



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

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.



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.

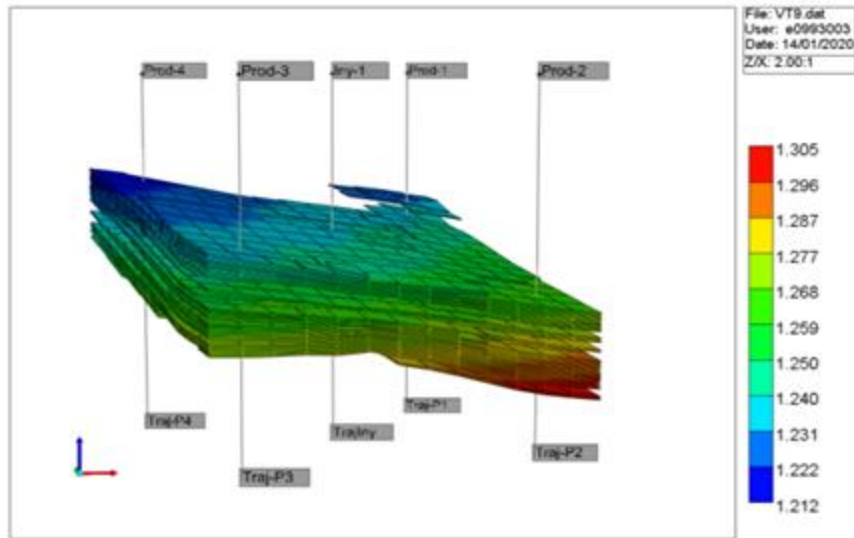


Figura 3-1. Profundidad del yacimiento del modelo estático del sector seleccionado.

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.

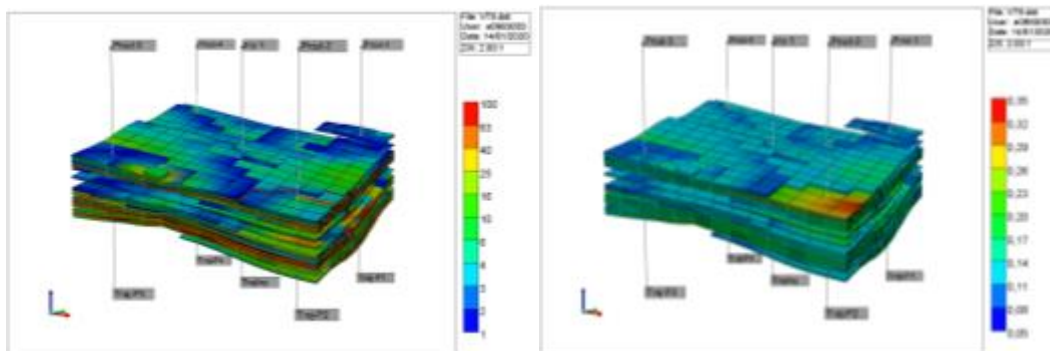


Figura 3-2. Modelo de permeabilidad y porosidad del sector del yacimiento seleccionado.

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.

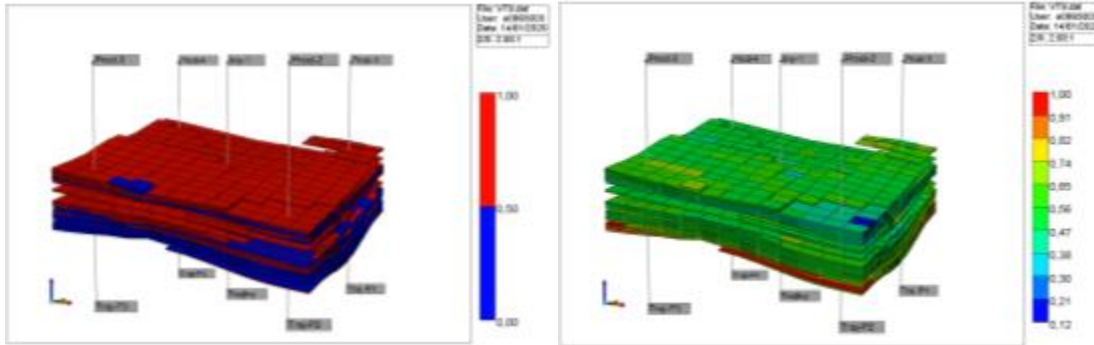


Figura 3-3. Tipos de roca del yacimiento: Azul (Arena Limpia, AL) y Rojo (Arena sucia, AS) y Modelo de saturación de agua del modelo seleccionado.

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).

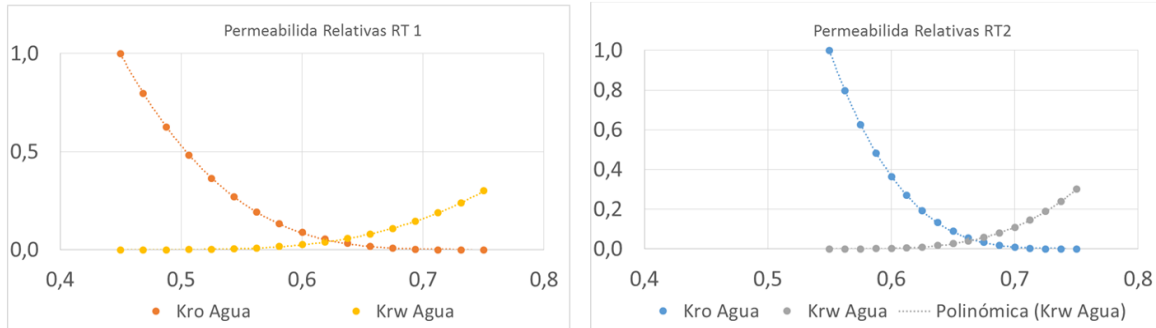


Figura 3-4. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Objetivo.

