



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES –
YACIMIENTOS

DISEÑO ÓPTIMO DE UNA PRUEBA PILOTO PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE
ACEITE MEDIANTE LA INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS EN ARENISCA

TESIS

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

ELIZABETH CANO MAYRÉN

TUTOR:

DR. RODOLFO GABRIEL CAMACHO VELÁZQUEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX. SEPTIEMBRE 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. López Ramírez Simón
Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel
1 er. Vocal: Dr. Camacho Velázquez Rodolfo Gabriel
2 do. Vocal: Dra. Gómora Figueroa Ana Paulina
3 er. Vocal: Dr. Teja Juárez Víctor Leonardo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: UNAM, Posgrado de ingeniería de Ciudad Universitaria, Coyoacán, Ciudad de México.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Camacho Velázquez Rodolfo Gabriel



FIRMA

Dedicatoria

El presente trabajo de investigación está dedicado a las siguientes inspiraciones en mi vida:

- A Dios, por brindarme la oportunidad de concluir mis estudios de maestría, por ser el primer aliento en la mañana y la luz en mi vida, así como otorgarnos el don de la vida a mis seres queridos y a mí durante la emergencia sanitaria por COVID-19.
- A mis padres, Aurelia Mayrén Rodríguez y Carlos Eduardo Cano García, por todo el apoyo que me han dado a lo largo de la vida; por creer en mí; y por haberme heredado un tesoro, el cual es el amor a la vida, al conocimiento y a la familia. Mi mamá en especial me enseñó que nunca es tarde para aprender, y que es posible ser una madre dedicada y una profesional en el trabajo. Mi papá me enseñó que el esfuerzo brinda sus frutos, a pesar de las circunstancias adversas y que no hay imposibles. Gracias a él aprendí que, a pesar de la pérdida de un ser amado, es posible sonreír, abrir los ojos, amar y seguir adelante.
- A mi esposo, David Moedano Hernández, por ser mi compañero de estudios, de trabajo y de vida. David ha sido una fuente de inspiración debido a su dedicación, constancia e inteligencia, su apoyo y comprensión han sido vitales para la conclusión de este trabajo de investigación.
- A Gala Victoria Moedano Cano, mi hermosa hija, quien es un tesoro en mi vida y la fuente de mi energía necesaria para concluir con mis objetivos y desarrollarme profesionalmente.
- A las personas que hemos perdido durante la emergencia sanitaria por COVID-19, quienes fueron padres, tíos o primos, y no vamos a olvidar.

Agradecimientos

El presente trabajo de investigación merece un agradecimiento especial a las siguientes instituciones y personas:

- En primera instancia agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme la oportunidad de formar parte de su comunidad estudiantil y desarrollarme profesionalmente.
- Agradezco especialmente a los fondos CONACYT-SENER-Hidrocarburos, por el apoyo económico para la realización del proyecto “Plataforma yacimiento y miniatura para estudios de EOR mediante nanofluidos inteligentes en campos maduros y no convencionales de México” (0280816), en donde tuve la oportunidad de involucrarme con el ámbito de la investigación. El apoyo a la investigación es vital para el desarrollo profesional de los alumnos universitarios y para el desarrollo de la tecnología a nivel nacional.
- Con mucho amor agradezco a David Moedano Hernández, por su alto profesionalismo, perseverancia en la investigación y sus interesantes contribuciones para el desarrollo del proyecto de investigación (0280816).
- Con mucho cariño agradezco a la Dra. Silvia María Chávez Morales y al Dr. José Antonio González Guevara, por su amistad y guía en mi formación profesional. Ambos son un ejemplo de talento, perseverancia y humanidad.
- Agradezco al Dr. Rodolfo Camacho Velázquez por ser mi tutor de tesis, por su valiosa guía durante la realización del presente trabajo, por su dedicación y esfuerzo para transmitir su conocimiento, así como todo el apoyo brindado para culminar con este gran esfuerzo. Gracias por darme la oportunidad de trabajar a su lado.
- A mis sinodales: Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa por sus detalladas observaciones, que sirvieron para enriquecer la presente investigación; Dr. Erick Luna Rojero por sus valiosas clases durante la maestría y su dedicación como profesor; Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez por su disposición a explicar sus puntos de vista y compartir su conocimiento; y al Dr. Simón Ramírez López por sus observaciones y comentarios puntuales.

