánicos, biológicos y térmicos. Dado lo anterior, desarrollos científicos para el mejoramiento del desempeño de la molécula involucran adición de hidrófobos, es decir, polímeros asociativos ya sea co-polímeros o polímeros primarios. Sin embargo, su elevado costo, baja solubilidad y alto factor de resistencia limitan su aplicabilidad (L. J. Giraldo et al., 2017b; Khalilinezhad et al., 2017).

Controlar las pérdidas de polímero como consecuencia del fenómeno de adsorción en el medio poroso es uno de los mayores retos ya que afecta directamente el desempeño global del proceso de recobro mejorado. La adsorción de polímero se origina principalmente por (i) Interacciones físicas, (ii) Tamaño de la partícula y (iii) Características reológicas. La retención del polímero en la roca de yacimiento se mide en miligramos de polímero por gramo de roca (mg/g) o en gramos de químico por metro cuadrado de roca

(g/m²). Se puede clasificar en tres tipos: (i) atrapamiento mecánico, (ii) retención hidrodinámica, y (iii) adsorción. No obstante, la adsorción es el principal mecanismo de retención. Por lo tanto, el éxito de un proceso de inyección de polímero depende de un acertado entendimiento del comportamiento de la adsorción del polímero (interacciones del químico con el medio poroso) (Cheraghian et al., 2014).

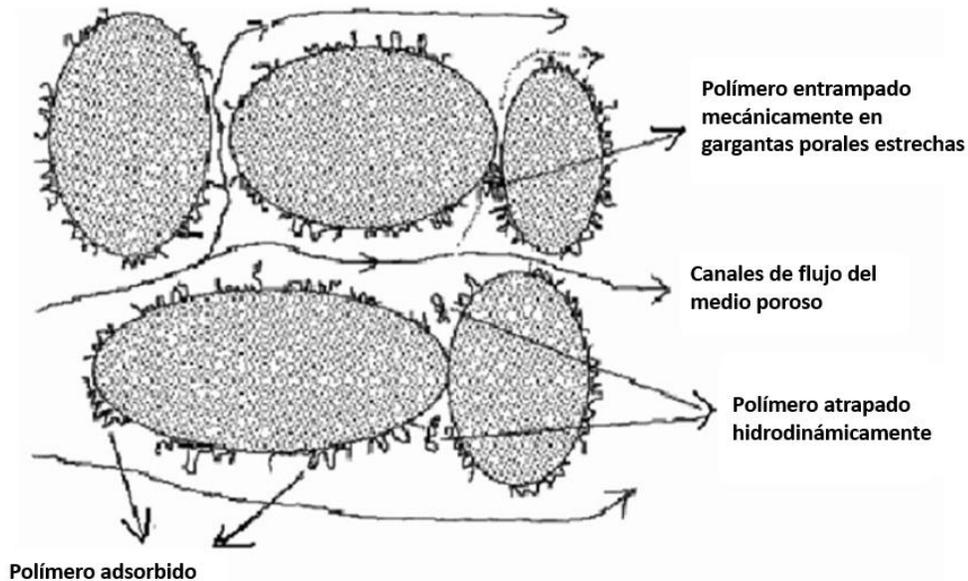


Figura 2-4. Esquema general de los diferentes mecanismos de retención de polímero en el medio poroso.

Fuente: Adaptado de Cheraghian et al. (2014).

En operaciones EOR es fundamental conservar las propiedades del polímero durante su flujo en el yacimiento, sin embargo, la acción de diferentes agentes provoca su degradación. La aparición de este fenómeno desencadena rompimiento de la estructura molecular de las macromoléculas que constituyen el polímero (Ray & Cooney, 2012).

La degradación del polímero puede ser clasificada en tres categorías principalmente. (i) Degradación Química: ataque de contaminantes, aditivos o cualquier componente presente en los fluidos inyectados; asimismo, la presencia de oxígeno promueve reacciones de óxido-reducción (mayor influencia a altas temperaturas) (Ray & Cooney, 2012). (ii) Degradación Térmica: el peso del polímero disminuye conforme aumenta la temperatura debido al rompimiento de sus moléculas por la desestabilización de sus enlaces (Ray & Cooney, 2012). (iii) Degradación Mecánica: altas tasas de producción en

la región cercana al pozo y el paso del polímero a través de dispositivos que generan alto cizallamiento (equipos de disolución e inyección en superficie, líneas de inyección, válvulas, entre otros); adicionalmente debe tenerse en cuenta su peso molecular, ya que entre más grande sean las moléculas, mayor será la resistencia al flujo que éste puede presentar y por tanto el esfuerzo de corte sobre el polímero será mayor (Ray & Cooney, 2012).

En consecuencia, es imperativo que la caracterización del polímero se realice según las técnicas de análisis disponibles para la evaluación de polímeros utilizados en operaciones de recobro mejorado (norma API 63). De esta manera, se adapta la estructura molecular del polímero a las características del yacimiento de interés en términos de (i) Reología, (ii) Solubilidad, (iii) Viscosidad, (iv) Peso molecular, (v) densidad, (vi) PH, (vii) Tensión elástica/Tiempo de relajación para estirar/enrollar, entre otros.

Conforme la experiencia del autor durante los estudios en la Universidad Nacional y soportado en la norma API 63, los análisis requeridos para la caracterización básica del polímero involucran (i) Análisis termogravimétricos (TGA), (ii) Espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), (iii) Dinámica de dispersión de luz (DLS). Análisis del comportamiento reológico del polímero requiere (i) viscosidad del polímero a tasa de corte de referencia (7.1 seg^{-1}), (ii) radio de filtrabilidad, (iii) screen factor, (iv) viscosidad en función de la concentración del polímero, (v) compatibilidad del polímero a condiciones de yacimiento, (v) caracterización de fluidos de formación. Complementado con (i) viscosidad a diferentes tasas de corte, (ii) medición de viscosidad antes y después de exponer el polímero a altas tasas de corte, (iii) viscosidad del polímero a diferentes concentraciones. Adicionalmente, la estabilidad química del polímero a condiciones de yacimiento debe evaluarse en presencia y ausencia de O_2 .

Es necesario caracterizar el agua base para la preparación de la solución polimérica. Se requiere conocer propiedades como (i) PH, (ii) contenido de iones divalentes, (iii) hierro disuelto, entre otras.

Luego de la caracterización de la solución polimérica, la caracterización de compatibilidad de la solución polimérica con la roca del yacimiento toma lugar. Las mediciones básicas de laboratorio para caracterizar el núcleo son: (i) Porosidad, (ii) Permeabilidad al aire (Kaire), (iii) Permeabilidad absoluta (Kabs), (iv) permeabilidad efectiva al petróleo (Ko), (v)

permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) y (vi) permeabilidad relativa liquido/gas. La restauración de la mojabilidad de la roca es altamente recomendada previa construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Así mismo las condiciones de trabajo a las cuales deben estar sometidas las muestras deben simular condiciones de yacimiento en términos de (i) Temperatura, (ii) Presión, (iii) Net Mean Stress o presión de confinamiento y tasas de inyección.

Una vez disponible la información anterior, la caracterización del comportamiento del medio poroso en función del desplazamiento de la solución polimérica debe ser realizado mediante la construcción de (i) curvas de permeabilidad relativa, (ii) medición de la reducción de la permeabilidad (RRF) y (iii) medición de la reducción de la movilidad en muestra de roca (RF). Adicionalmente, es posible el cálculo del (i) Volumen poroso inaccesible (IPV) y del valor de adsorción dinámica (ADS) o pérdida de polímero en el medio poroso por método de Zaitoun y por el método API RP 63.

Pruebas en el medio poroso para la definición de las variables anteriormente descritas deben ser realizadas a diferentes concentraciones de polímero (por ejemplo, 500, 800, 1200, 1500 ppm) y a diferentes tasas de inyección en laboratorio de (0.067, 0.167, 0.333, 0.833 seg^{-1}) las cuales deben ser extrapoladas a nivel de campo para encontrar la formulación que presente los mejores incrementales y mejores condiciones operativas para la implementación del método de recobro objetivo.

2.3 Recobro mejorado por inyección de polímero y nanopartículas

En la última década, la nanotecnología ha ocupado un espacio importante dentro de la industria de los hidrocarburos. La implementación de tecnologías en forma de nanomateriales ha ofrecido propiedades estratégicas que han facilitado su inclusión en diversos procesos upstream y downstream; destacándose las áreas de exploración, perforación y completamiento, estimulación y producción, EOR, refinación (Agista et al., 2018). Los resultados reportados de algunos estudios experimentales y teóricos han mostrado cómo la nanotecnología ha permitido incrementar el factor de recobro como consecuencia del impacto sobre diferentes fenómenos y mecanismos físicos como: reducción de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo (El Shafey, 2017; Hendraningrat et al., 2008), modificación de la viscosidad del petróleo (Aristizábal-Fontal

et al., 2018), disminución de la saturación residual del crudo (Franco et al., 2017), y alteración de la humectabilidad del medio poroso (Karimi et al., 2012).

Debido a las características especiales que presentan las nanopartículas producto de su alta relación área superficial/volumen, varios estudios experimentales y de modelamiento han sido llevados a cabo con el fin de evaluar la ventaja de incluirlas en procesos de recobro mejorado tradicionales como la inyección de polímero, surfactante, vapor, agua alternada con gas (wag), entre otros (Ali et al., 2018). Desde 2011, algunas investigaciones han añadido nanopartículas a procesos de inyección de polímeros tradicionales con el objeto de mejorar su desempeño y garantizar mayor recuperación de petróleo (Cheraghian, 2016; Cheraghian et al., 2014; L. J. Giraldo et al., 2017b; Hu et al., 2017; Khalilinezhad et al., 2016, 2017; Maghzi et al., 2011, 2014; Yousefvand & Jafari, 2015).

Algunas de las mejoras observadas en el desempeño del polímero por uso de nanopartículas se enmarcan en: (i) reducción de la degradación (química, térmica, mecánica) (Cheraghian, 2016; L. J. Giraldo et al., 2017b; Hu et al., 2017), (ii) disminución de la adsorción de polímero (Cheraghian et al., 2014; Khalilinezhad et al., 2016), (iii) incremento de la viscosidad de la fase acuosa (Cheraghian, 2016; Maghzi et al., 2014), y (iv) alteración de la humectabilidad de la roca (Maghzi et al., 2011; Yousefvand & Jafari, 2015).

Las investigaciones llevadas a cabo por Giraldo et al. (2017) y Hu et al. (2017) estudiaron las interacciones entre nanopartículas y polímeros. Concluyeron que se genera un fenómeno de adsorción entre ambos compuestos debido a la existencia de enlaces cruzados covalentes. A través de isotermas de adsorción y desorción, Giraldo et al. (2017) mostraron que este fenómeno es irreversible.

En 2016, Khalilinezhad et al. Investigaron los efectos de las nanopartículas en el comportamiento del flujo de la solución de polímero en medios porosos mediante el uso de estudios experimentales y simulaciones numéricas. Los resultados indicaron que las soluciones dispersas de nanopartículas en polímero (DSNP) tienen una adsorción ultra baja de polímero sobre la roca del medio poroso en comparación con las soluciones convencionales de polímero (DCNP). Los resultados demostraron que las nanopartículas dispersas pueden mejorar el comportamiento de adsorción de la solución de polímero comercial. Los investigadores comentaron que sus observaciones experimentales

estuvieron alineadas con las publicadas por otros autores. La Figura 2-5 presenta comparación de la cantidad de polímero adsorbido para los casos estudiados por Khalilnezhad et al. (2016), como se observa la solución con nanopartículas de sílice evidentemente tiene un menor nivel de adsorción.

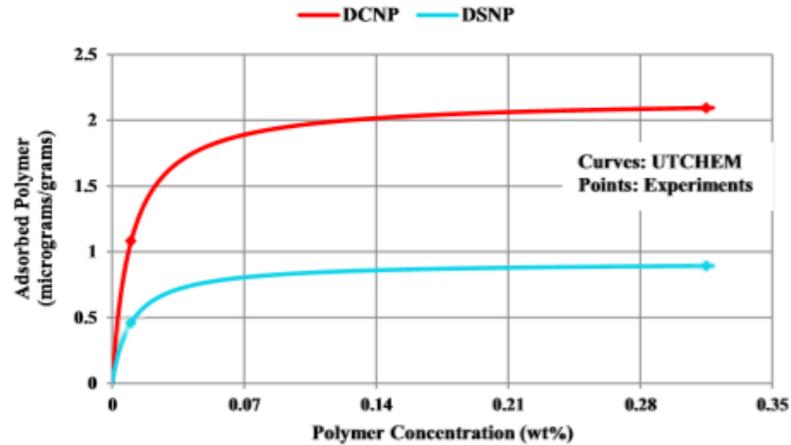


Figura 2-5. Comparación datos de adsorción experimentales y de simulación de soluciones poliméricas con y sin nanopartículas.

Fuente: Khalilnezhad et al. (2016).

El problema crítico que dificulta la aplicación exitosa de polímeros comerciales (tipo HPAM) en operaciones EOR es la degradación, especialmente en condiciones de alta temperatura y alta salinidad (Hu et al., 2017). Gran parte de las investigaciones reportadas en literatura han estado enfocadas en estudiar el efecto de agregar nanopartículas para controlar los procesos de degradación. Por ejemplo, Hu et al. (2017) estudiaron la degradación química (contenido de sal) y térmica. Concluyeron que la presencia de las nanopartículas mejora significativamente la estabilidad térmica del HPAM y la tolerancia a la presencia de sales, mostrando siempre valores superiores de viscosidad. Resultados similares obtuvieron Maghzi et al. (2014) como se observa en la Figura 2-6.

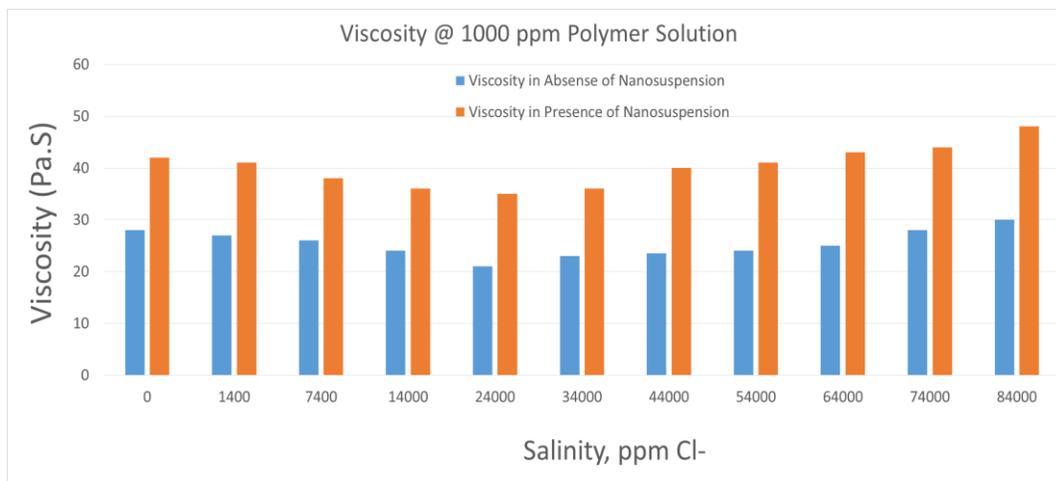


Figura 2-6. Comparación viscosidad de soluciones poliméricas con presencia y ausencia de nanopartículas en función de la salinidad.

Fuente: Maghzi et al. (2014).

Asimismo, el artículo publicado por Giraldo et al. (2017) concluyó que la adición de nanopartículas a una solución polimérica genera reducción de la degradación causada por efectos de temperatura y tasa de corte. La Tabla 2-1 muestra el grado de degradación de una solución de polímero a una concentración de 500 mg/L en presencia de diferentes dosis de nanopartículas de SiO₂ bajo una atmósfera inerte. Las mediciones las tomaron a los 7 y 14 días. Como se observa, los resultados son contundentes ya que se logra disminuciones en el porcentaje de degradación de más del 80% en comparación a una solución con solo polímero.