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.

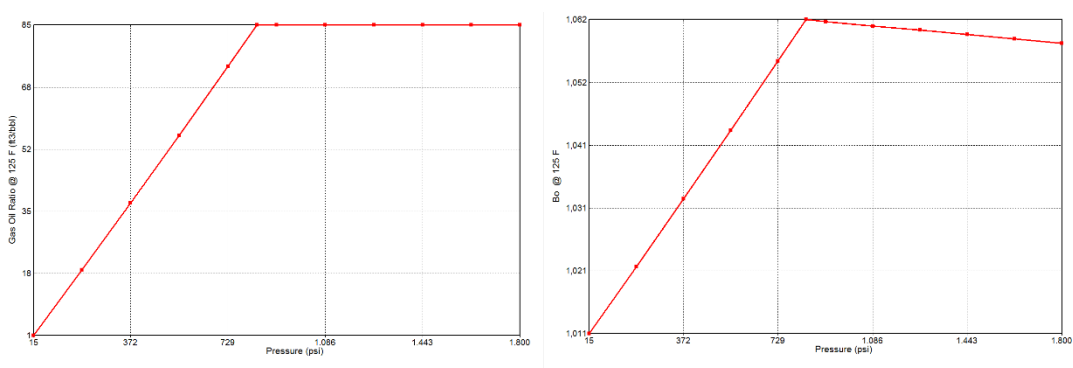


Figura 3-5. Relación gas/petróleo y Factor volumétrico del petróleo.

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

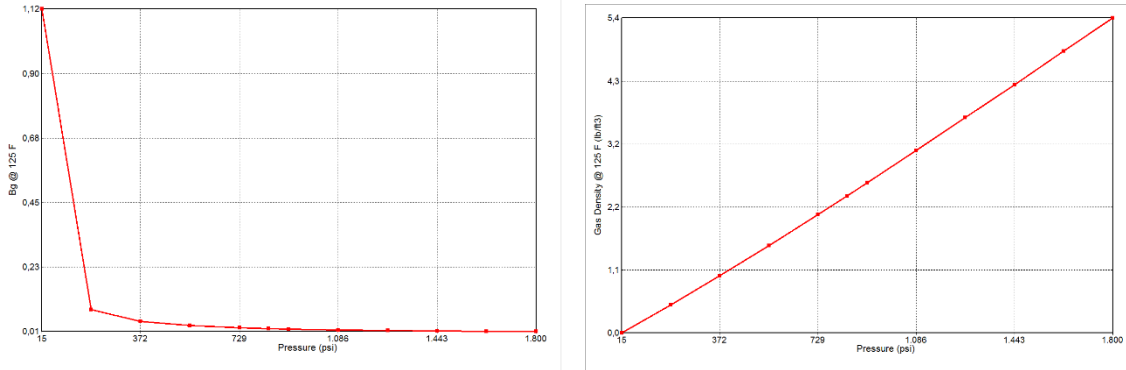


Figura 3-6. Factor volumétrico del gas y Factor Z del Gas.
Fuente: Ecuación de Estado Fm Guaduas Campo Estudio. Ecopetrol S.A.

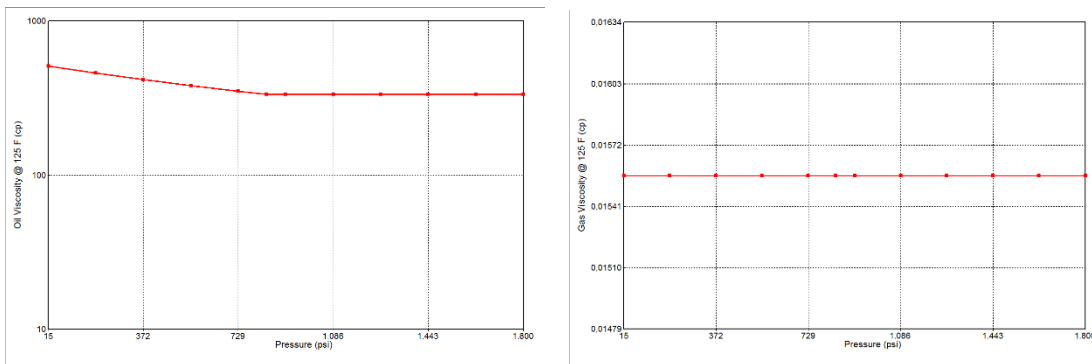


Figura 3-7. Viscosidad del petróleo vivo y del gas.
Fuente: Ecuación de Estado Fm Guaduas Campo Estudio. Ecopetrol S.A.

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.