Resumen

Diferentes investigaciones a escala de núcleo han señalado la influencia de ciertas nanopartículas (NPs) en la alteración de la mojabilidad, entre estas destacan las NPs de óxido de silicio, al ser consideradas agentes modificadores de la mojabilidad. En el presente trabajo se desarrolló un modelo de simulación de inyección de NPs a escala de núcleo en el software CMG mediante su simulador STARS, a partir del cual se identificaron los parámetros que capturan el comportamiento dinámico de las NPs, a fin de implementar este modelado en un caso de estudio para un yacimiento sintético.

El modelo propuesto integra la alteración de la mojabilidad del sistema (a través de la adsorción de NPs en el medio poroso) y la reducción de la tensión interfacial como mecanismos para incrementar la recuperación de aceite. La información experimental para proveer de datos al simulador se obtuvo de literatura reportada por Hendraningrat (2015). Dicho autor realizó la inyección de NPs de SiO_2 a diferentes concentraciones en muestras de arenisca tipo Berea. De estos experimentos, se elige modelar el núcleo H2, al cual se inyectó 0.05% en peso de NPs. Los resultados de las simulaciones a escala de núcleo son consistentes con los resultados reportados en la literatura, ya que el error global es menor al 3%. El análisis de sensibilidad y ajuste histórico realizados, muestran que la recuperación de aceite se encuentra influenciada por el número capilar, el factor de resistencia residual y la densidad de las NPs.

El estudio a escala de núcleo derivó en la identificación de los principales parámetros de simulación que influyen en la recuperación mejorada (EOR) usando NPs, por lo cual, se tomaron en cuenta estas observaciones para realizar la simulación de la inyección de nanofluidos en un sector de un yacimiento sintético de arenisca. La finalidad de este trabajo es evaluar y optimizar, mediante el uso del simulador comercial STARS de CMG, la inyección de NPs como un método potencial de EOR en un yacimiento sintético de areniscas. Para ello, inicialmente se reproducen las pruebas de desplazamiento a escala de núcleo reportados por Hendraningrat et al. (2015), con lo cual, se identifican los parámetros más sensibles involucrados en este método. Posteriormente, se propone un modelo sintético de yacimiento y se evalúan diferentes escenarios de simulación, a fin de optimizar la inyección de NPs. De este modo, se pretende sentar las bases para el diseño de una prueba piloto de inyección de NPs como método de EOR, en un yacimiento real de areniscas.

La simulación de inyección de NPs a escala de yacimiento utiliza los datos de inyección de agua en arenisca propuesta por Li (2012). Los estudios de análisis de sensibilidad, ajuste histórico y optimización se realizaron con el software de CMG. La optimización se planteó a partir de características de las NPs y condiciones de operación del pozo inyector. Los resultados muestran que existe una recuperación incremental hasta del 5.6%, bajo diferentes escenarios, lo cual demuestra que este método podría ser una alternativa viable para incrementar la recuperación de aceite residual.

Contenido

Dedicatoria	3
Agradecimientos	4
Resumen	6
Contenido	8
Lista de figuras	10
Lista de tablas.....	15
Nomenclatura	17
1 Introducción	20
1.1 Objetivo General.....	22
1.2 Objetivos Específicos	22
2 Antecedentes.....	23
2.1 Nanotecnología	23
2.2 Nanopartículas (NPs)	24
2.2.1 Tipos de nanopartículas en EOR.....	28
2.2.2 Mecanismos de desplazamiento de las nanopartículas	30
2.3 Parámetros importantes del flujo de fluidos en medios porosos	35
2.3.1 Porosidad	35
2.3.2 Tensión interfacial	36
2.3.3 Ángulo de contacto y mojabilidad	37
2.3.4 Permeabilidad.....	39
2.3.5 Adsorción de nanopartículas: Isoterma de Langmuir	41
2.3.6 Número capilar	43
3 Nanofluidos como Método de Recuperación Mejorada	45
3.1 Nanofluidos.....	45