Tabla 2-1. Porcentajes de degradación de soluciones poliméricas en presencia y ausencia de nanopartículas.

Concentración de nanopartículas de SiO ₂ (mg/L)	% Degradación	
	7° día	14° día
0	65.5	75.9
500	16.0	20.9
1000	6.4	16.7
3000	4.5	11.5

Fuente. Giraldo et al. (2017).

Todas las investigaciones experimentales reportadas en literatura muestran que las soluciones poliméricas que incluyen nanotecnología pueden recuperar mayor cantidad de petróleo. La Figura 2-7 corresponde al estudio llevado a cabo por Maghzi et al. (2014), el cual muestra incrementos de hasta 10% en el factor de recuperación.

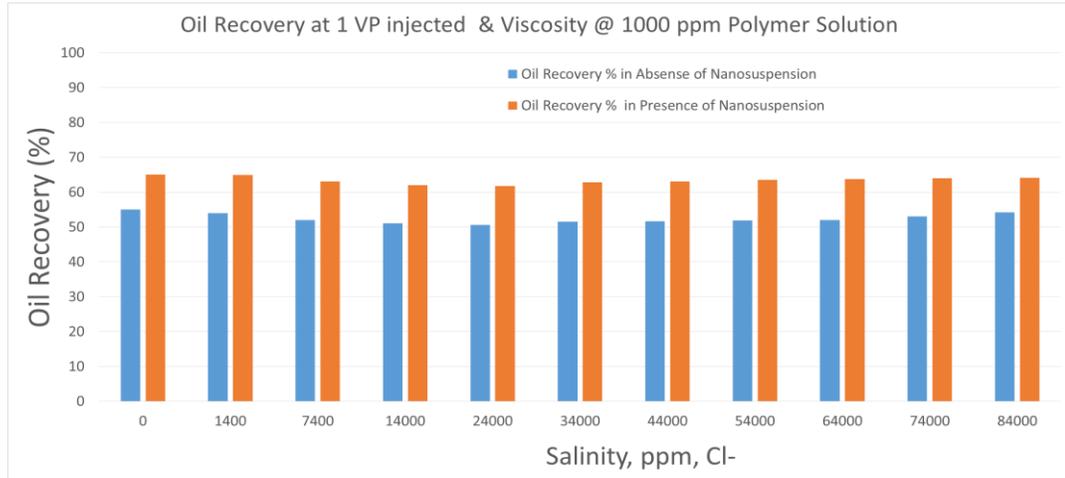


Figura 2-7. Porcentaje de recobro medido a 1 VP de inyección de solución polimérica con presencia y ausencia de nanopartículas en función de la salinidad.

Fuente: Maghzi et al. (2014).

Otra investigación a nivel de laboratorio llevada a cabo por Cheraghian (2016) mostró que soluciones poliméricas con diferentes concentraciones de nanopartículas pueden aumentar el factor de recobro en el mejor escenario posible un 10.74% pero bajo una perspectiva menos favorable solamente hay un incremento de 3.3% en comparación con un proceso de solo polímero (Figura 2-8).

En consecuencia, la mejora del desempeño de un proceso de inyección de polímero por adición de nanopartículas depende de las condiciones operacionales, el tipo de roca del yacimiento, las características del crudo, las propiedades del polímero y las nanopartículas, el nivel de interacción logrado entre ambos químicos, entre otros.

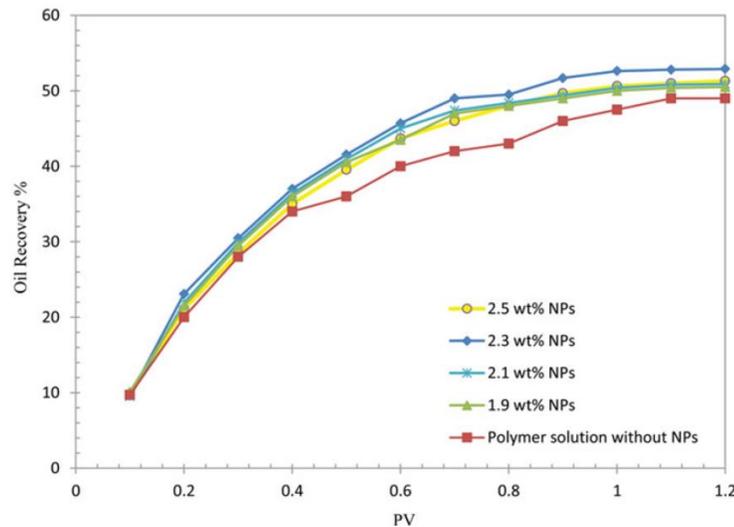


Figura 2-8. Porcentaje de recobro de soluciones poliméricas con presencia y ausencia de nanopartículas de TiO_2 .
Fuente: Cheraghian (2016).

El procedimiento experimental para evaluar efecto de nanopartículas y polímero para recobro mejorado se enmarca en los estándares de la evaluación de soluciones poliméricas descritos en la norma API RP 63. Así mismo, la caracterización básica tanto del polímero como de las nanopartículas involucra análisis experimentales (i) Termo gravimétrico (TGA), (ii) Espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR) y (iii) Dinámica de dispersión de Luz (DLS).

Uno de los principales fenómenos por analizar corresponde a la caracterización de la adsorción de polímero sobre nanopartículas. Dicha caracterización involucra (i) análisis experimentales tipo Batch-mode/ Por lotes, (ii) Clasificación de isothermas (Tipo I, II, III, IV), (iii) Modelamiento numérico de Isothermas (Modelo de Langmuir, Modelos de Freundlich, Modelo Solid-Liquid Equilibrium (SLE), (iv) Determinación de la adsorción de la superficie de las nanopartículas, (iv) Determinación del proceso de sorción.

Los factores que afectan el tipo de isoterma y el desempeño de la curva de adsorción se clasifican en (i) Método de mezcla del adsorbato (polímero) y el adsorbente (nanopartícula), (ii) Temperatura de la mezcla y (iii) Caracterización reológica.

El comportamiento reológico del polímero puede ser descrito numéricamente por modelos como el propuesto por Herschell-Bulkley o Carreau. Algunas de las pruebas recomendadas para describir el comportamiento reológico en presencia y ausencia de nanopartículas

requieren variaciones en las condiciones de temperatura, contenido de oxígeno, entre otros.

2.1 Simulación numérica de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas

La simulación de yacimientos juega un papel imprescindible en la industria de los hidrocarburos por su capacidad para evaluar integralmente el desempeño de diferentes procesos. Son varios los simuladores disponibles para el análisis e interpretación de yacimientos, sin embargo, los que están especializados en procesos de recobro químico mejorado de petróleo son escasos. Entre estos se encuentra el UTCHEM de la Universidad de Texas (UTCHEM, 2000), el cual se describe como un modelo de simulación tridimensional, multifásico, multicomponente, de inyección de químico. Acopla un esquema de solución implícito en presión y explícito en saturación; es capaz de simular varias especies químicas como (i) agua, (ii) petróleo, (iii) surfactante, (iv) polímero, (v) cationes, (vi) aniones, (vii) trazadores. Tiene la capacidad de incorporar el modelamiento de diferentes fenómenos físicos y químicos como (i) el comportamiento de fases del surfactante, (ii) permeabilidad relativa de las tres fases, (iii) entrapamiento capilar, (iv) *shear thinning* de la viscosidad del polímero, (v) reducción de la permeabilidad por adsorción de polímero, (vi) intercambio catiónico, (vii) fraccionamiento de trazadores, (viii) reacciones químicas, (ix) adsorción, (x) reacción de geles y (xi) comportamiento de fases por termo-dependencia. Otra de sus características es la habilidad para simular resultados experimentales a escala de laboratorio (Khalilinezhad et al., 2016).

Otro de los simuladores ampliamente utilizados para el modelamiento de procesos de recobro químico es STARS de CMG, el cual está enfocado en la simulación de procesos de recuperación que implican vapor, solventes, aire y productos químicos. STARS es una de las herramientas más ampliamente utilizadas para estos propósitos ya que involucra complejos fenómenos necesarios para modelar con precisión procesos de inyección de polímero-álcali-surfactante (ASP), inyección de agua de baja salinidad e inyección de espuma.

También es oportuno mencionar el simulador ECLIPSE desarrollado por Schlumberger, una de las compañías de servicio más importantes del mundo. Ofrece una predicción

rápida y precisa del comportamiento dinámico en operaciones como las anteriormente mencionadas y además incluye la simulación de procesos físicos y químicos involucrados en la inyección, almacenamiento, extracción, separación y mezcla de CO₂.

A nivel de nuestro país, el grupo de Investigación en Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos (DFTmp) de la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín ha estado liderando la construcción de una herramienta de simulación de yacimientos con enfoque multifásico/multicomponente capaz de modelar con precisión diferentes procesos de la industria petrolera. Uno de los aspectos más interesantes es la inclusión de la nanotecnología en procesos de recobro con inyección de polímero, lo cual constituye un acercamiento bastante valioso al entendimiento de los fenómenos involucrados en estas novedosas técnicas.

No obstante, los modelos numéricos de inyección de químicos a escala comercial continúan siendo un reto. Es una necesidad el entendimiento y descripción precisa de todos los mecanismos y fenómenos físicos que pueden tomar lugar en el medio poroso. Para el alcance de este trabajo, se busca capturar los fenómenos de transporte y transferencia más relevante durante la inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas. Entre los que se resalta: adsorción y degradación de polímero, aumento de viscosidad del agua, retención de nanopartículas, mejoramiento del desempeño del polímero por las interacciones con nanopartículas.

3. Capítulo 3: Simulación de un modelo de sector de la implementación de procesos de inyección de agua, agua con polímero y agua con polímero y nanopartículas

Este modelo de simulación busca capturar el potencial incremental de recobro mejorado asociado a la inyección de agua, polímero y nanopartículas en la unidad G9 del Campo objetivo. Para este propósito se tomó como base el modelo geológico de sector disponible, el cual presenta detalle de tendencias tanto estratigráficas como estructurales de la zona definida como área potencial para dar inicio al piloto de inyección de agua.

El modelo de sector extraído del geomodelo 3D contiene un total de 42.420 celdas distribuidas así: $i= 21$, $j= 20$, $k= 101$. De este bloque se extrajo una malla más limitada de 17.069 celdas ($i= 13$, $j= 13$, $k= 101$) las cuales hacen parte del bloque de simulación. Finalmente se desactivan en total 10.034 celdas que presentan porosidad menor a 5% las cuales son consideradas no yacimiento. Las celdas activas clasificadas como yacimiento y constituidas por arenas limpias (AL) y arenas sucias (As) son en total 7.035. Las dimensiones de las celdas son $i= 25$ m, $j= 25$ m, $k = 2$ ft.

El arreglo de pozos productores e inyector conforma un patrón de inyección/producción de 5 puntos invertidos con un espaciamiento areal de aproximadamente 20 ac con un espesor de 202 ft para la unidad objetivo G9. La profundidad promedio de la unidad objetivo es de 4.100 ft (1.250 m) con temperatura promedio de 125 °F.

De esta manera se construyó un modelo de simulación mecanístico/conceptual en CMG el cual permitió analizar las eficiencias areal, vertical y de desplazamiento, así como implementar diversas sensibilidades a los parámetros y variables más determinantes.

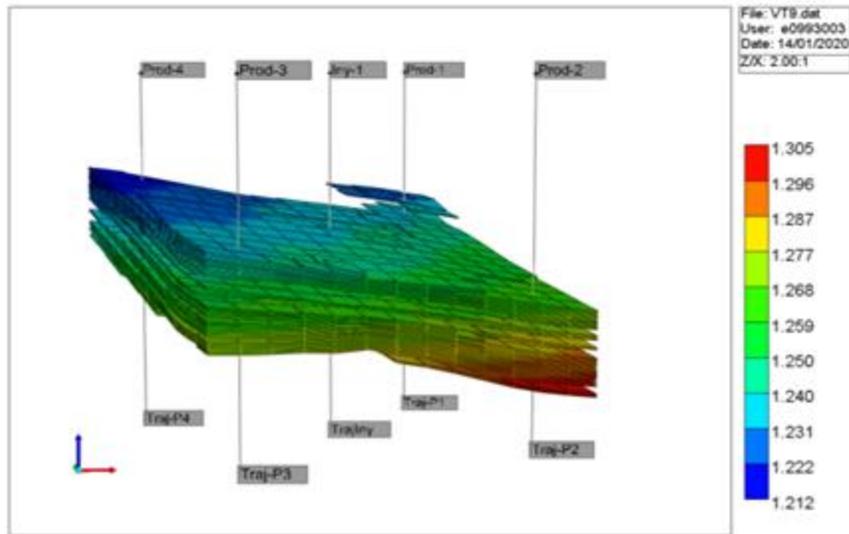


Figura 3-1. Profundidad del yacimiento del modelo estático del sector seleccionado.

La presión actual del yacimiento es de 780 psi equivalente a la presión de burbuja. El modelo de fluidos corresponde a un "Black Oil" de 13.9°API, modelado a partir de la Ecuación de Estado descrita en la sección 3.2. La salinidad del agua es de 35.000 ppm de Cl⁻ con una viscosidad de 0.95 cp. No se considera capa de gas en el yacimiento.

Los completamientos de los pozos se cargaron honrando los cañoneos actuales que conformarían el patrón de inyección/producción. Para el yacimiento se estima un coeficiente de Dykstra-Parson de 0.61, el cual indica heterogeneidad según los valores estandarizados (0 yacimiento homogéneo y 1 yacimiento heterogéneo). La Figura 3-2 muestra el mapa de distribución de permeabilidad y porosidad del modelo sectorial.

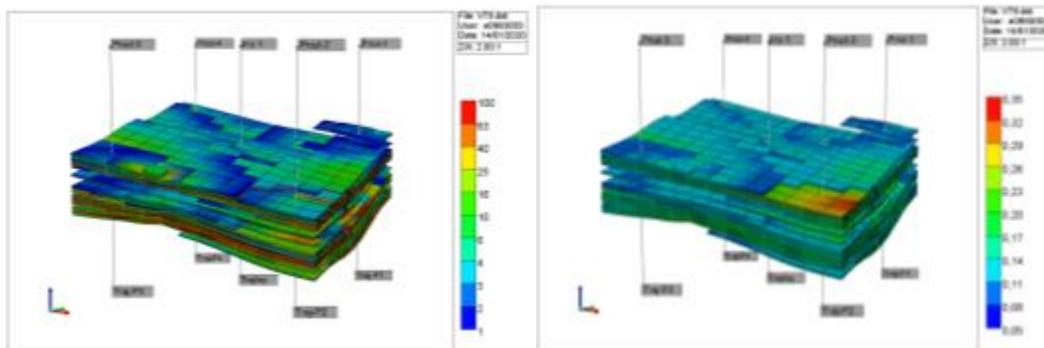


Figura 3-2. Modelo de permeabilidad y porosidad del sector del yacimiento seleccionado.

La Figura 3-3 presenta la distribución de arenas limpias y arenas sucias del yacimiento. Asimismo, muestra la distribución de saturación inicial de agua tomando como base el geomodelamiento de propiedades 3D.