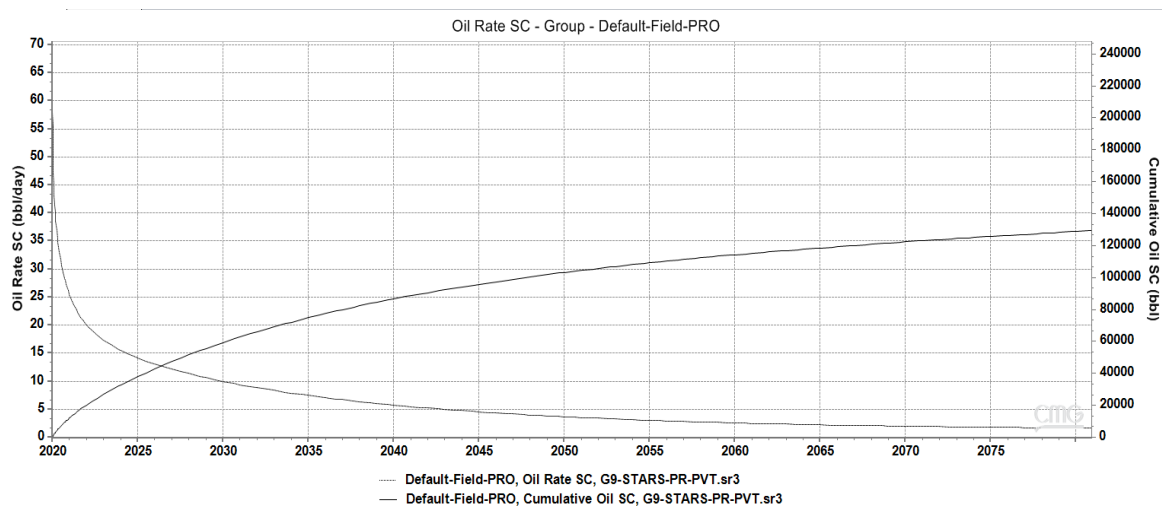


Figura 3-8. Tasa de petróleo y producción de petróleo acumulada del proceso de recobro primario.

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.

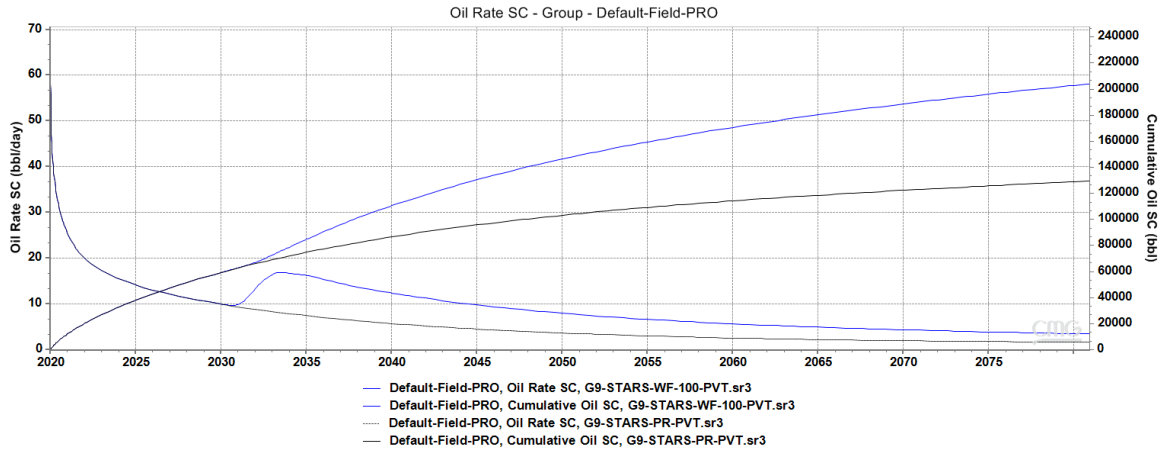


Figura 3-9. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario y por inyección de agua.

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%).

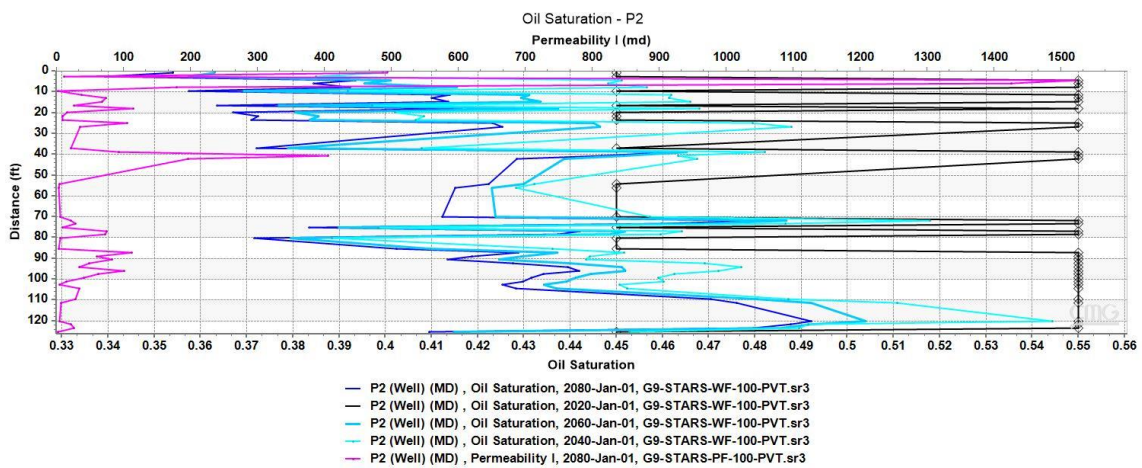


Figura 3-10. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2040, 2060, 2080) del proceso de inyección de agua.

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.