3.2	Modelado matemático del transporte de nanopartículas en medios porosos	46
3.3	Trabajos experimentales	48
3.4	Pruebas piloto en campo.....	52
3.5	Principales parámetros que inciden en la recuperación de aceite	55
3.5.1	Heterogeneidad de la formación: Ambientes de depósito de las areniscas.	55
3.5.2	Retención de nanopartículas en medios porosos	58
3.5.3	Nanopartícula: Tipo, Tamaño y Concentración	59
3.5.4	Propiedades de la roca: Porosidad, Permeabilidad y Mojabilidad inicial	61
3.5.5	Esquema de Inyección: Gasto de inyección	62
4	Simulación de experimentos de laboratorio con nanopartículas.....	64
4.1	Consideraciones y Trabajo experimental de literatura	64
4.2	Simulación del caso base en un núcleo de arenisca	67
4.3	Simulación de la inyección de nanopartículas en un núcleo de arenisca.....	71
4.4	Análisis de sensibilidad	76
4.5	Análisis de resultados.....	78
5	Simulación de una prueba piloto para la inyección de nanopartículas	89
5.1	Simulación del caso base a escala de yacimiento	89
5.2	Simulación de la inyección de nanopartículas en un yacimiento de arenisca	99
5.3	Estudios paramétricos al modelo de inyección de nanopartículas	109
5.4	Optimización de la prueba piloto	114
	Conclusiones y trabajos futuros	119
	Bibliografía.....	121

Lista de figuras

Figura 2.1 Clasificación de los nanomateriales (Buzea, 2007).....	26
Figura 2.2 Esquema de nanopartícula (Das et al., 2007)	27
Figura 2.3 Estructuración de NPs en una película en forma de cuña (Wasan et al., 2011)	31
Figura 2.4 A. Micrografía de la película de nanofluido. B. Micrografía de la estratificación de NPs de una suspensión acuosa al 10% en volumen (tamaño de NP 19 nm) sobre una superficie sólida (tamaño de película 868 μm) (Nikolov et al., 2010).....	32
Figura 2.5 Presión en las paredes de la cuña para un ángulo de contacto de 0.5° en el vértice como función de la distancia radial. Fracción de volumen de NPs $\varphi = 0.36$; diámetro de NPs $d = 10 \text{ nm}$ (Wasan et al., 2011).....	33
Figura 2.6 Diagrama esquemático del modelo de unión lateral para dióxido de silicio (protonación y desprotonación).....	34
Figura 2.7 Ángulo de contacto después de la inyección de (a) agua y (b) nanofluido de TiO_2 (Ehtesabi H. et al., 2014).	35
Figura 2.8 Ecuación de Young y esquematización del efecto de cambio de mojabilidad. 38	
Figura 2.9 Efecto de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa en sistemas agua-aceite (Morrow, 1973).	40
Figura 2.10 Formas típicas de la isoterma de Langmuir para un proceso de adsorción. (a) variando el parámetro b_3 de la Ec. 2.4, (b) variando el parámetro a_3 de la Ec. 2.4 (Lake, 1989).	42
Figura 2.11 Esquema de la curva de desaturación capilar (Lake, 1989)	44
Figura 3.1 Viscosidad vs velocidad de corte a diferentes temperaturas para nanofluidos de sílice (Salem et al., 2015)	46
Figura 3.2 Producción actual vs pronóstico de producción (curva tipo) a 150 días. Pozo de Wolfcamp B (formación de lutitas) (Syfan et al., 2018).....	53

Figura 3.3 (A) Ubicación de pozos y contornos de la profundidad (B) Configuración de los cinco pozos (W1-3 es uno de los pozos en los que se aplicó el tratamiento IOWCA) (Ju et al, 2012).....	54
Figura 3.4 (a) Modelo sedimentario general de un frente deltaico, donde A: finos interdistribucionales; B: arenas del canal distribucional subacuáticas; C: arenas de la barra de desembocadura; D arenas de las terminaciones de los canales de distribuidores; E. arenas de la barra distal; F. láminas de arena distal; G. lodos pro-delta. (b) Correlación de facies de un frente deltaico, (Li et al., 2017).....	57
Figura 3.5 Comparación entre permeabilidades relativas de aceite y agua, antes y después del tratamiento con LHPN para una roca con mojada por aceite (Ju y Fan, 2006).....	61
Figura 3.6 Relación de porosidad y permeabilidad a lo largo del núcleo para diferentes PV de inyección (Ju y Fan, 2006).....	62
Figura 3.7 Reducción de la permeabilidad y (b) aumento del diámetro crítico de la garganta del poro conforme aumenta el gasto de inyección (Abdelfatah et al., 2017).....	63
Figura 4.1 Distribución de diámetros de las NPs de SiO ₂ (Modificada de Hendraningrat (2015)).....	66
Figura 4.2 Recuperación de aceite y presión diferencial vs VP inyectado en el núcleo H2 (Hendraningrat, 2013).....	67
Figura 4.3 Vista XZ de la malla de 22 x 1 x 1 bloques (Dirección x, y, z).	68
Figura 4.4 Curvas de permeabilidad relativa de agua-aceite para el tapón H2 (Carmona, 2017).	70
Figura 4.5 Validación del caso base con respecto a la producción de aceite acumulada. 71	
Figura 4.6 Set de curvas de permeabilidad relativas de agua-aceite y nanofluido-aceite del tapón H2 (Carmona, 2017)	72
Figura 4.7 Vista XZ de la malla de 14 x 1 x 1 bloques (Dirección x, y, z)	76
Figura 4.8 Vista 3D de la malla de 2 x 1 x 14 bloques (Dirección r, θ , z).....	77
Figura 4.9 Curvas de aceite producido acumulada con diferentes geometrías y su comparación con con los resultados reportados por Hendraningrat (2015).....	77