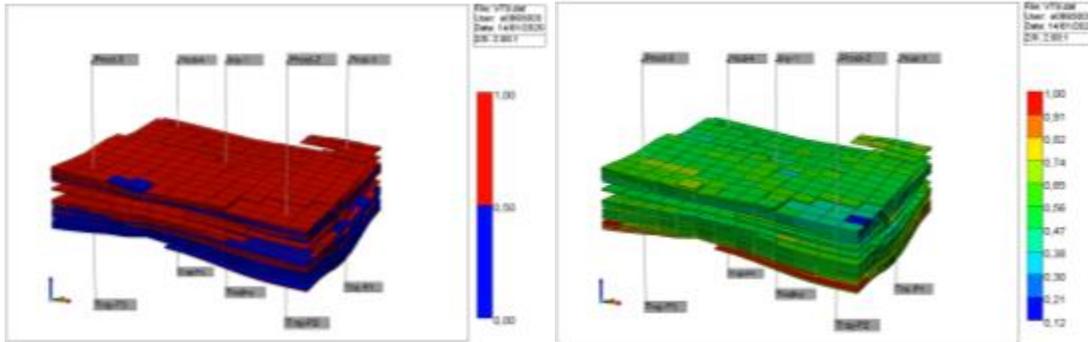


Figura 3-3. Tipos de roca del yacimiento: Azul (Arena Limpia, AL) y Rojo (Arena sucia, AS) y Modelo de saturación de agua del modelo seleccionado.

El petróleo original (OOIP) calculado a través del simulador CMG es 1.035 millones de barriles, el volumen poroso de hidrocarburos (HCPV) es 1.083 millones de barriles y el volumen poroso total (VP) es 2.105 Millones de barriles.

Con base en lo anterior, se corrobora en promedio una saturación inicial de petróleo de 51% (HCPV/VP) y un factor volumétrico de 1.05 Resbls/stb. (OOIP/HCPV).

3.1 Modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa

Con datos disponibles de núcleos extraídos del campo objetivo para la caracterización del yacimiento se construyó la curva de permeabilidad vs Porosidad. Se extrajo las propiedades de los dos tipos de roca. Las arenas del campo se consideran preferencialmente mojadas al agua, con saturaciones iniciales de 45% para las arenas limpias y 55% para las arenas sucias. Lo anterior debido a que no se cuenta con pruebas de laboratorio de permeabilidades relativas a la fecha. Para la saturación residual de petróleo (S_{or}), el exponente de Corey y la permeabilidad relativa al agua a S_{or} ($K_{rw @ S_{or}}$) se utilizaron valores de 0.25, 2 y 0.3 en consideración del comportamiento de producción de agua bajo que presenta el yacimiento.

La compresibilidad de la roca utilizada en el modelo fue de 5.41 E-5 (1/psi) calculada a partir de la correlación de Hall, la cual estima el valor de compresibilidad en función del

valor de porosidad de la roca. Este valor fue corroborado con análisis experimentales descritos en el estudio especial de corazones del campo objetivo (ICP; Abril 2003).

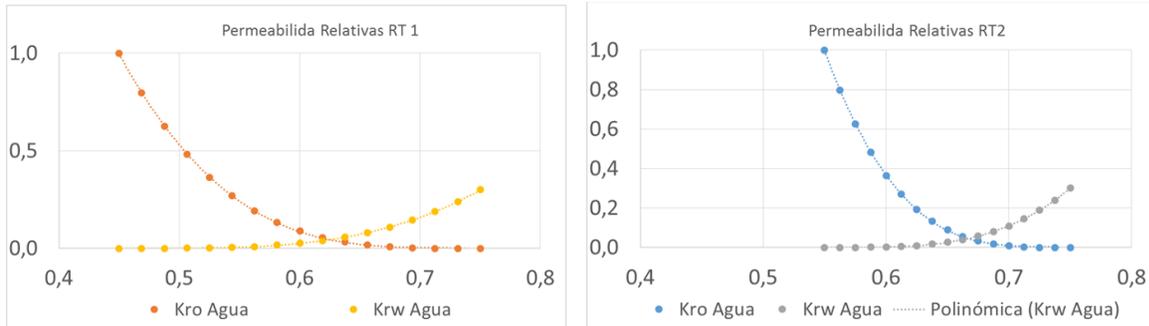


Figura 3-4. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Objetivo.

Fuente: Estudio Integral de Caracterización, GG, 2018.

3.2 Modelo PVT

El modelo PVT de la unidad de interés (G9) parte de la Ecuación de Estado (EoS) disponible para el Campo Objetivo. La EoS fue cargada en el módulo PVT (WinProp) del software CMG, se definieron 18 componentes con los que se modelaron propiedades PVT del crudo. Los parámetros fueron exportados y cargados al módulo STARS.

Las propiedades del fluido modelado corresponden a un “*Black Oil*” de 13.9 grados API, con una relación gas petróleo de 76 scf/stb, una viscosidad de 215 cP, presión de burbuja de 789 psi y temperatura de 125 °F. El factor volumétrico del petróleo es de 1.05 bls/stb. Las Figura 3-5, Figura 3-6 y Figura 3-7 muestran las propiedades del fluido.

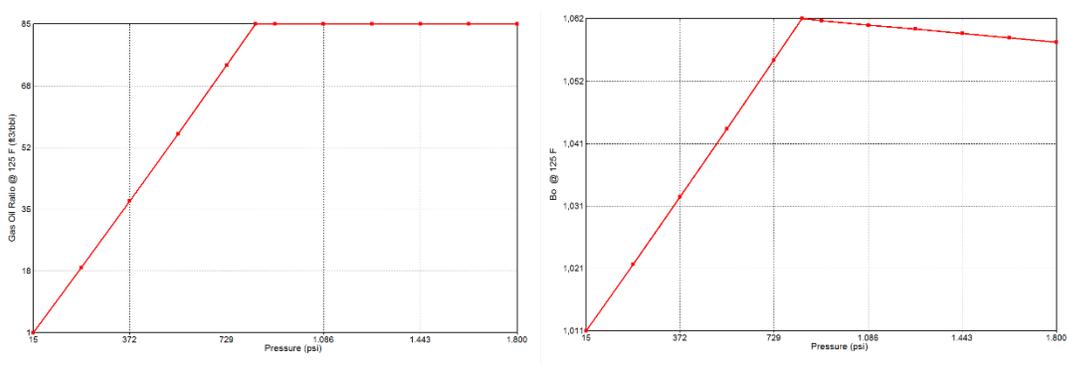


Figura 3-5. Relación gas/petróleo y Factor volumétrico del petróleo.

Fuente: Ecuación de Estado Fm Guaduas Campo Estudio. Ecopetrol S.A.

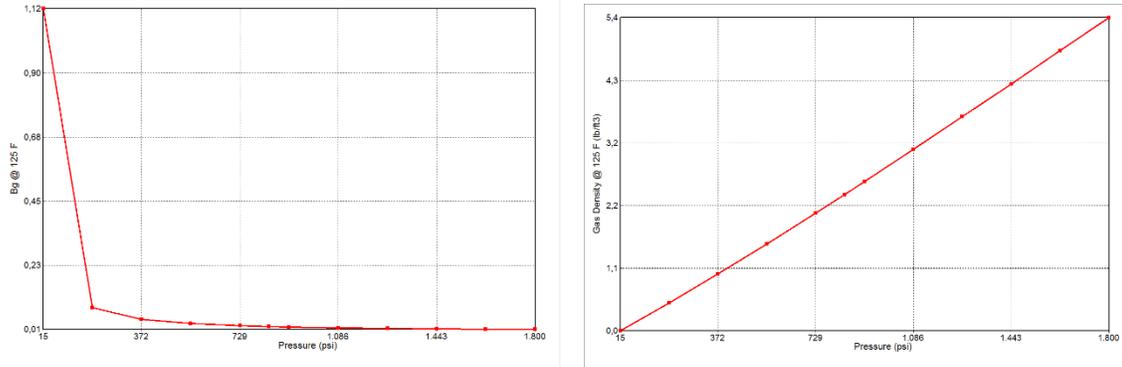


Figura 3-6. Factor volumétrico del gas y Factor Z del Gas.
Fuente: Ecuación de Estado Fm Guaduas Campo Estudio. Ecopetrol S.A.

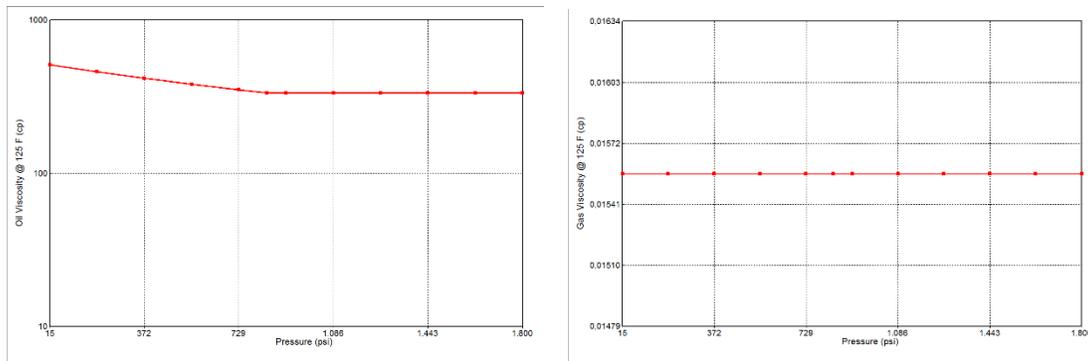


Figura 3-7. Viscosidad del petróleo vivo y del gas.
Fuente: Ecuación de Estado Fm Guaduas Campo Estudio. Ecopetrol S.A.

3.3 Condiciones iniciales

La programación del simulador considera equilibrio vertical como condiciones iniciales para el modelo de sector. La profundidad de referencia se estableció en 3937 ft y presión de referencia de 2204 psi. El contacto agua petróleo ha sido identificado y ubicado por debajo de la profundidad máxima del modelo de sector a 4921 ft. La distribución de saturación de agua a condiciones iniciales considera la distribución de los dos tipos de roca presentes en el modelo estático, de esta manera, las celdas asignadas con tipo de roca uno (1) tendrán una saturación de agua inicial de 45% (RT1; $S_{wi} = 45\%$), mientras que las celdas asignadas con un tipo de roca dos (2) tendrán una saturación de agua inicial de 55% (RT2; $S_{wi} = 55\%$).

3.4 Modelo de simulación recobro primario

El modelo de sector inicialmente simula condiciones de producción primaria para un periodo de 60 años (2020–2080). La producción de petróleo a condiciones iniciales alcanza los 67 bopd y la producción acumulada durante los 60 años es de 130 Kbls lo que corresponde a la producción de un pozo en condiciones primaria. El corte de agua al recobro último esperado (EUR por sus siglas en inglés) alcanza un 10% al final del periodo evaluado. El factor de recobro se calcula en 11.09%. La Figura 3-8 muestra la tasa de petróleo y la producción acumulada de petróleo para todo el periodo de simulación.

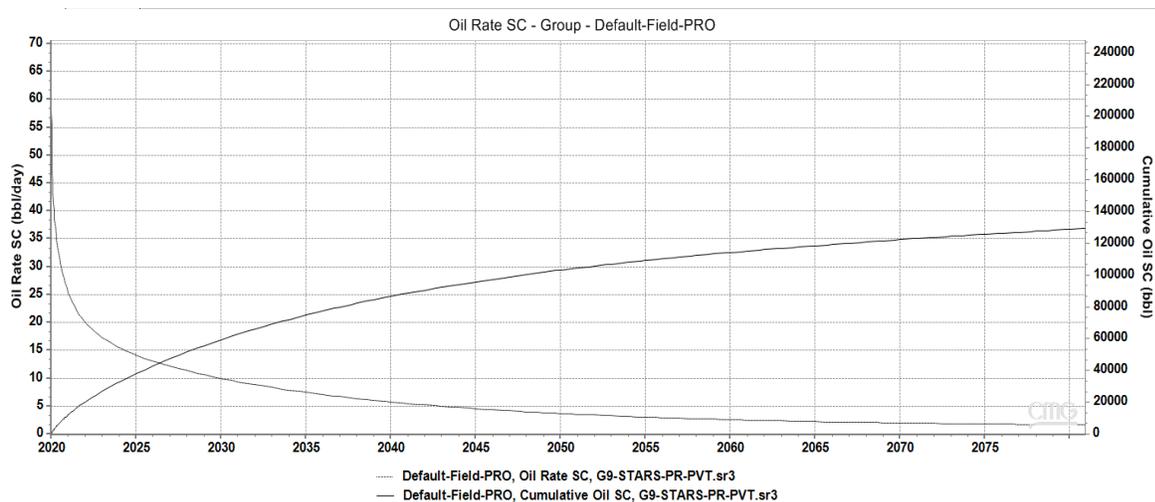


Figura 3-8. Tasa de petróleo y producción de petróleo acumulada del proceso de recobro primario.

3.5 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de agua

Para simular un proceso de inyección de agua en el Campo Objetivo se consideró un periodo de producción primaria durante los primeros 10 años (2020–2030) y posteriormente se simuló un proceso de inyección constante a 100 bwipd, alcanzando la inyección acumulada de 1.85 Mbbls en 50 años; equivalente a 0.83 volúmenes porosos inyectados (IPV). La inyección de agua fue simulada por control de tasa a 100 bwipd y se considera que el pozo inyector está estimulado con un daño de formación de -2 ($S=-2$).

Al final del periodo de inyección de agua se recuperó aproximadamente 204 Kbls de petróleo, lo que representa un factor de recobro de 17.49%, es decir, un 58% más alto en

comparación al recobro primario. La Figura 3-9 presenta un comparativo de la tasa de aceite y la producción acumulada de petróleo del caso base y del escenario con inyección de agua como método de recuperación mejorada. Como respuesta al impacto de la inyección de agua, se observa un pico máximo de producción de 17 bopd.

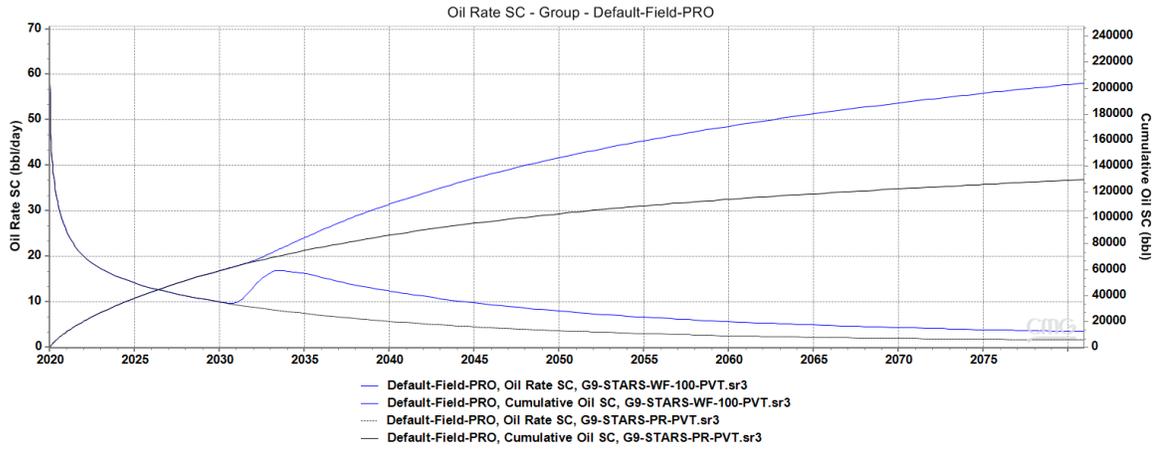


Figura 3-9. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario y por inyección de agua.

La Figura 3-10 muestra el perfil de saturación de petróleo en función del tiempo de uno de los pozos productores (Prod-1). Se evidencia la desaturación del espacio poroso por efecto del desplazamiento conforme avanza la inyección de agua. Sin embargo, aún después de 50 años de inyección algunos horizontes del yacimiento permanecen con alta saturación de petróleo (superior al 50%).