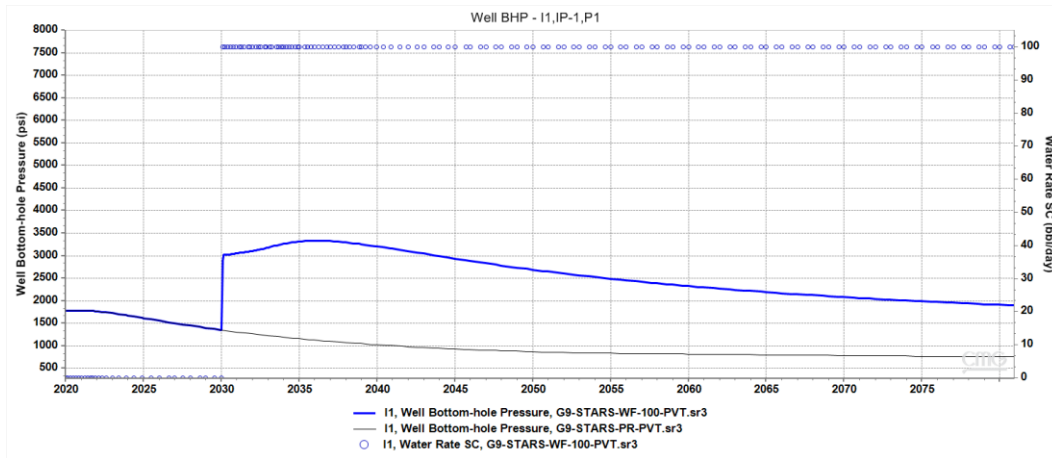


Figura 3-11. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwpd en el proceso de recobro por inyección de agua.

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 bwpd, 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.





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.

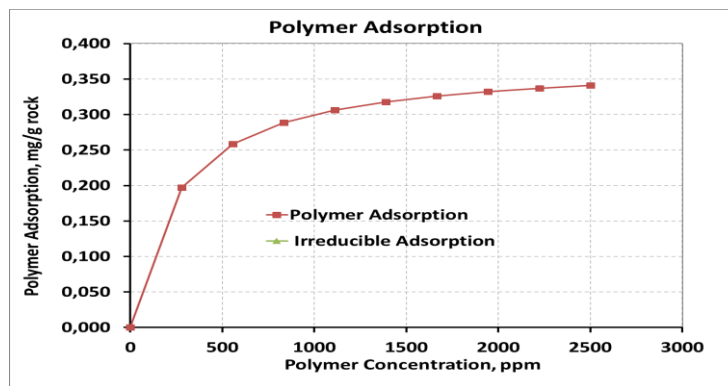


Figura 3-15. Estimación de la adsorción de polímero para una concentración de 1000 ppm.

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.

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.

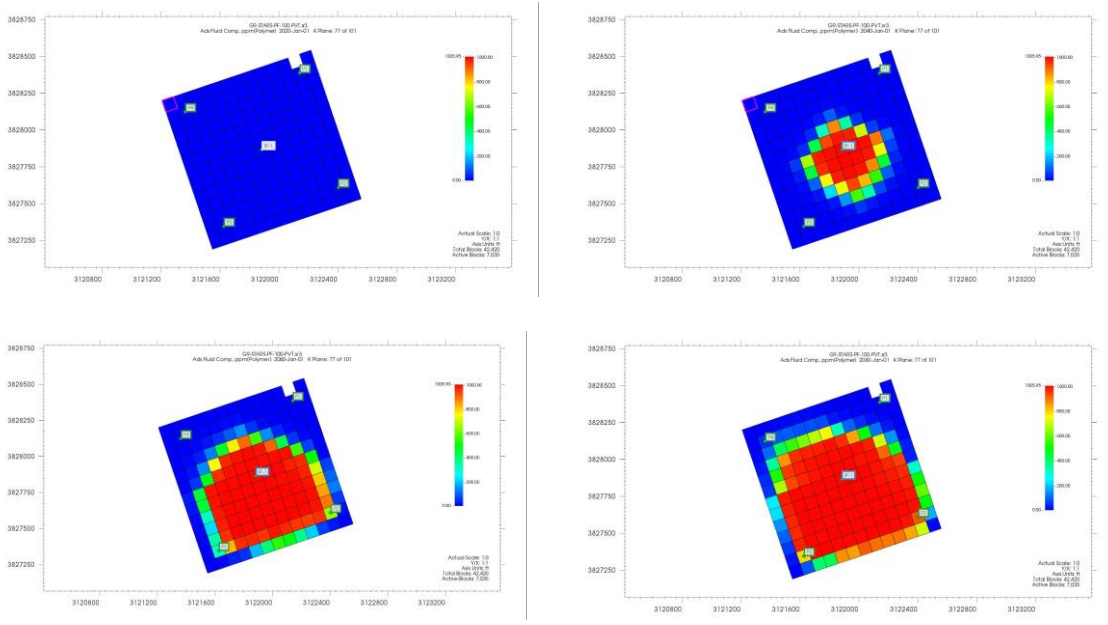


Figura 3-16. Concentración de polímero (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.