Figura 4.10 Principales parámetros en el análisis de sensibilidad.....	79
Figura 4.11 Producción acumulada de aceite bajo los diferentes escenarios generados por el análisis de sensibilidad	79
Figura 4.12 Comparativo de producción acumulada obtenida con simulación (línea rosa) e histórico de producción experimental de Hendraningrat (2015) (círculos naranjas).	80
Figura 4.13 a) Comparativo entre el diferencial de presión obtenido experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y los obtenidos mediante el Caso 1a (línea azul, $RRFT = 1$, $\varepsilon = 3$) y el Caso 1b (línea roja, $RRFT = 1$, $\varepsilon = 1$); b) Comparativo entre la producción acumulada de aceite obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) y la obtenida mediante el Caso 1 (línea azul) y el Caso 2 (línea roja).....	81
Figura 4.14 Comparativo de: a) diferencial de presión y b) producción acumulada de aceite; entre la respuesta obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y mediante simulación con el caso 1a, para valores de $RRFT=1, 1.27, 1.5, 2, 3$, con líneas en color rojo, gris, verde, azul, amarillo, respectivamente.....	83
Figura 4.15 Producción acumulada de aceite de los escenarios óptimos con respecto al ajuste del histórico de producción de Hendraningrat (2015).....	84
Figura 4.16 Comparativo de: a) diferencial de presión y b) producción acumulada de aceite; entre la respuesta obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y mediante simulación para los Casos 1, 1b, 3 y 6, con líneas en color azul, rosa, amarillo y verde, respectivamente, con diferentes valores de $RRFT$	85
Figura 4.17 Diferentes escenarios de producción acumulada debido a variaciones en la Isoterma de Langmuir.....	86
Figura 4.18 Principales parámetros que afectan la recuperación de aceite en el Caso 7. 87	
Figura 4.19 Comparativo entre las curvas de producción acumulada de Hendraningrat (2015) (círculos naranjas) y el Caso 7 (línea punteada morada) con un error del 2.19%. 88	
Figura 5.1 Set de curvas de permeabilidad relativa agua-aceite del yacimiento sintético (Li, 2012).	91
Figura 5.2 Set de curvas de permeabilidad relativa aceite-gas del yacimiento sintético (Li, 2012).	91

Figura 5.3 Comparación entre la presión promedio reportada por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).....	92
Figura 5.4 Comparación entre el gasto de producción de aceite reportado por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).	93
Figura 5.5 Comparación entre el gasto de producción de agua reportado por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).	93
Figura 5.6 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio, (b) Producción acumulada de agua, (c) Distribución de presiones y (d) Saturación de agua en un plano de corte entre los pozos.....	94
Figura 5.7 Respuestas del yacimiento: (a) Gasto de producción de aceite, (b) Gasto de producción de agua, (c) Saturación de aceite y (d) Saturación de agua en el yacimiento.	95
Figura 5.8 Factor de recuperación de aceite del caso 8.....	96
Figura 5.9 Set de curvas de permeabilidad relativa nanofluido-aceite del yacimiento sintético (Li, 2012).	97
Figura 5.10 Trayectorias para el análisis del <i>Nca</i> : Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.....	98
Figura 5.11 <i>Nca</i> del Caso Base 8 en diferentes trayectorias al final del tiempo de simulación de 6000 días.....	98
Figura 5.12 Curvas de permeabilidad relativa sin y con NPs del yacimiento sintético.	100
Figura 5.13 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio, (b) Producción acumulada de agua, (c) Distribución de presiones y (d) Saturación de agua en un plano de corte entre los pozos.	102
Figura 5.14 Respuestas del yacimiento: (a) Gasto de producción de aceite, (b) Gasto de producción de agua, (c) Saturación de aceite y (d) Saturación de agua en el yacimiento.	103
Figura 5.15 Diferencia entre el factor de recuperación de aceite obtenido mediante el desplazamiento con agua del Caso 8 (línea azul) y el desplazamiento con nanofluido del Caso 9 (línea verde).	104