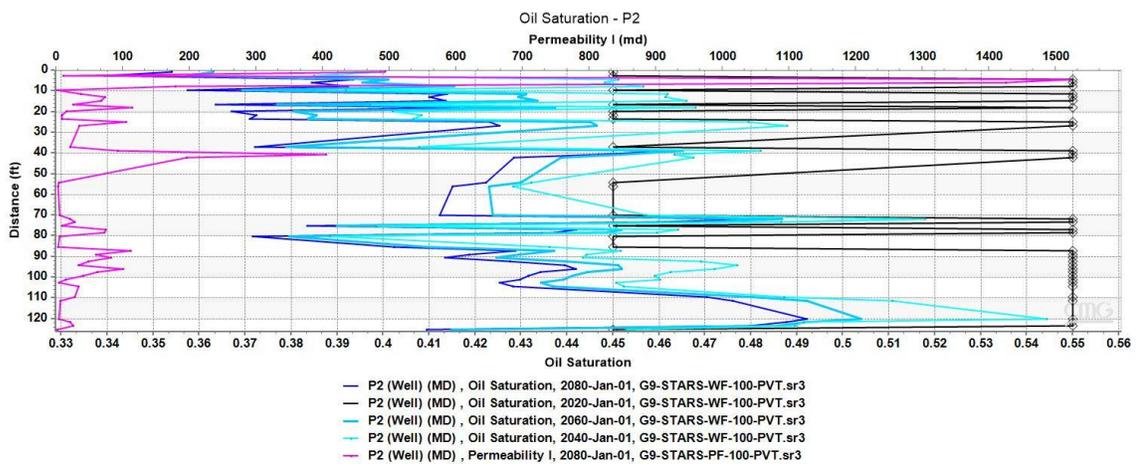


Figura 3-10. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2040, 2060, 2080) del proceso de inyección de agua.

La Figura 3-11 compara la presión de fondo del pozo inyector del caso base con la del escenario en el que se inyecta agua. Esta variable operacional es fundamental tenerla en cuenta porque permite analizar el requerimiento de energía exigido para implementar los procesos evaluados en este trabajo. Para el caso de inyección de agua, la energía requerida para inyectar los 100 bbl en el yacimiento alcanza los 3300 psi.

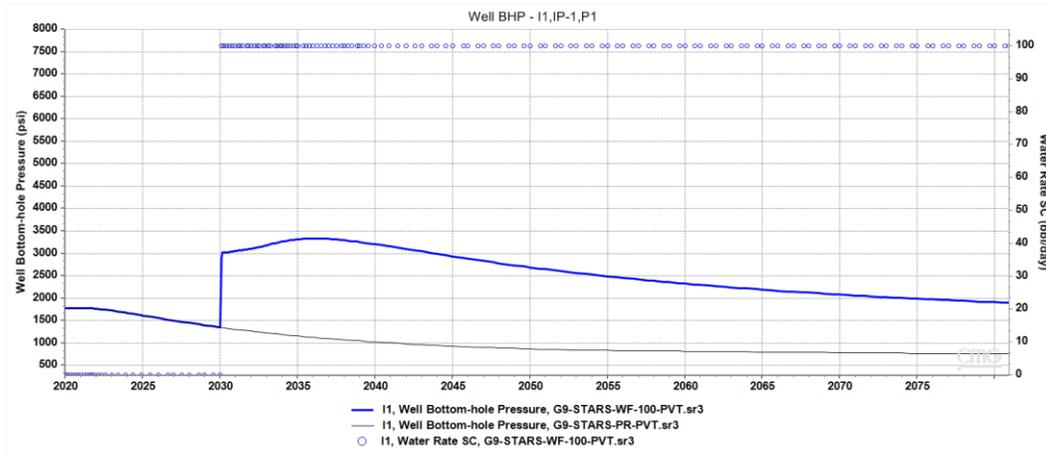


Figura 3-11. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de agua.

Finalmente, aunque es notorio el aumento de producción acumulada de petróleo por inyección de agua, se continúa registrando un factor de recobro bajo. Esto permite intuir que el volumen de hidrocarburos que continúa atrapado dentro del yacimiento debe ser recuperado a través de técnicas más avanzadas que faciliten una relación de movilidad favorable y contrasten los efectos generados por la heterogeneidad del sistema. De esta forma, en las siguientes secciones se evalúa el impacto de la inyección de agua mejorada por adición de polímero y polímero combinado con nanopartículas.

3.6 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de polímero

El esquema de inyección es similar al planteado anteriormente, es decir, la implementación de agua y polímero empieza luego del depletamiento por producción primaria durante 10 años (2020–2030) y su inyección es constante durante 50 años (2030–2080). Asimismo, se fijó tasa constante de 100 bwipd, inyección total de químico de 0.83 IPV y pozo inyector estimulado (S=-2).

La información para la caracterización del polímero se tomó de los resultados experimentales de un polímero de bajo peso molecular el cual ha sido estudiado en laboratorio para implementación en pilotos de recobro mejorado para diferentes campos en Colombia.

Un perfil de viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración de polímero se presenta en la Figura 3-12.

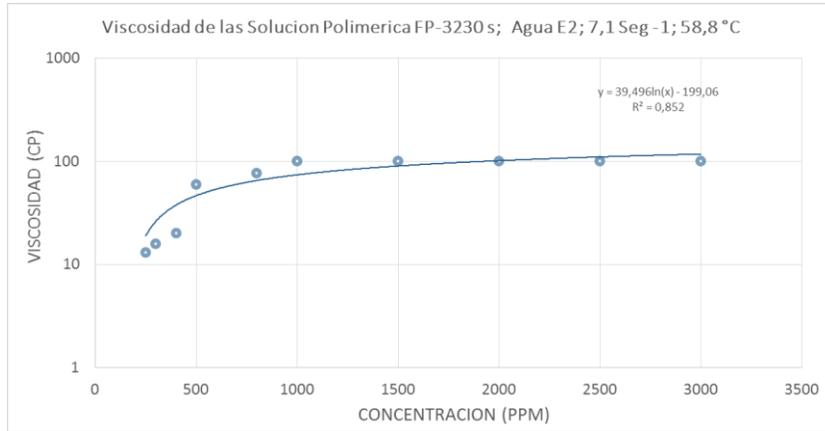


Figura 3-12. Viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración de polímero a una tasa de corte de 7.1 seg^{-1} y temperatura de 58.8 °C.

El comportamiento reológico del polímero se dispone a diferentes concentraciones (500 ppm, 800 ppm, 1000 ppm, 1200 ppm y 1500 ppm). Se toma como referencia la curva de 1000 ppm de concentración para análisis de las propiedades del polímero. El comportamiento reológico se muestra en la Figura 3-13.

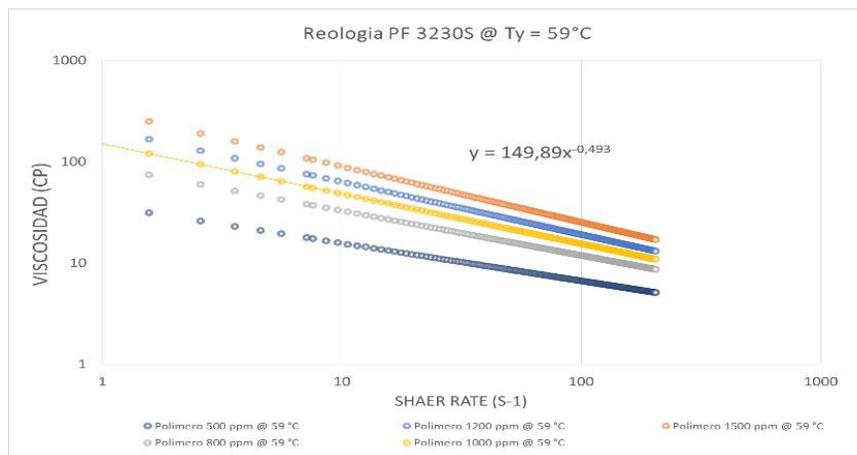


Figura 3-13. Comportamiento reológico del polímero a diferentes concentraciones.

El radio de filtrabilidad del polímero (RRF) mide la reducción de la permeabilidad del medio poroso posterior a la inyección de polímero. En este caso, el RRF es de 1.3 y se muestra en la Figura 3-14.

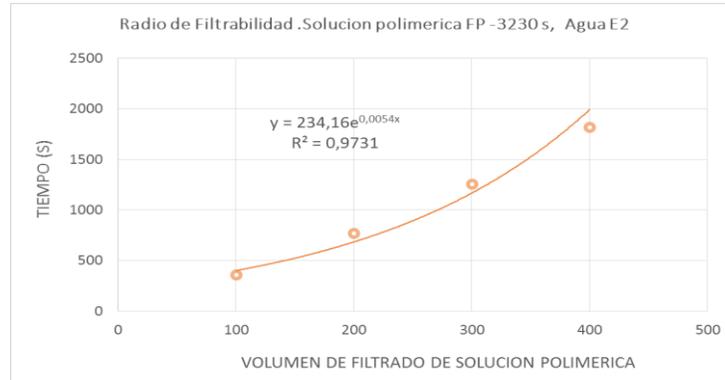


Figura 3-14. Radio de filtrabilidad del polímero a temperatura de 58.8 °C.

La adsorción del polímero se calculó con base al modelo de Langmuir. Se tomó como valor máximo de adsorción 0.375 mg/g, el cual se calcula como el promedio de la adsorción obtenida de las pruebas experimentales y estimada para una concentración de polímero de 1000 ppm.

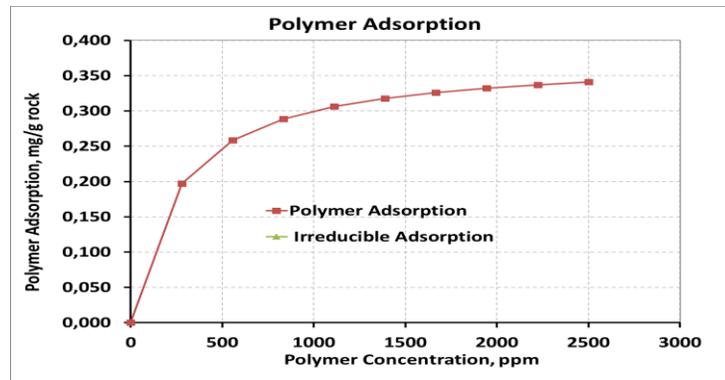


Figura 3-15. Estimación de la adsorción de polímero para una concentración de 1000 ppm.

El volumen poroso inaccesible (IPV), es decir el espacio poroso al cual no puede ingresar el polímero debido a su tamaño, se estimó por el método de Zaitoun y por el procedimiento descrito en la norma API RP 63.

Tabla 3-1. Determinación del IPV y la adsorción máxima de polímero sobre la roca.

Prueba I	1P	1T	2P	2T	IPV	mg/L Vp
IPV	0,91	1,03	0,73	0,82	0,09	90,0
IPV	0,91	1,03	0,73	0,82	0,30	300,0
Adsorcion	0,91	1,03	0,73	0,82	0,18	180,0
Adsorcion Max					0,30	300,0
Prueba II	1P	1T	2P	2T	IPV	mg/L Vp
IPV	1,42	1,38	0,85	0,95	0,10	100,0
IPV	1,42	1,38	0,85	0,95	0,53	530,0
Adsorcion	1,42	1,38	0,85	0,95	0,57	570,0
Adsorcion Max					0,57	570,0
Prueba III	1P	1T	2P	2T	IPV	mg/L Vp
IPV	1,8	1,8	1,05	1,5	0,45	450,0
IPV	1,8	1,8	1,05	1,5	0,75	750,0
Adsorcion	1,8	1,8	1,05	1,5	0,75	750,0
Adsorcion Max					0,75	750,0
Prueba IV	1P	1T	2P	2T	IPV	mg/L Vp
IPV	0,92	0,91	0,92	1,1	0,18	180,0
IPV	0,92	0,91	0,92	1,1	0,00	0,0
Adsorcion	0,92	0,91	0,92	1,1	0,00	0,0
Adsorcion Max					0,18	180,0

Una vez disponible la información de entrada requerida para el modelamiento del proceso de inyección de polímero, se montó el caso en el módulo STARS de CMG para estimar el recobro adicional durante 50 años de implementación de la tecnología.

La Figura 3-16 muestra el comportamiento de la concentración de polímero en el yacimiento en función del tiempo, tomando de referencia en la vista I-J 2D Areal, plane 77/101. La concentración de polímero alcanza los 500 ppm en cercanías del pozo inyector, posteriormente se dispersa en el yacimiento en función del volumen de inyección acumulado. Como se observa, en el año 2040 aún hay zonas del yacimiento a las que el frente de polímero no ha llegado o la concentración es mínima, mientras que 50 años después del inicio de la inyección (año 2080) casi todo el yacimiento presenta concentraciones importantes de polímero.

El comportamiento de la viscosidad del agua en función del tiempo, tomando de referencia en la vista I-J 2D Areal, plane 77/101, se muestra en la Figura 3-17. Como se observa, para los años 2040, 2060 y 2080 la viscosidad del agua en casi todo el yacimiento se encuentra en un rango de valores entre 2 y 3 cP, valores muy bajos en comparación a los 100 cP de viscosidad que se registra en superficie. Esto se debe al fenómeno de degradación del polímero desde su inyección en cabeza de pozo hasta su recorrido por todo el medio poroso. Inicialmente el mayor impacto lo genera las altas tasa de flujo

generadas por el flujo del polímero en tuberías, dispositivos reguladores de presión y su paso por los perforados. Con el tiempo, el rompimiento de las moléculas, y en consecuencia la disminución de la viscosidad se debe a los agentes químicos (efecto de hidrólisis) presentes en el yacimiento.

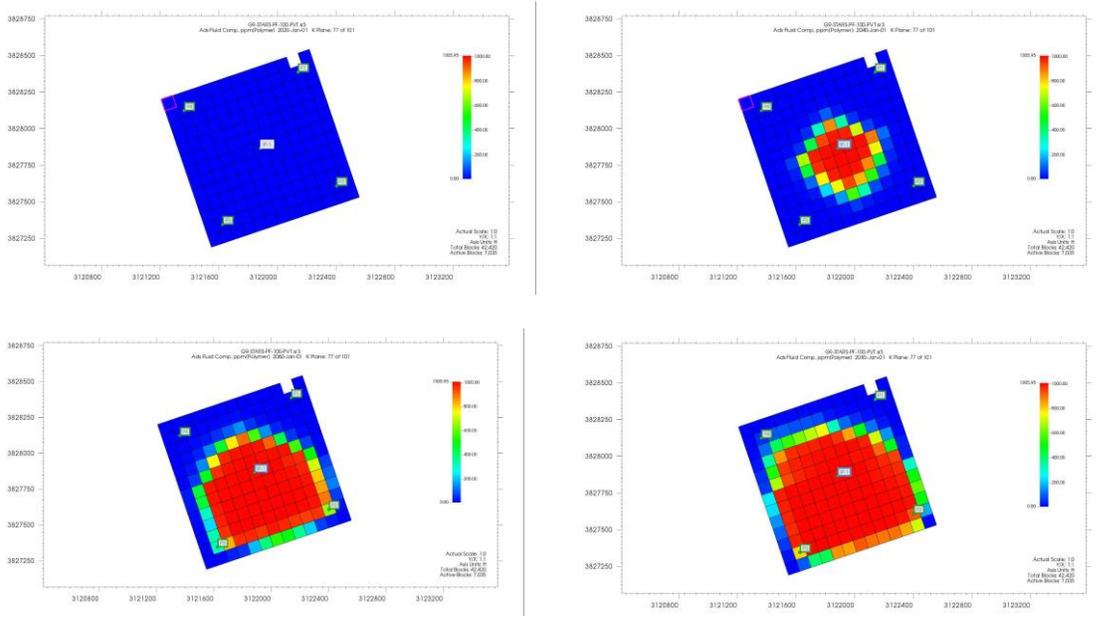


Figura 3-16. Concentración de polímero (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.