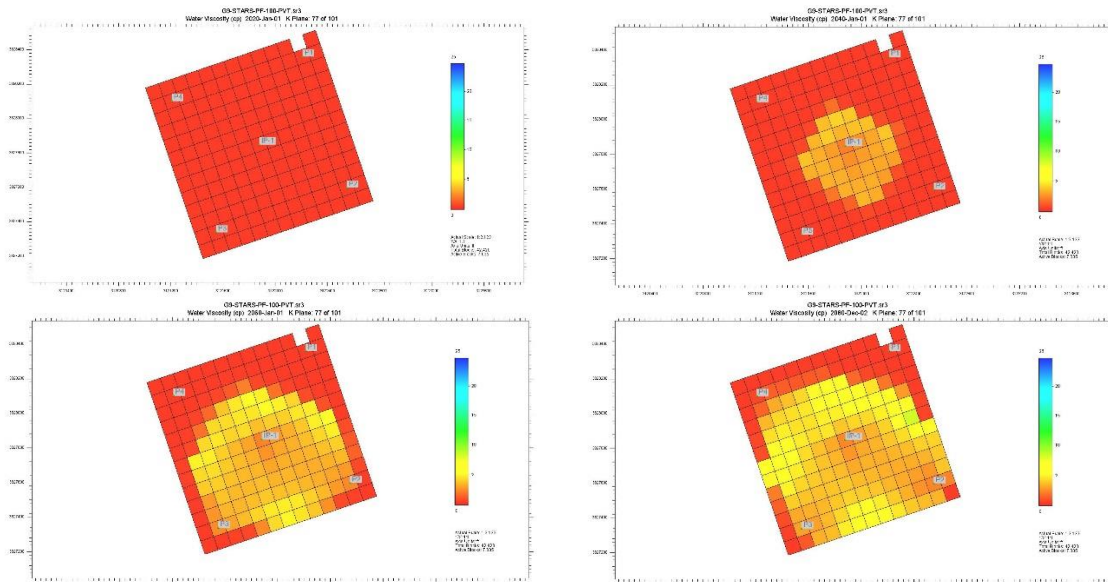


Figura 3-17. Viscosidad del polímero (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero.

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.

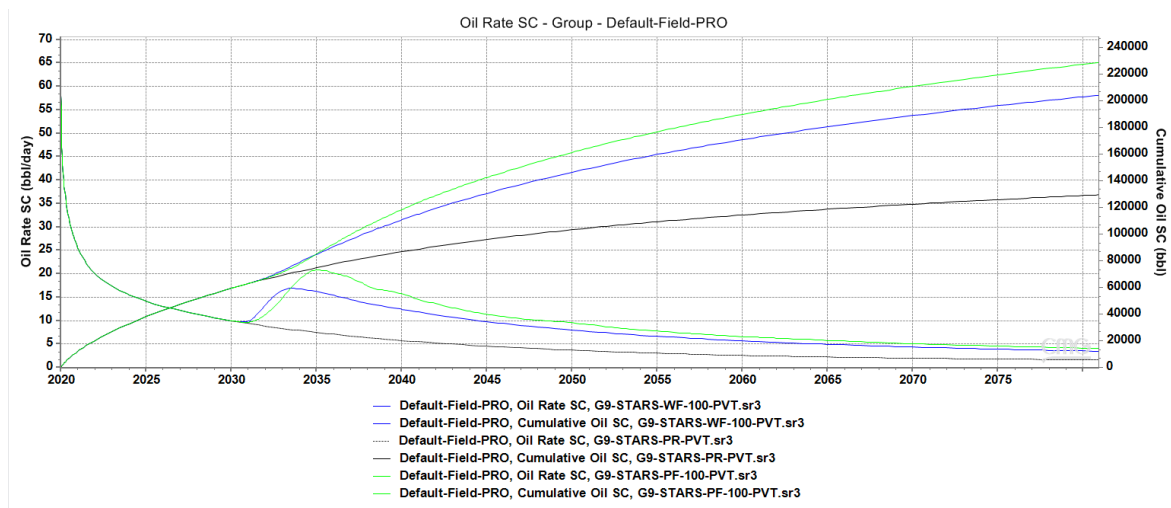


Figura 3-18. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua e inyección de polímero.

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.

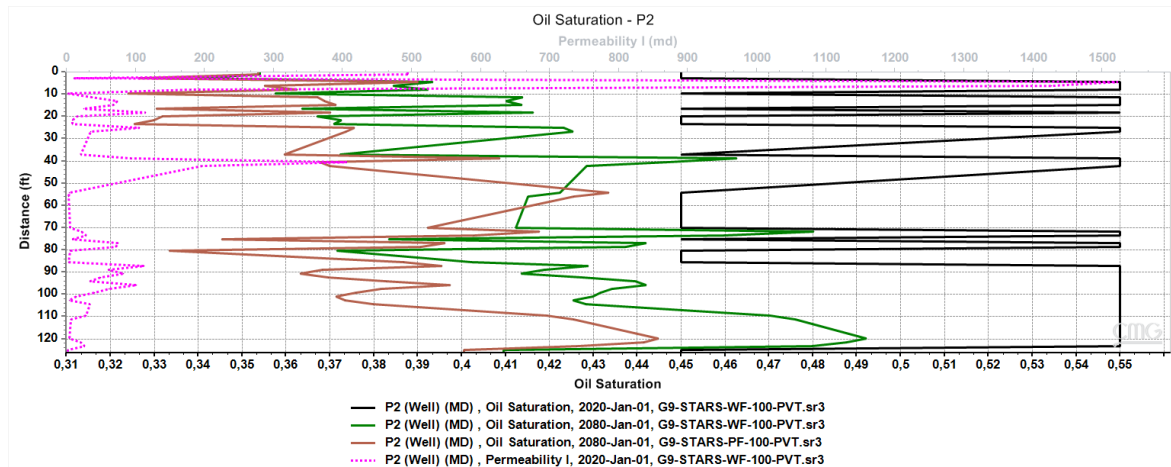


Figura 3-19. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y polímero.

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.

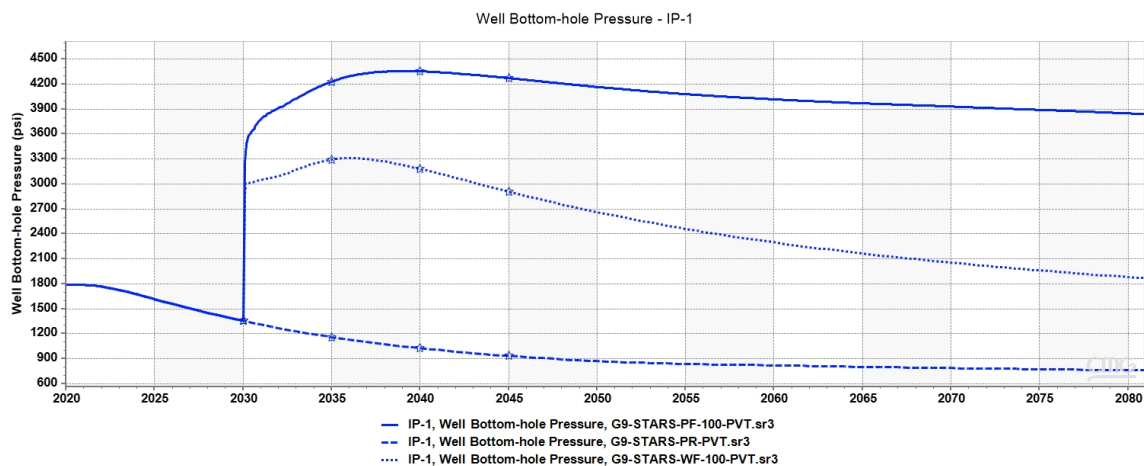


Figura 3-20. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero.

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.

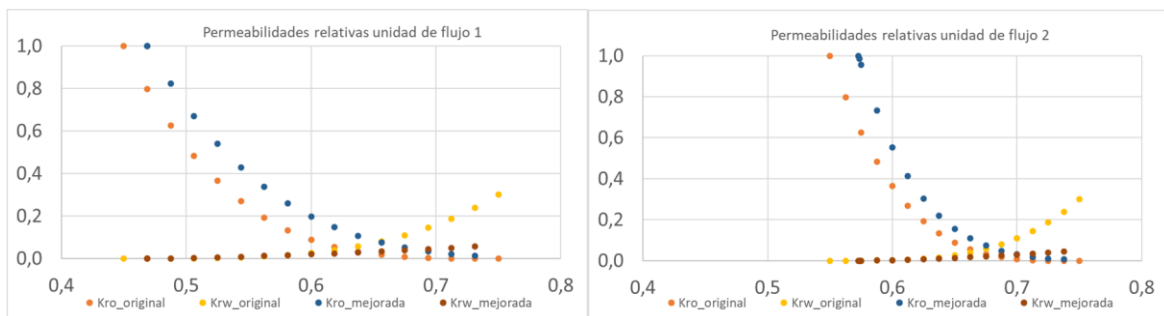


Figura 3-21. Curvas de permeabilidad relativa sintéticas normalizadas originales y mejoradas por la inclusión de las nanopartículas.

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.

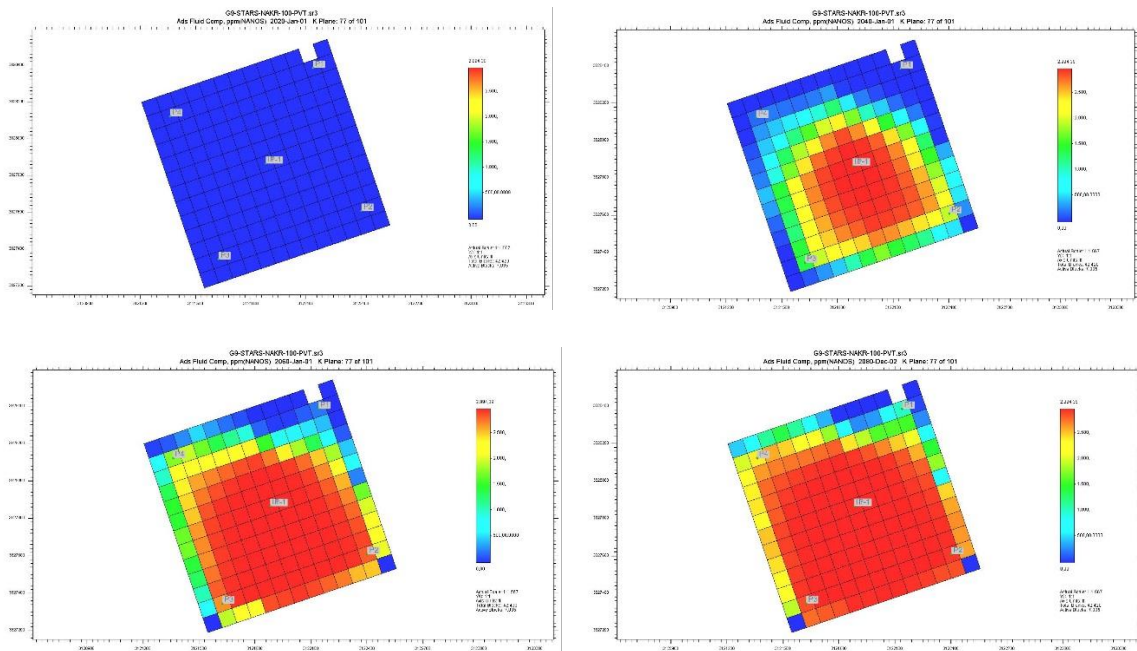


Figura 3-22. Concentración de nanopartícula (ppm) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero y nanopartículas.