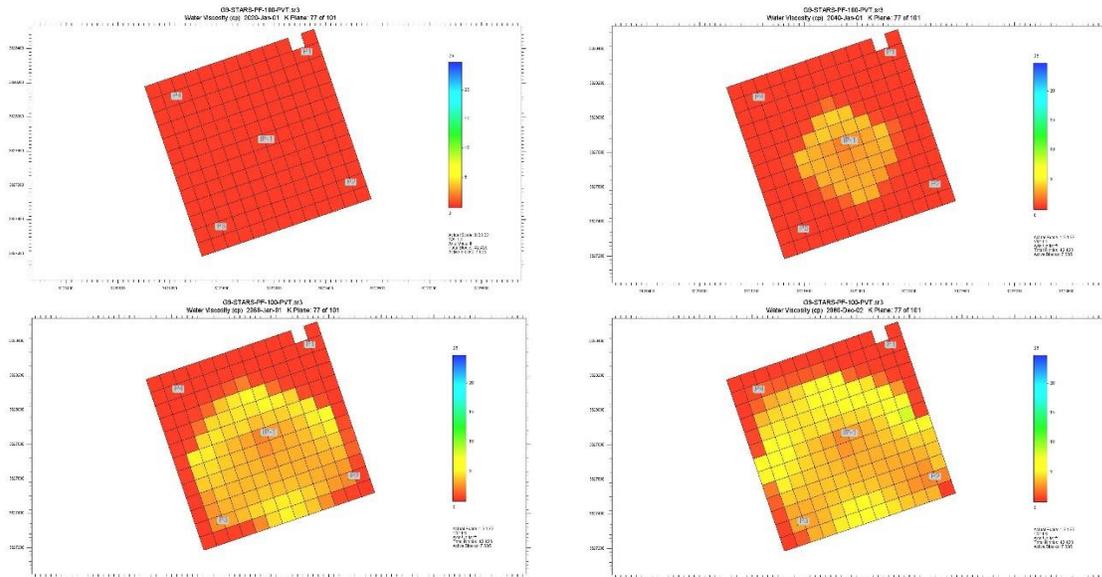


Figura 3-17. Viscosidad del polímero (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.

El recobro por inyección de polímero alcanza los 225 Kbls aproximadamente, con lo cual se alcanza un factor de recobro de 19.26% con un pico máximo de producción de 17 bopd. La Figura 3-18 muestra la comparación de la tasa de producción y el acumulado de petróleo obtenidos en los 3 escenarios evaluados: recobro primario, inyección de agua e inyección de polímero.

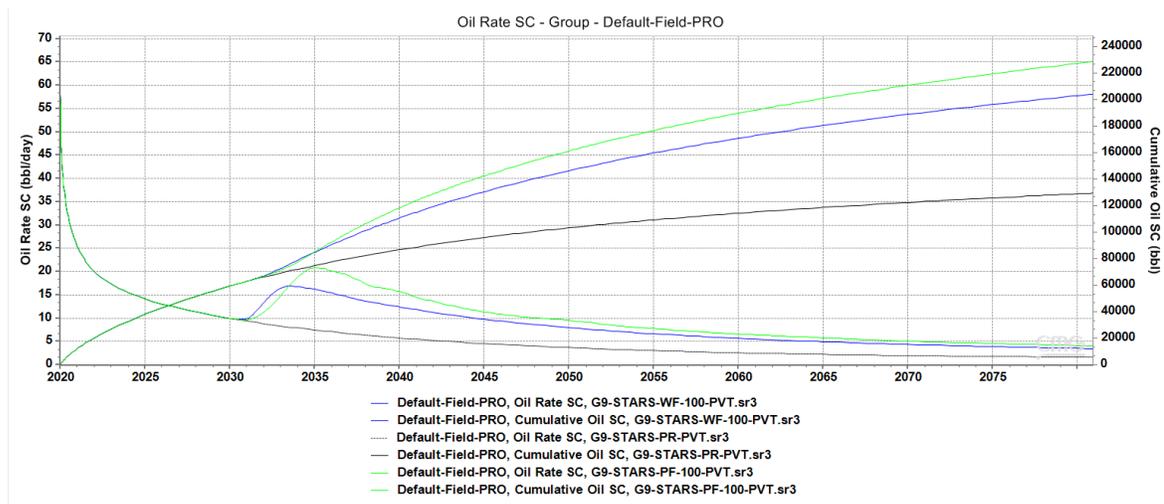


Figura 3-18. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua e inyección de polímero.

Lo anterior evidencia que el efecto de inyección de polímero genera una recuperación adicional de petróleo de 20.7 Kbls, lo que representa un incremento en el factor de recobro de 10% respecto al proceso de inyección de agua.

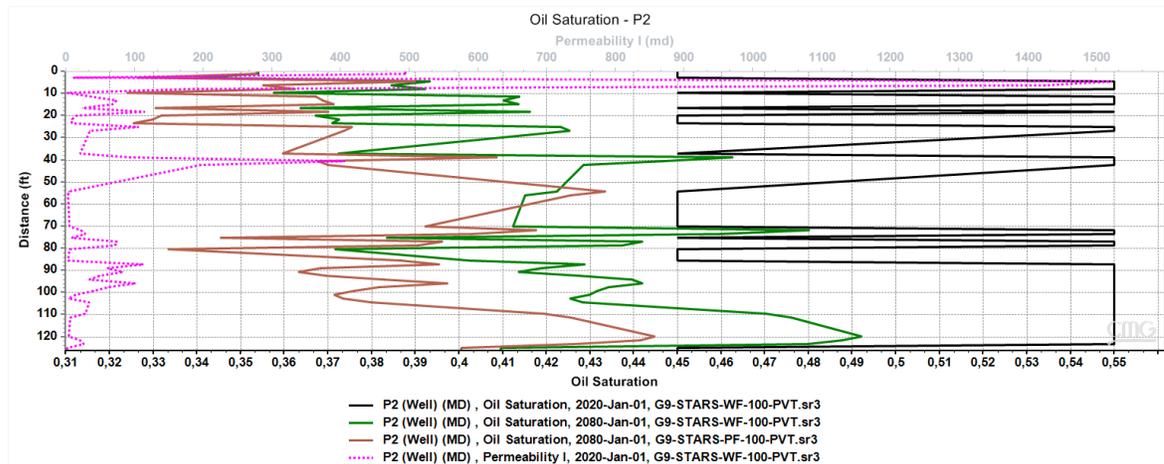


Figura 3-19. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y polímero.

El perfil de saturación de petróleo en función del tiempo y de permeabilidad evidencia la desaturación del espacio poroso por efecto del desplazamiento de hidrocarburos generado por la inyección de polímero. Al comparar la Figura 3-19 con la Figura 3-10 se observa un barrido de petróleo más eficiente durante la inyección de polímero en comparación a la inyección de agua. Al final de la inyección (2080), los valores más bajos de saturación de petróleo para el proceso de inyección de agua se ubican aproximadamente en 37%, mientras que con polímero hay zonas que quedan con una saturación de petróleo de 32%.

Es importante resaltar que la presión requerida para lograr la inyección de polímero de 100 bwpd en el yacimiento alcanza los 4300 psi, es decir, supera en 1.30 veces los requerimientos de presión para la inyección de agua a la misma tasa (Figura 3-20). Este comportamiento es lo normalmente esperado teniendo en cuenta que el peso molecular del polímero es mucho más alto que el del agua, y adicionalmente, la propiedad viscosificante de los polímeros es lo que más se debe conservar ya que permite un avance del frente de inyección más uniforme.

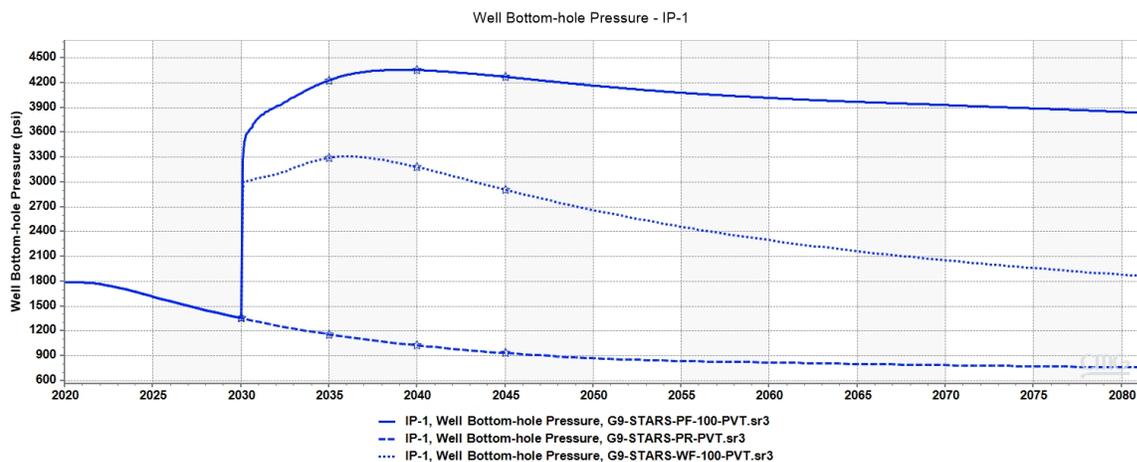


Figura 3-20. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero.

Aunque la relación de movilidad de los fluidos mejoró con la inyección de polímero, la heterogeneidad del sistema continúa siendo un reto ya que hay horizontes del yacimiento que no mejoran el recobro o se reduce el recobro en comparación con la inyección de agua, sugiriendo que el polímero no logra acceder a zonas de bajas propiedades

petrofísicas o que la viscosidad no es la suficiente, producto del ataque de agentes químicos y mecánicos principalmente.

Por consiguiente, se plantea una oportunidad novedosa para implementar el proceso de inyección de polímero en conjunto con nanopartículas, de tal forma que el desempeño de la solución polimérica en el yacimiento sea mayor y facilite una recuperación más alta de petróleo. De esta manera, se podría asegurar la generación de valor al tener en cuenta las inversiones adicionales requeridas para la puesta en marcha de un proyecto de inyección de polímero.

3.7 Modelo de simulación del proceso de recobro por inyección de polímero combinado con nanopartículas

Para evaluar la mejora que podría otorgar la inclusión de nanotecnología en un proceso de recobro por inyección de polímero se planteó el mismo esquema seguido en la sección anterior, con la diferencia de que el agua de inyección está compuesta por 1000 ppm de polímero y 3000 ppm de nanopartículas.

La concentración de nanopartículas es una variable muy importante por determinar, es necesario que el nivel de interacción entre éstas y las moléculas de polímero sea el más eficiente posible. Para el alcance de este trabajo se consideró la concentración de 3000 ppm tomando de referencia el trabajo publicado por Giraldo et al. (2017), ya que a través de múltiples pruebas de estabilidad y desempeño concluyeron que esa cantidad generaba la mejor relación entre ambos químicos.

Es importante anotar que el nanofluido deberá ser preparado con nanopartículas de SiO_2 ya que son de fácil obtención y tienen alto potencial para aplicaciones EOR. Entre sus características más importantes se pueden destacar: alta interacción entre superficies, previenen la degradación de los polímeros (Cheraghian, 2016; L. J. Giraldo et al., 2017a; Hu et al., 2017), disminuyen la adsorción del químico sobre la superficie de la roca (Cheraghian et al., 2014; Khalilinezhad et al., 2016), entre otras. Adicionalmente, la mayoría de los estudios experimentales llevados a cabo han utilizado nanopartículas de sílice para evaluar su efecto sobre el desempeño de procesos EOR con inyección de polímero.

La simulación del proceso de inyección de polímero combinado con nanopartículas tomó como base la información experimental del polímero considerada en la anterior sección. El mejoramiento de sus propiedades por efecto de la nanotecnología fue cuidadosamente diseñado tomando en consideración los resultados experimentales disponibles a la fecha en cuanto al nivel de interacción polímero/nanopartículas, adsorción de polímero sobre la roca, disminución de la degradación de polímero, aumento de viscosidad de la solución polimérica, y adicionalmente, alteración de humectabilidad del medio por la retención de las nanopartículas.

La información de entrada para el modelamiento de nanopartículas en el simulador numérico STARS de CMG requirió su caracterización. Por lo tanto, fue necesario ingresar el peso molecular, la fracción molar en la solución, la curva de adsorción, la adsorción máxima y un segundo grupo de curvas de permeabilidad relativa, las cuales capturaron la alteración de la humectabilidad de la roca y el nuevo comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso.

La información reportada por Hu et al. (2017) mostró la comparación de las características de una solución HPAM pura con una que contenía nanopartículas de SiO₂. Concluyó que la presencia de la nanotecnología genera viscosidades efectivas de la solución polimérica hasta 3 veces más altas, en todo el rango de temperatura estudiado, frente a las mediciones de sólo polímero. Estos resultados están claramente sujetos a las condiciones de operación, características de los fluidos y el nivel de interacción entre los químicos. Sin embargo, todos los estudios experimentales han mostrado que las nanopartículas pueden aumentar la viscosidad de la solución polimérica como consecuencia del fortalecimiento de la red viscoelástica. Para este caso de estudio se consideró un aumento de 20% aproximadamente en la reología original del polímero.

La nanotecnología ha sido incluida como agente EOR debido a los mecanismos identificados en el mejoramiento de la recuperación de petróleo: reducción de la tensión interfacial, alteración de la humectabilidad original, control de la viscosidad y presión disyuntiva. De éstos, el cambio en la condición de mojabilidad de la roca ha captado la atención en diferentes estudios (J. Giraldo et al., 2013; Ju et al., 2006; Sepehri et al., 2019; Tajmiri & Ehsani, 2016, 2017). Dependiendo de la cantidad de nanopartículas retenidas en el medio poroso, estos investigadores mostraron la capacidad que tienen para disminuir la

saturación residual de petróleo, aumentar la permeabilidad relativa al aceite, disminuir la permeabilidad relativa al agua e incrementar la saturación inicial de agua.

La Figura 3-21 muestra las curvas de permeabilidad relativa originales empleadas en los procesos descritos anteriormente (recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero) y las curvas mejoradas como efecto de la adición de nanopartículas de sílice a la solución polimérica. Como se observa, hay un mejoramiento importante en la condición del flujo de fluidos dentro del yacimiento otorgado por las propiedades especiales de la nanotecnología.

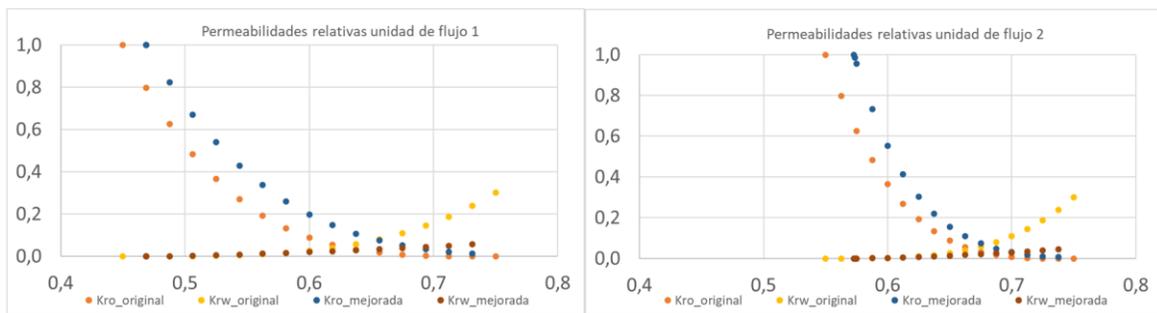


Figura 3-21. Curvas de permeabilidad relativa sintéticas normalizadas originales y mejoradas por la inclusión de las nanopartículas.

Una vez disponible la información de entrada requerida para el modelamiento del proceso de inyección de polímero con nanopartículas, se montó el caso en el módulo STARS de CMG para evaluar el desempeño de la tecnología durante 50 años de implementación.