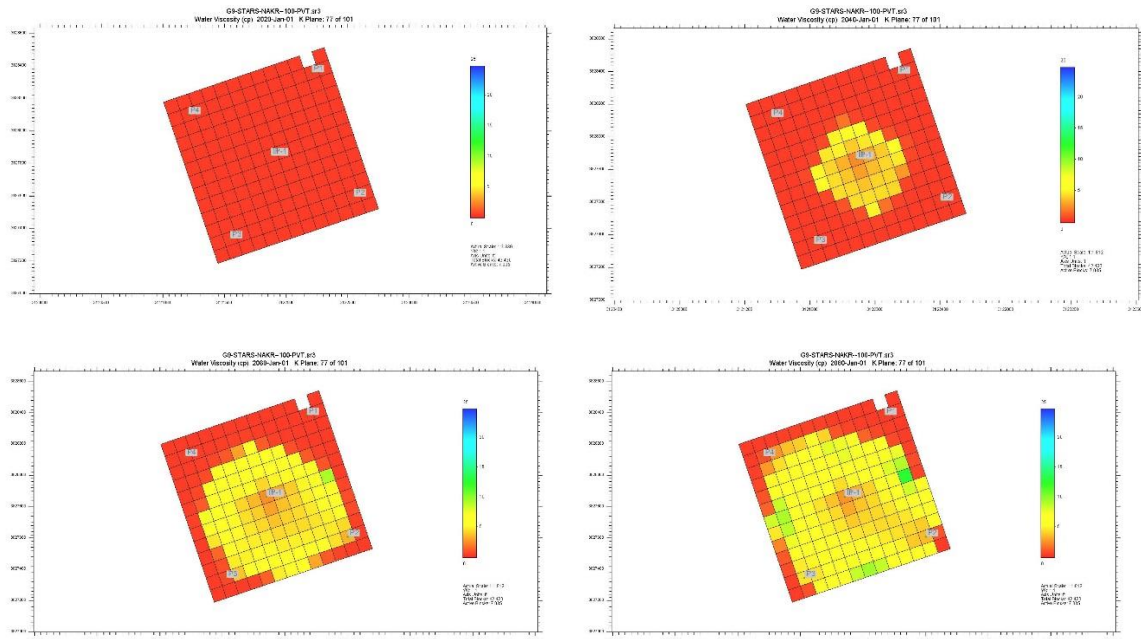


Figura 3-23. Viscosidad del polímero con nanopartículas (cP) en el yacimiento, slide 77/101. Para los años 2020, 2040, 2060 y 2080, del proceso de inyección de polímero con nanopartículas.

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

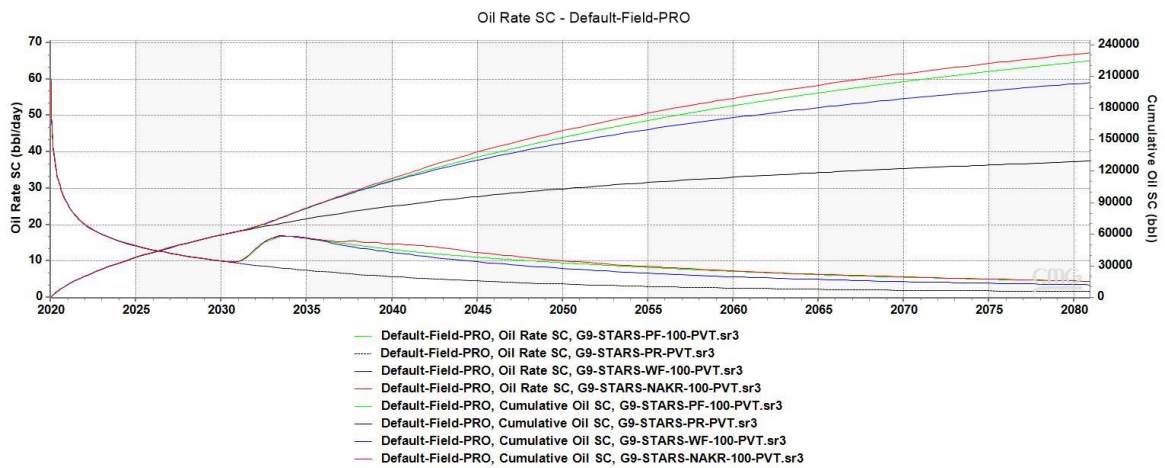


Figura 3-24 muestra la comparación de la tasa de producción y el acumulado de petróleo obtenidos en los 4 escenarios evaluados: recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección conjunta de polímero y nanopartículas.