La Figura 3-22 muestra el comportamiento de la concentración de nanopartículas en el yacimiento en función del tiempo, tomando de referencia en la vista I-J 2D Areal, plane 77/101. La concentración de nanopartículas alcanza los 3000 ppm en cercanías del pozo inyector, posteriormente se dispersa en el yacimiento en función del volumen de inyección acumulado. Como se observa, en el año 2040 aún hay zonas del yacimiento a las que el frente de nanopartículas no ha llegado o la concentración es mínima, mientras que 50 años después del inicio de la inyección (año 2080) casi todo el yacimiento presenta concentraciones importantes de nanopartículas.

El comportamiento de la viscosidad del agua en función del tiempo, tomando de referencia en la vista I-J 2D Areal, plane 77/101, se muestra en la Figura 3-17. Como se observa, para los años 2040, 2060 y 2080 la viscosidad del agua en casi todo el yacimiento se

encuentra en un rango de valores entre 2 y 5 cP, valores muy bajos, en comparación a los 100 cP de viscosidad que se registra en superficie, pero levemente superiores a lo encontrado durante el proceso de inyección de polímero expuesto en la Figura 3-17. Esto se debe al fenómeno de degradación del polímero que a su vez presenta una mayor resistencia a la degradación por la presencia de nanopartículas desde su inyección en cabeza de pozo hasta su recorrido por todo el medio poroso. De igual forma. Inicialmente el mayor impacto lo genera las altas tasa de flujo generadas por el flujo del polímero en tuberías, dispositivos reguladores de presión y su paso por los perforados. Con el tiempo, el rompimiento de las moléculas, y en consecuencia la disminución de la viscosidad se debe a los agentes químicos (efecto de hidrólisis) presentes en el yacimiento.

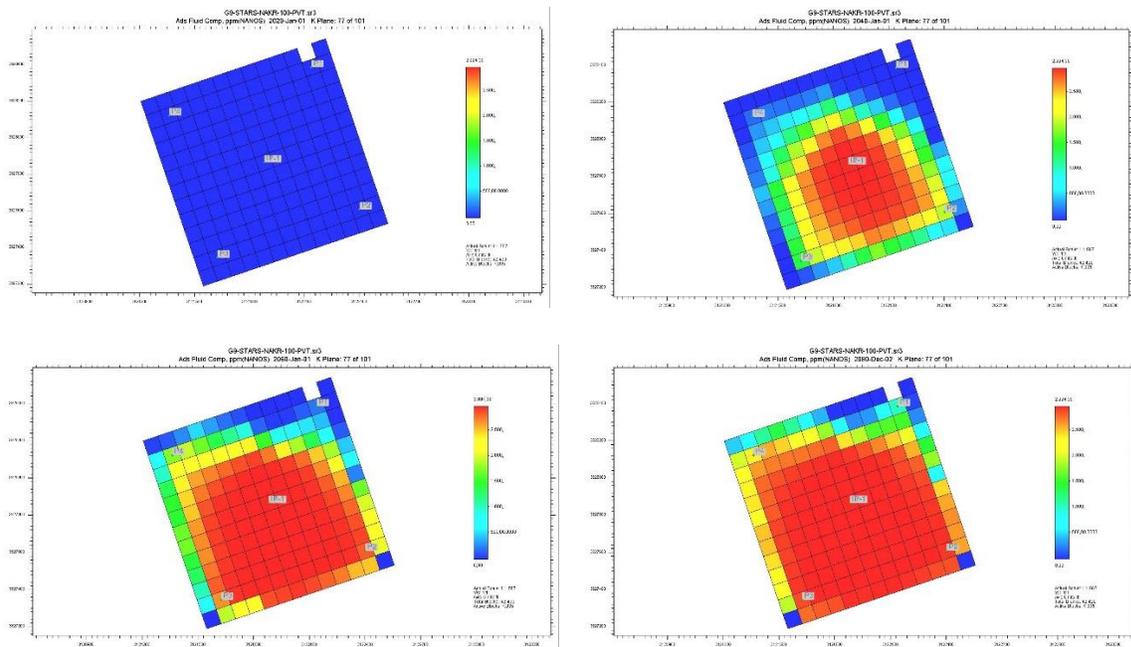


Figura 3-22. Concentración de nanopartícula (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero y nanopartículas.

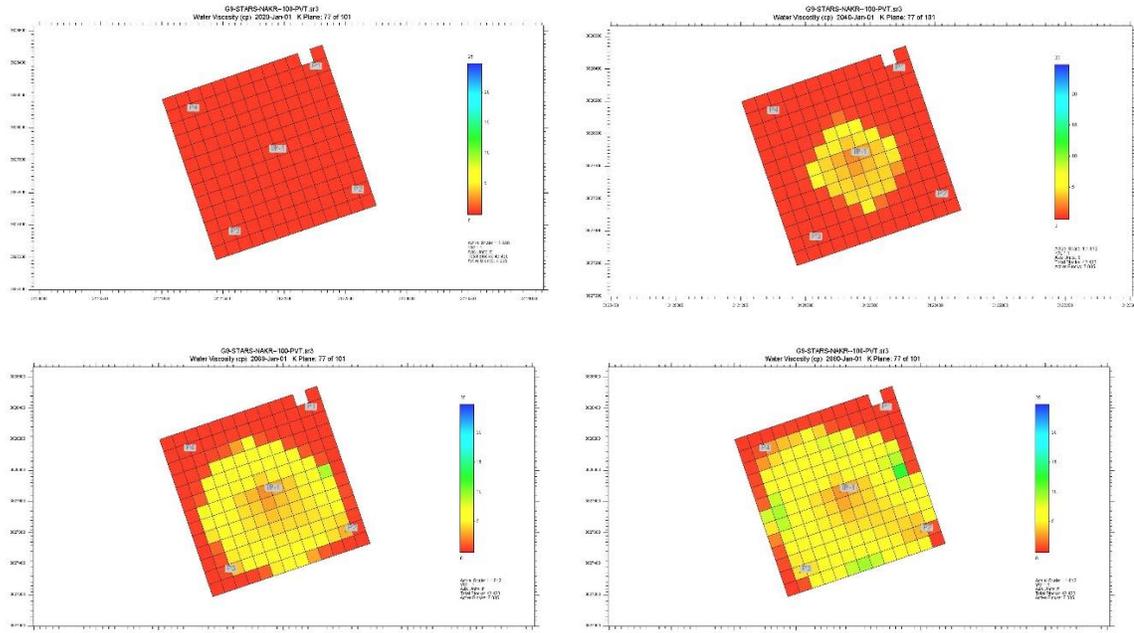


Figura 3-23. Viscosidad del polímero con nanopartículas (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero con nanopartículas.

El recobro por inyección de nanopartículas alcanza los 232.5 Kbls aproximadamente, con lo cual se alcanza un factor de recobro de 19.93% con un pico máximo de producción de 17 bopd, pero con una declinación menor que lo observado por inyección de polímero. La

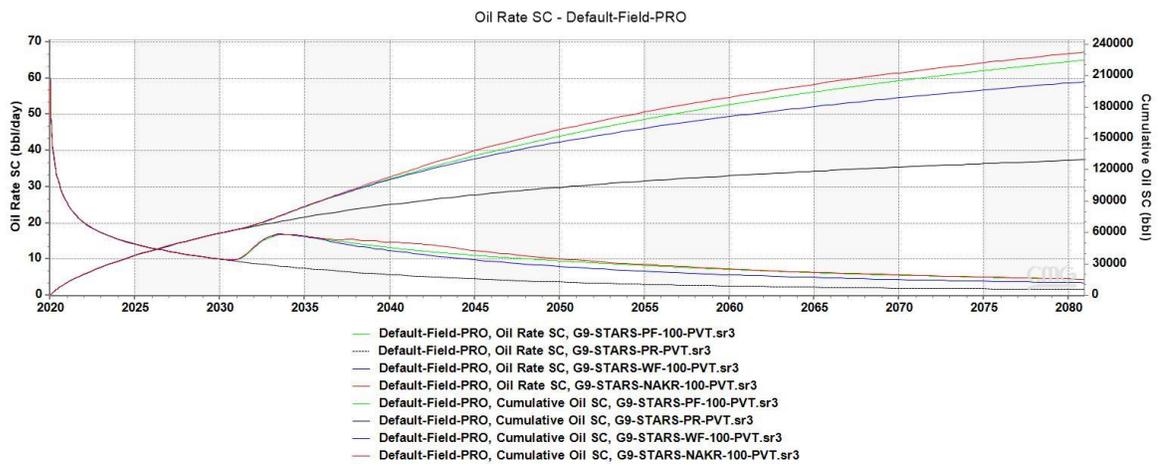


Figura 3-24 muestra la comparación de la tasa de producción y el acumulado de petróleo obtenidos en los 4 escenarios evaluados: recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección conjunta de polímero y nanopartículas.

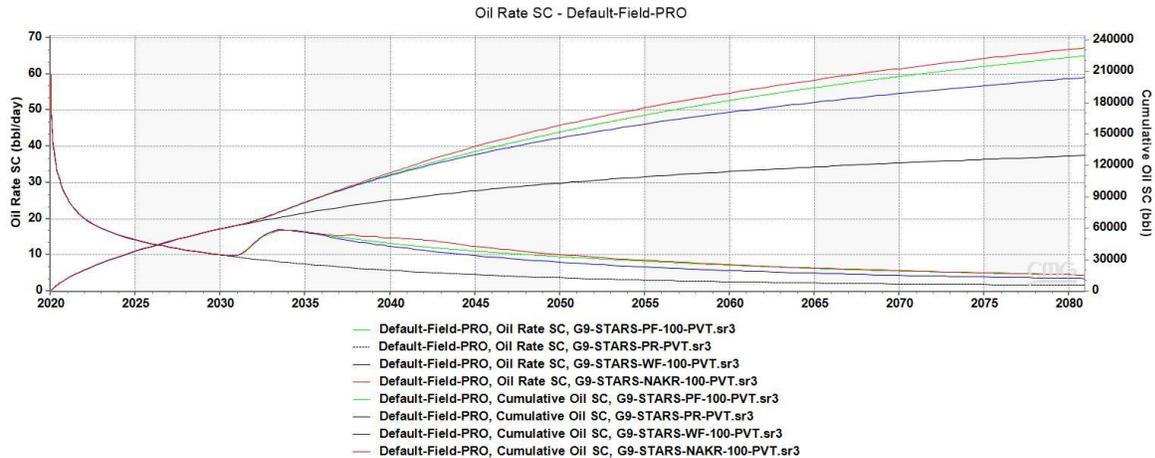


Figura 3-24. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección de polímero combinado con nanopartículas.

Lo anterior evidencia que la adición de nanopartículas permitió una recuperación adicional de petróleo de 7.7 Kbls frente al proceso de inyección de polímero tradicional. Esto representa un incremento en el factor de recobro total de 3.4%. Los resultados demuestran la capacidad de la nanotecnología para mejorar el desempeño de un proceso EOR ampliamente conocido como lo es la inyección de polímero lo cual se evidencia en la mayor capacidad de extracción.

La Figura 3-25 muestra el perfil de saturación de petróleo en función del tiempo de uno de los pozos productores. Al comparar estos resultados con los de la Figura 3-19 se observa un barrido de petróleo más eficiente durante la inyección de nanopartículas en comparación a la inyección de polímero. Al final de la inyección (2080), los valores más bajos de saturación de petróleo para el proceso de inyección de polímero se ubican aproximadamente en 33%, mientras que con nanopartículas hay zonas que quedan con una saturación de petróleo de 31%.

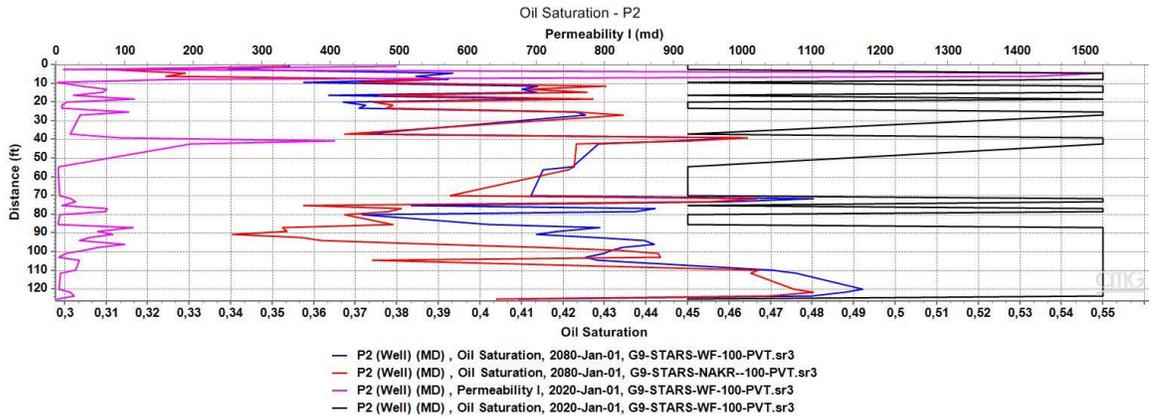


Figura 3-25. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y nanopartículas.

La Tabla 3-2 presenta las predicciones de producción acumulada de petróleo y factor de recobro al final de los 60 años de simulación para los 4 escenarios evaluados. Como se observa, a medida que el método de recuperación aplicado es más avanzado, mayor es la capacidad para recuperar el petróleo remanente. Los resultados de factor de recobro para el proceso de inyección combinada de polímero y nanopartículas están en línea con las observaciones experimentales reportadas por Cheraghian (2016). Se confirma de esta manera que el mejoramiento que puede otorgar la nanotecnología depende de las condiciones operacionales, el tipo de roca del yacimiento, las características del crudo, las propiedades del polímero y las nanopartículas, el nivel de interacción logrado entre ambos químicos, entre otros.

Tabla 3-2. Producción acumulada de petróleo y factor de recobro al tiempo final de la simulación de todos los procesos evaluados.

Proceso	Producción acumulada de petróleo (bls)	Factor de recobro (%)
Recobro primario	129440	11.09
Inyección de agua	204071	17.49
Inyección de polímero	224763	19.26
Inyección de polímero + nanopartículas	232506	19.93

Finalmente, se presenta en la Figura 3-26 el comportamiento de la presión de fondo durante la implementación de esta tecnología. Se observa que la presión requerida puede

llegar a superar los 5400 psi, al compararse con la presión máxima requerida en el proceso de sólo polímero, hay un aumento de 1.25 veces. Este comportamiento puede explicarse en el efecto que genera las nanopartículas para conservar por mayor tiempo la estructura viscoelástica del polímero, lo cual favorece el barrido volumétrico, y por consiguiente, la recuperación de petróleo.

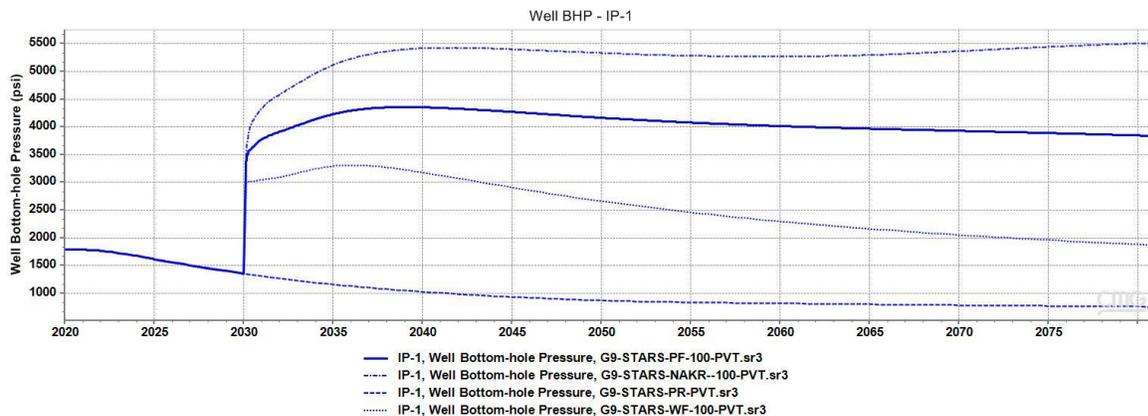


Figura 3-26. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero y nanopartículas.

A pesar de que la relación de movilidad de los fluidos mejora con la inyección de polímero y nanopartículas, la heterogeneidad del sistema continúa siendo un reto observando horizontes del yacimiento que no mejoran el recobro o incluso se reduce en comparación con la inyección de polímero. Esto sugiere que las nanopartículas no logran acceder a horizontes de bajas propiedades petrofísicas.

3.8 Comparación de resultados de todos los procesos de recuperación evaluados entre el simulador comercial CMG y la herramienta computacional del grupo DFTmp

El modelo de sector 3D construido en el software comercial CMG y estudiado en las secciones anteriores fue migrado al simulador numérico del grupo de investigación en Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos (DFTmp) de la Universidad Nacional de Colombia. Desde hace algunos años, sus investigadores han estado liderando la construcción de una herramienta de simulación de yacimientos con enfoque multifásico/multicomponente con la capacidad de modelar con precisión diferentes procesos de la industria petrolera. En este sentido, se presenta a continuación la comparación de las predicciones de los 4 escenarios de estudio: recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección de polímero con nanopartículas.

En términos generales el modelo se construyó conservando todas las propiedades y características de: simulación, yacimiento, condiciones iniciales, fluidos, interacciones roca/fluido, patrón de inyección/producción, químicos inyectados, etc. Sin embargo, hay 2 aspectos que se modificaron: el tiempo de simulación se acortó a 40 años, es decir, se realizarán las predicciones entre 2020 y 2060. Se estableció un solo tipo de arena para toda la formación, esto teniendo en cuenta que el simulador del grupo DFTmp permite asignar estos valores por capa y no por celda como se diseñó el modelo en la herramienta comercial CMG. Esta modificación puede generar algunas alteraciones en los resultados, aunque no serán tan marcadas teniendo en cuenta que las curvas de permeabilidad relativa son similares para ambas arenas.

Inicialmente se presentan los resultados del caso de estudio simulando condiciones de producción primaria. La Figura 3-27 muestra la comparación del factor de recobro obtenido con las 2 herramientas computacionales. Se observa en general una buena correspondencia entre los datos, sólo hay una diferencia de alrededor de 4.19% en los últimos años de simulación.

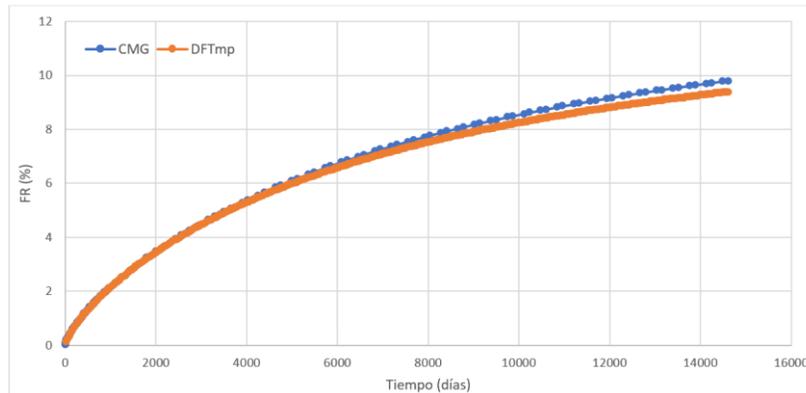


Figura 3-27. Comparación predicciones del factor de recobro de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

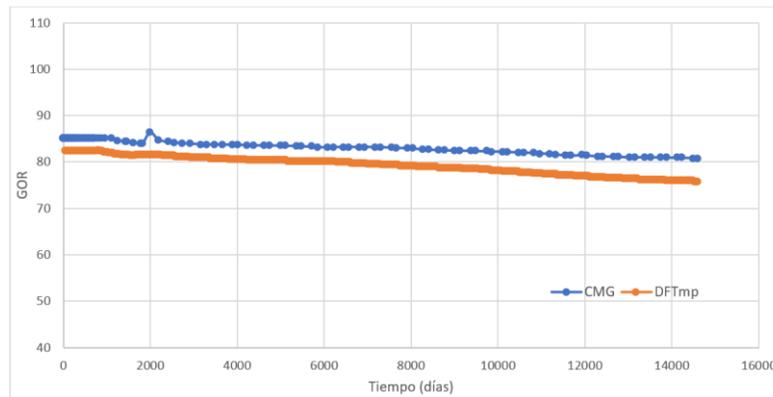


Figura 3-28. Comparación predicciones de la relación gas-petróleo (GOR) de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

La Figura 3-28 presenta la relación gas-petróleo (GOR), la cual brinda una perspectiva de comparación de las tasas de producción de petróleo y gas. Se aprecia una diferencia máxima de 6.16% al final del periodo de simulación. Estos resultados se justifican en las variaciones de tasa de producción diaria como consecuencia de considerar un solo tipo de arena en la herramienta DFTmp.

Adicionalmente, se presenta la comparación de la presión de fondo en la Figura 3-29. Los resultados son prácticamente los mismos. Esta variable será importante analizar cuando se proceda con la inyección de agua, polímero y polímero con nanopartículas ya que el comportamiento podrá ser diferente de acuerdo con la estructura de programación interna de cada simulador.

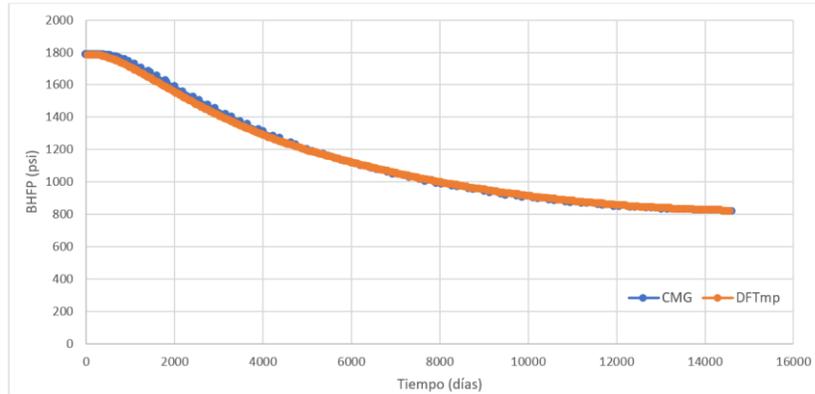


Figura 3-29. Comparación predicciones de la presión en fondo (BHFP) de producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

A continuación, se presenta la comparación de los resultados obtenidos en ambos modelos para el proceso de inyección de agua. La Figura 3-30 muestra las producciones acumuladas de petróleo y agua estimadas para los 40 años de simulación. En términos generales, las estimaciones son muy similares. Al tiempo final, el simulador comercial CMG predice una producción acumulada de agua de 918.3 Kbls y una producción acumulada de petróleo de 170.7 Kbls, mientras que la simulación del grupo de investigación DFTmp estima 955.5 Kbls de agua y 162.5 Kbls de petróleo. Esto representa una diferencia de 4.05% y 4.80%, respectivamente. De esta forma se confirma el impacto que tiene en la simulación el asumir un solo tipo de arena para todo el yacimiento, sin embargo, para el alcance de este trabajo de investigación las predicciones analizadas hasta el momento muestran una correspondencia aceptable.

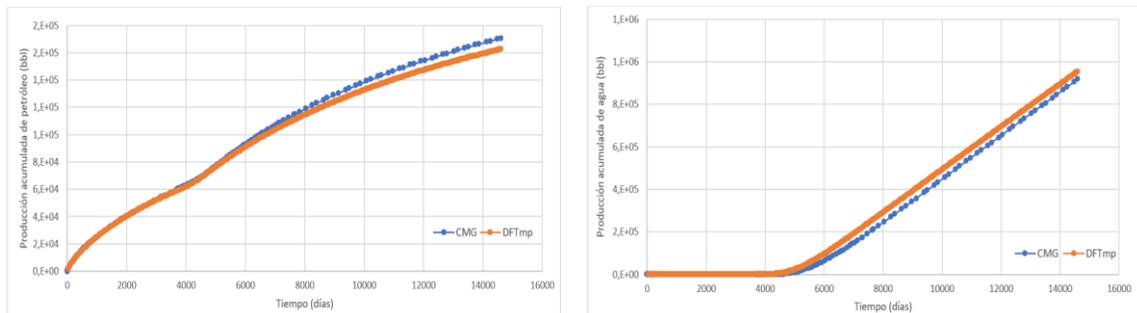


Figura 3-30. Comparación predicciones de la producción acumulada de petróleo (izquierda) y producción acumulada de agua (derecha) del proceso de inyección de agua entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

En cuanto a variables operacionales, se presenta en la Figura 3-31 la comparación de la presión requerida para alcanzar la tasa de inyección de 100 bwipd. Se aprecian diferencias en los resultados en aproximadamente 300 psi. Ambos escenarios muestran que para garantizar un adecuado funcionamiento del proceso de recobro por inyección de agua es necesario disponer de un sistema de potencia en cabeza que supere los 3000 psi, ya que requerimientos superiores de inyección (mayor tasa de inyección), mayores niveles de potencia en cabeza de pozo.

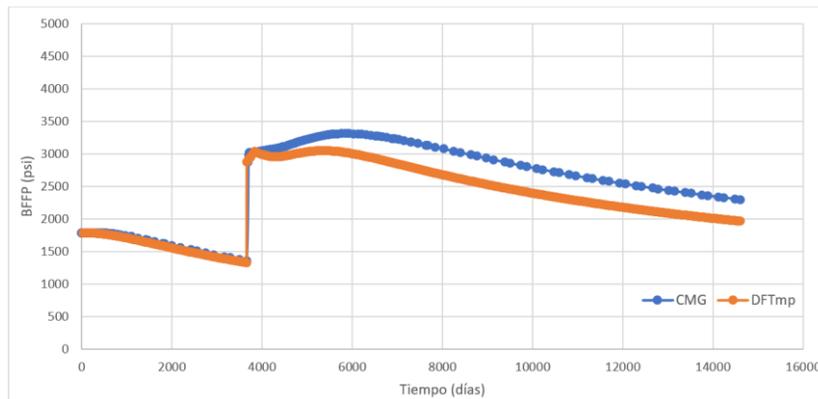


Figura 3-31. Comparación predicciones del perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd del proceso de inyección de agua entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

Ahora se presentan las comparaciones de los resultados de simulación obtenidos del proceso de inyección de polímero. La Figura 3-32 muestra las predicciones de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite. Como se observa, los resultados son idénticos en los 2 simuladores, solamente se observa una pequeña diferencia al tiempo final de simulación de 1.38% en la producción acumulada.

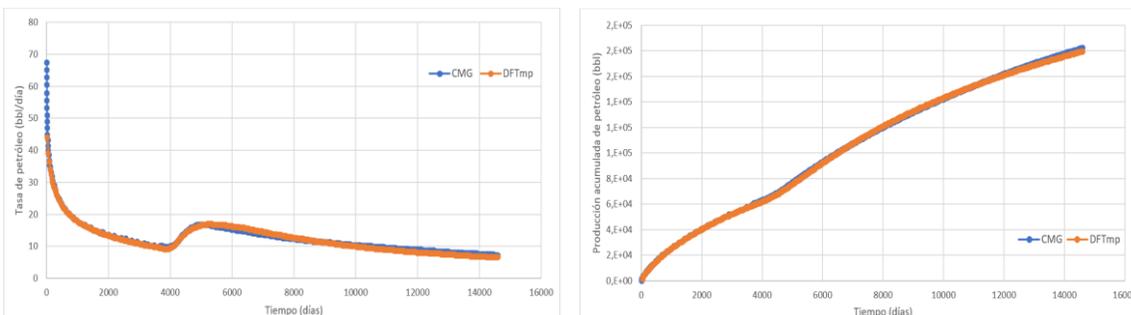


Figura 3-32. Comparación predicciones de tasa de petróleo (izquierda) y producción acumulada de aceite (derecha) del proceso de inyección de polímero entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

La Figura 3-33 presenta la comparación de la tasa de producción de gas y agua del proceso de inyección de polímero. Similar a los anteriores resultados, se observa el mismo comportamiento en ambos simuladores.

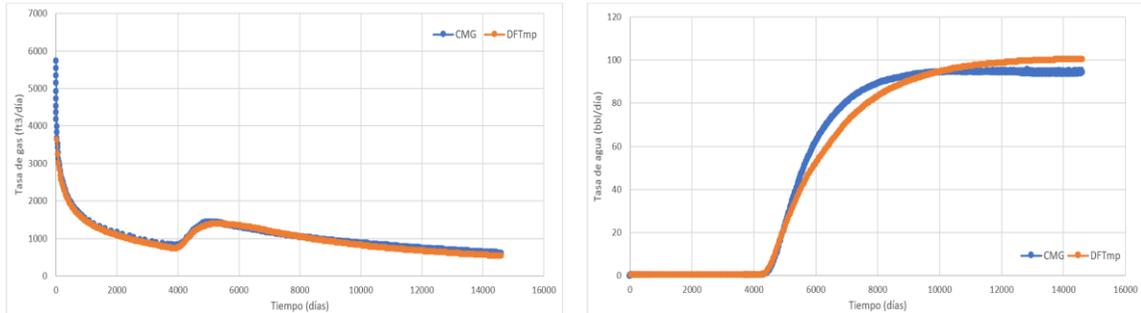


Figura 3-33. Comparación predicciones de tasa de gas (izquierda) y tasa de agua (derecha) del proceso de inyección de polímero entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

El último escenario de comparación corresponde a la inyección de polímero y nanopartículas. La Figura 3-34 muestra la producción acumulada de petróleo obtenida con el simulador comercial CMG y la herramienta de simulación desarrollada en la Universidad Nacional. Al igual que los resultados presentados en los otros 3 escenarios de evaluación, los resultados son bastante cercanos. Adicionalmente, se presenta la relación entre las tasas de producción de gas y petróleo en la Figura 3-35. Se analiza 2 comportamientos diferentes en la gráfica: al final de la etapa de producción primaria la diferencias entre ambos simuladores es de aproximadamente 5.60%, debido a que las predicciones del simulador DFTmp detectan menor tasa de gas (alrededor de 90 ft³/día). Después de la inyección de los químicos, la relación gas-petróleo es muy similar (diferencias < al 3.0%).