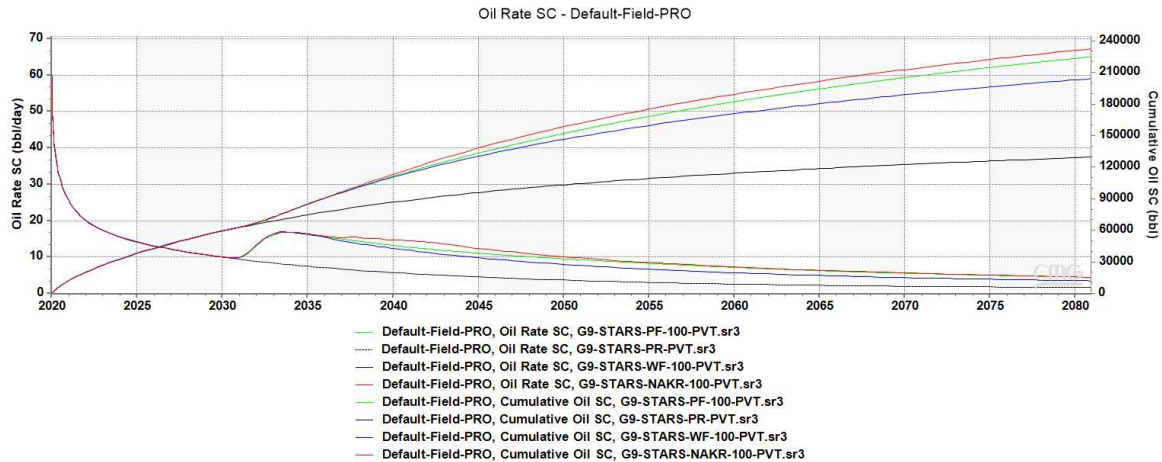


Figura 3-24. Comparación de tasa de petróleo y producción acumulada de aceite del proceso de recobro primario, inyección de agua, inyección de polímero e inyección de polímero combinado con nanopartículas.

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%.

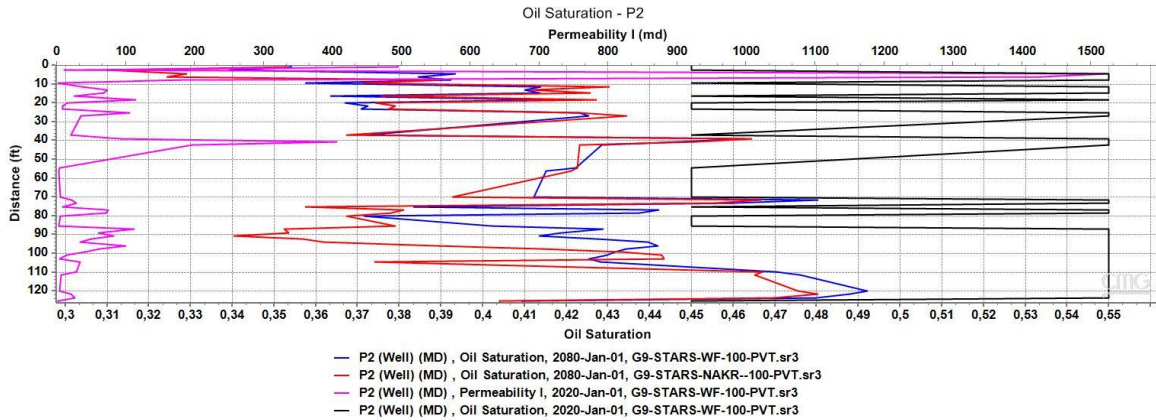


Figura 3-25. Perfil de saturación de petróleo del pozo Prod-2 en función del tiempo (2020, 2080) del proceso de inyección de Agua y nanopartículas.

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.

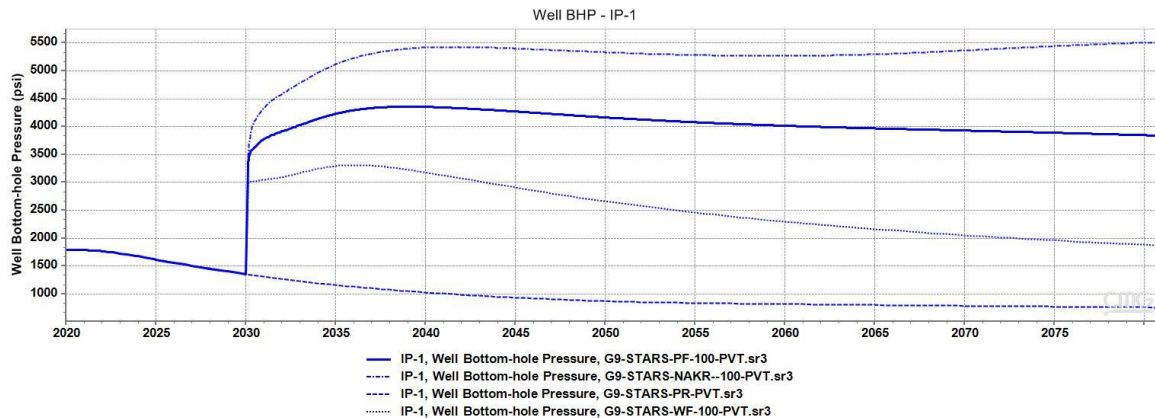


Figura 3-26. Perfil de presión en fondo (BHP) requerido para mantener inyección constante de 100 bwipd en el proceso de recobro por inyección de polímero y nanopartículas.

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.