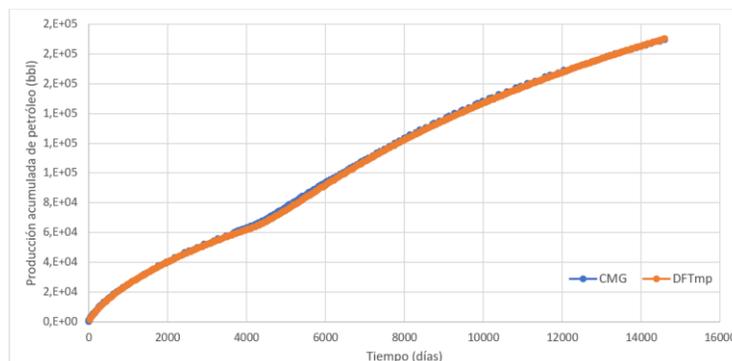


Figura 3-34. Comparación predicciones de producción acumulada de petróleo del proceso de inyección de polímero y nanopartículas entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

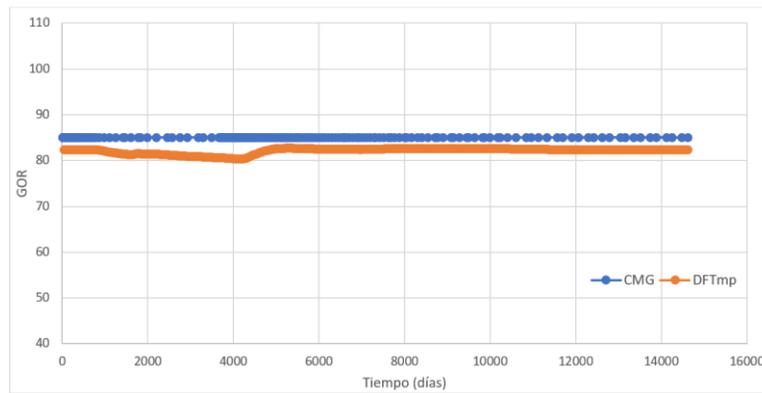


Figura 3-35. Comparación predicciones de la relación gas-petróleo (GOR) de la producción primaria entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

La Figura 3-36 presenta la comparación de la presión requerida por el pozo inyector para mantener la inyección constante de 100 bwipd. Como se observa, la demanda de energía para llevar a cabo la implementación de esta tecnología EOR alcanza los 5000 psi, lo cual es aproximadamente 1.5 veces más en comparación a la inyección de agua. Esto se justifica en las propiedades viscosificantes del polímero y la habilidad que otorgan las nanopartículas de aumentar la viscosidad y conservar por mayor tiempo la estructura viscoelástica. Las diferencias que se presentan entre los 2 simuladores recaen en la estrategia planteada para el cálculo de la viscosidad del polímero, ya que el del grupo DFTmp se basa en el modelo de Carreau ampliamente conocido para estos propósitos y el de CMG sigue una estructura de regla de mezclas.

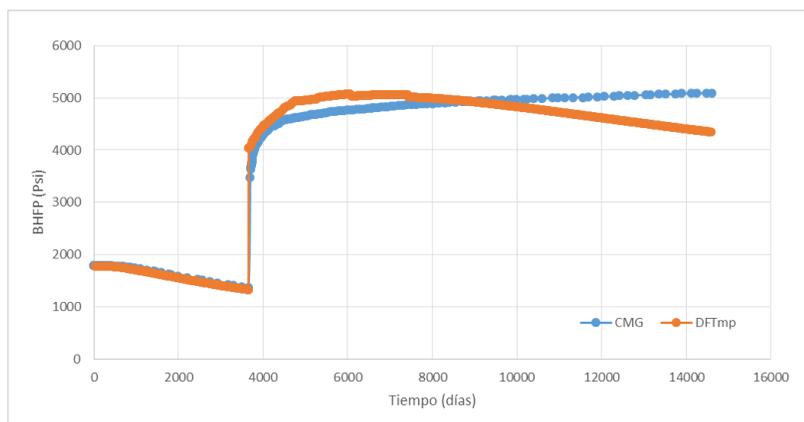


Figura 3-36. Comparación predicciones del perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd del proceso de inyección de polímero y nanopartículas entre el simulador comercial CMG y la herramienta DFTmp.

Finalmente, se presenta en la Figura 3-37 los factores de recobro de los procesos de inyección evaluados durante los 40 años de simulación con las 2 herramientas computacionales. Como se observa, a medida que el proceso de recobro implementado es más avanzado, mayor es la capacidad para recuperar petróleo. Asimismo, como se detalló anteriormente, hay una similitud importante entre ambos conjuntos de datos, las variaciones registradas se justifican en la decisión de trabajar un solo tipo de roca en el modelo montado en el simulador de la Universidad Nacional.

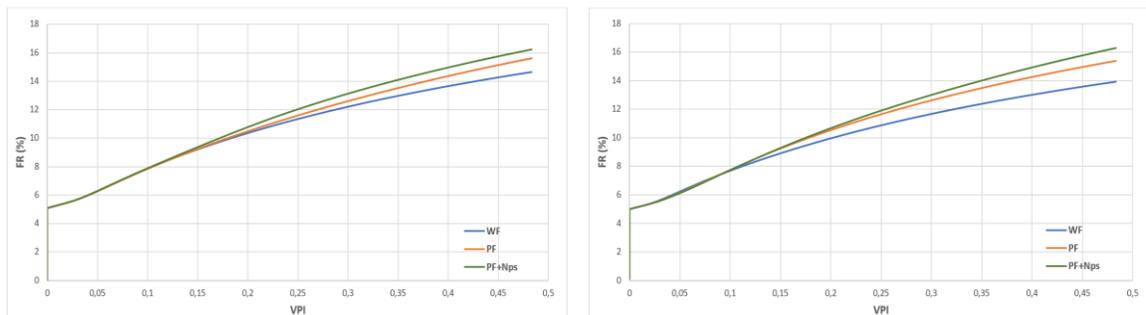


Figura 3-37. Comparación del factor de recobro del proceso de inyección de agua (WF), polímero (PF) y polímero combinado con nanopartículas (PF+Nps) con el simulador comercial CMG (izquierda) y la herramienta DFTmp (derecha).

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

Conforme los resultados del estudio, se confirma la factibilidad técnica de iniciar con un proceso de inyección de agua o inyección de agua con polímero o inyección de polímero potencializado con nanopartículas en el campo objetivo; con el cual se alcanzarían factores de recobro estimados entre 17.49%, 19.26% y 19.93% respectivamente para cada proceso y para el yacimiento objetivo de crudo pesado y objeto del presente estudio.

La disponibilidad de modelos estáticos (Estructural, petrofísico y geomodelamiento) del campo/yacimiento objetivo, permitieron la selección de un área del yacimiento para la potencial implementación de un piloto de inyección de Agua, o inyección de agua con polímero o inyección de polímero potencializado con nanopartículas.

La información disponible de resultados experimentales para el diseño de un proyecto piloto de recobro mejorado por inyección agua con polímeros y agua con polímero y nanopartículas resulta escasa. No obstante, la información experimental disponible permitió alimentar un modelo mecanístico de simulación que predice el comportamiento de producción y recobro del yacimiento ante un potencial desarrollo de un proyecto de recobro mejorado por inyección de Agua, Agua con Polímeros y Agua con Polímero y Nanopartículas.

El modelo mecanístico permitió la estimación de curvas adimensionales de inyección/producción para cada uno de los procesos de recobro mejorado. De esta forma tomado como referencia un punto en la curva adimensional, se estima que al alcanzar una inyección de 0.45 VPI en el yacimiento, el factor de recobro por inyección de agua alcanzaría un 14%, mientras que el factor de recobro por inyección de agua y polímero

alcanzaría un 15% y finalmente el factor de recobro por inyección de agua polímero y nanopartículas sería del orden de 16%.

4.2 Recomendaciones

Realizar prueba experimentales de desplazamiento en cores del yacimiento, con el objetivo de perfeccionar el modelo mecanístico de sector para determinar con soporte de análisis experimentales propios del yacimiento, el potencial asociado a la implementación de un proyecto de recobro mejorado por inyección de agua, polímero y nanopartícula.

Realizar los análisis de laboratorio con el objetivo de determinar el material de la nanopartícula que permita maximizar el factor de recobro en el yacimiento

Realizar pruebas de desplazamiento en cores del yacimiento objetivo, las cuales excluyan el uso de polímeros, con el objetivo de visualizar el beneficio asociado a la inyección exclusiva de agua con nanopartículas.

Realizar pruebas de desplazamiento en cores del yacimiento objetivo, las cuales involucren el uso de surfactantes potencializados con nanopartículas, con el objetivo de visualizar el beneficio de reducción del SOR (Saturación de Petróleo Residual por sus siglas en inglés).

Continuar con la investigación el presente proyecto, en función de determinar la factibilidad económica y potencializar su aplicación y desarrollo en el campo objetivo.

Bibliografía

- Agista, M., Guo, K., & Yu, Z. (2018). A State-of-the-Art Review of Nanoparticles Application in Petroleum with a Focus on Enhanced Oil Recovery. *Applied Sciences*, 8(6), 871. <https://doi.org/10.3390/app8060871>
- Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., & Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 1371–1383. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.09.006>
- Aristizábal-Fontal, J. E., Cortés, F. B., & Franco, C. A. (2018). Viscosity reduction of extra heavy crude oil by magnetite nanoparticle-based ferrofluids. *Adsorption Science & Technology*, 36(1–2), 23–45. <https://doi.org/10.1177/0263617417704309>
- Barreau, P., Lasseux, D., Bertin, H., Glénat, P., & Zaitoun, A. (1999). An experimental and numerical study of polymer action on relative permeability and capillary pressure. *Petroleum Geoscience*, 5(2), 201–206.
- Cheraghian, G. (2016). Effect of nano titanium dioxide on heavy oil recovery during polymer flooding. *Petroleum Science and Technology*, 34(7), 633–641. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1156125>
- Cheraghian, G., Nezhad, K., Kamari, M., Hemmati, M., Masihi, M., & Bazgir, S. (2014). Adsorption Polymer on Reservoir Rock and Role of the Nanoparticles, Clay and SiO₂. *International Nano Letters*, 4(114), 1–8. <https://doi.org/10.1007/s40089-014-0114-7>
- Craig, F. F. (1993). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. HL Doherty Memorial Fund of AIME.
- Dang, C., Nghiem, L., Nguyen, N., Yang, C., Chen, Z., & Bae, W. (2018). Modeling and Optimization of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding and Hybrid Enhanced Oil Recovery Processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, 578–601. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2018.06.017>

- El Shafey, A. M. (2017). Effect of nanoparticles and polymer nanoparticles implementation on chemical flooding, wettability and interfacial tension for the enhanced oil recovery processes. *African J. Eng. Res*, 5(3), 35–53. <https://doi.org/10.30918/ajer.53.17.019>
- Franco, C. A., Zabala, R., & Cortés, F. B. (2017). Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 39–55.
- Giraldo, J., Benjumea, P., Lopera, S., Cortés, F. B., & Ruiz, M. A. (2013). Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids. *Energy & Fuels*, 27(7), 3659–3665.
- Giraldo, L. J., Giraldo, M. A., Llanos, S., Maya, G., Zabala, R. D., Nassar, N. N., Franco, C. A., Alvarado, V., & Cortés, F. B. (2017a). The effects of SiO₂ nanoparticles on the thermal stability and rheological behavior of hydrolyzed polyacrylamide based polymeric solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159(September), 841–852. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.009>
- Giraldo, L. J., Giraldo, M. A., Llanos, S., Maya, G., Zabala, R. D., Nassar, N. N., Franco, C. A., Alvarado, V., & Cortés, F. B. (2017b). The effects of SiO₂ nanoparticles on the thermal stability and rheological behavior of hydrolyzed polyacrylamide based polymeric solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159(July), 841–852. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.009>
- Grattoni, C. A., Luckham, P. F., Jing, X. D., Norman, L., & Zimmerman, R. W. (2004). Polymers as relative permeability modifiers: adsorption and the dynamic formation of thick polyacrylamide layers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45((3-4)), 233–245.
- Hendraningrat, L., Engeset, B., Suwarno, S., & Torsæter, O. (2008). Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: An Experimental Study. *SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition*, 1–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/163335-MS>
- Hu, Z., Haruna, M., Gao, H., Nourafkan, E., & Wen, D. (2017). Rheological Properties of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Seeded by Nanoparticles. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 56(12), 3456–3463. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b05036>
- Huh, C., & Pope, G. A. (2008). Residual oil saturation from polymer floods: laboratory measurements and theoretical interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil*

Recovery.

- International Energy Agency. (2018). *World Energy Outlook 2018*. webstore.iea.org
- Ju, B., Fan, T., & Ma, M. (2006). Enhanced Oil Recovery by Flooding with Hydrophilic Nanoparticles. *China PARTICUOLOGY*, 04(01), 41–46. <https://doi.org/10.1142/S1672251506000091>
- Karimi, A., Fakhroueian, Z., Bahramian, A., Khiabani, N., Darabad, J., Azin, R., & Arya, S. (2012). Wettability Alteration in Carbonates using Zirconium Oxide Nanofluids: EOR Implications. *Energy and Fuels*, 26(2), 1028–1036. <https://doi.org/10.1021/ef201475u>
- Khalilinezhad, S. S., Cheraghian, G., Karambeigi, M. S., Tabatabaee, H., & Roayaei, E. (2016). Characterizing the Role of Clay and Silica Nanoparticles in Enhanced Heavy Oil Recovery During Polymer Flooding. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 41(7), 2731–2750. <https://doi.org/10.1007/s13369-016-2183-6>
- Khalilinezhad, S. S., Cheraghian, G., Roayaei, E., Tabatabaee, H., & Karambeigi, M. S. (2017). Improving heavy oil recovery in the polymer flooding process by utilizing hydrophilic silica nanoparticles. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 00(00), 1–10. <https://doi.org/10.1080/15567036.2017.1302521>
- Maghzi, A., Kharrat, R., Mohebbi, A., & Ghazanfari, M. H. (2014). The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, 123, 123–132. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.017>
- Maghzi, A., Mohebbi, A., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H. (2011). Pore-Scale Monitoring of Wettability Alteration by Silica Nanoparticles During Polymer Flooding to Heavy Oil in a Five-Spot Glass Micromodel. *Transport in Porous Media*, 87(3), 653–664. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9696-3>
- Portafolio. (2018, October 4). Recobro mejorado, la apuesta para aumentar reservas petroleras. *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/recobro-mejorado-la-apuesta-para-aumentar-reservas-petroleras-521952>
- Ray, S., & Cooney, R. P. (2012). Thermal Degradation of Polymer and Polymer Composites. In *Handbook of Environmental Degradation of Materials: Second Edition* (Third Edit). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4377-3455-3.00007-9>
- Sepehri, M., Moradi, B., Emamzadeh, A., & Mohammadi, A. H. (2019). Experimental study and numerical modeling for enhancing oil recovery from carbonate reservoirs by nanoparticle flooding. *Oil and Gas Science and Technology*, 74.

<https://doi.org/10.2516/ogst/2018080>

- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Gmbh, W. H. (2015). *Status of Polymer-Flooding Technology*. October 2014.
- Standnes, D. C., & Skjevraak, I. (2014). Literature review of implemented polymer field projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 761–775. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024>
- Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. *Energies*, 10, 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
- Tajmiri, M., & Ehsani, M. R. (2016). The Potential Of CuO Nanoparticles to Reduce Viscosity and Alter Wettability at Oil- Wet and Water- Wet Rocks in Heavy Oil Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, SPE-181298. <https://doi.org/10.2118/181298-ms>
- Tajmiri, M., & Ehsani, M. R. (2017). Wettability Alteration of Oil- Wet and Water-Wet of Iranian Heavy Oil Reservoir by CuO Nanoparticles. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, 36(4), 171–182.
- Wang, D., Cheng, J., Yang, Q., Wenchao, G., Qun, L., & Chen, F. (2000). Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/63227-MS>
- Wegner, J. (2015). Investigation of Polymer Enhanced Oil Recovery (EOR) in Microfluidic Devices that Resemble Porous Media - An Experimental and Numerical Approach. In *DGMK Tagungsbericht*. Shaker Verlag GmbH.
- Wei, B. (2016). Advances in Polymer Flooding. In M. F. El-amin (Ed.), *Viscoelastic and Viscoplastic Materials* (pp. 1–14). InTech. <https://doi.org/10.5772/64069>
- Yousefvand, H., & Jafari, A. (2015). Enhanced Oil Recovery Using Polymer/nanosilica. *Procedia Materials Science*, 11(2010), 565–570. <https://doi.org/10.1016/j.mspro.2015.11.068>
- Zheng, C. G., Gall, B. L., Gao, H. W., Miller, A. E., & Brant, R. S. (2000). Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 216–223.
- Delshad, M. (2011). Oil Recovery Enhancements. *Curse*, Chapter 3.
- ICP, (2003). Estudio de pruebas especiales de Laboratorio (SCA), Campo Palagua-Caipal.