Figura 5.16 Respuestas del yacimiento a 480 días (10-nov-2021) desde el inicio de inyección de NPs: (a) Saturación de aceite, (b) Saturación de agua connata (c) Distribución de NPs, (d) Distribución de salmuera, (e) Velocidad del fluido (<i>ft/día</i>) y (f) Número capilar en el yacimiento.....	106
Figura 5.17 Respuestas del yacimiento a 2020 días (28-ene-2026): (a) Saturación de aceite, (b) Saturación de agua connata (c) Distribución de NPs, (d) Distribución de salmuera, (e) Velocidad del fluido (<i>ft/día</i>) y (f) Número capilar en el yacimiento.	108
Figura 5.18 Análisis de sensibilidad local sobre la respuesta del factor de recuperación de aceite.....	111
Figura 5.19 Análisis de sensibilidad local sobre la respuesta de presión del yacimiento.	112
Figura 5.20 Análisis de sensibilidad global sobre el factor de recuperación de aceite....	113
Figura 5.21 Análisis de sensibilidad global sobre la respuesta del gasto de aceite producido.	114
Figura 5.22 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio del yacimiento, (b) Gasto de aceite producido (c) Gasto de agua producida y (d) Producción acumulada de aceite...	115
Figura 5.23 Relación de la permeabilidad en l sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.	117
Figura 5.24 Relación de la porosidad sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.....	118
Figura 5.25 Número capilar sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.....	118

Lista de tablas

Tabla 2.1 Potenciales aplicaciones de nanotecnología en la industria petrolera (Peng et al., 2018)	24
Tabla 2.2 Mecanismos de acción dominante de las NPs (Nigen et al., 2016; Hashemi et al., 2015; et al., 2015; Yuan et al., 2016; Ogolo et al., 2012; Ogolo et al., 2017).....	29
Tabla 2.3 Ángulo de contacto para diferentes condiciones de mojabilidad (Fanchi, 2018)37	
Tabla 2.4 Alteración del ángulo de contacto debido al tratamiento con NPs (Kamal et al., 2017)	39
Tabla 3.1 Nanopartículas aplicadas experimentalmente en núcleos como agentes EOR	52
Tabla 3.2 Ambientes sedimentarios importantes en la industria petrolera.....	56
Tabla 3.3 Efecto de la concentración de las NPs de sílice en la permeabilidad a un gasto de 0.5 mL/min (Youssif et al., 2017)	59
Tabla 3.4 Efecto del gasto de inyección en la permeabilidad con una concentración de NPs del 0.05 %peso (Youssif et al., 2017).....	59
Tabla 4.1 Propiedades del tapón H2 (Hendraningrat, 2015).	65
Tabla 4.2 Caracterización de las NPs de SiO ₂ LHP (Hendraningrat, 2015).....	66
Tabla 4.3 Propiedades de los fluidos (Hendraningrat, 2015).....	66
Tabla 4.4 Resultados de los procesos de inyección de fluidos (Hendraningrat, 2015).	67
Tabla 4.5 Dimensiones de la malla de simulación del núcleo.....	68
Tabla 4.6 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación del caso base.....	69
Tabla 4.7 Datos para el cálculo de las permeabilidades relativas agua-aceite del tapón H2.	70
Tabla 4.8 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación de inyección de nanofluidos. *Densidad propuesta por Carmona (2017).....	72
Tabla 4.9 Datos para el cálculo de las permeabilidades relativas nanofluido-aceite del tapón H2 (c=0.05 % peso).	72

Tabla 4.10 Parámetros del análisis de sensibilidad.....	78
Tabla 4.11 Escenarios de simulación óptimos con respecto al ajuste de la producción de aceite.....	84
Tabla 5.1 Propiedades del yacimiento y los fluidos (Li, 2012).....	90
Tabla 5.2 Parámetros de las curvas de permeabilidad relativa (Li, 2012).	90
Tabla 5.3 Propiedades del componente aceite (Li, 2012).	91
Tabla 5.4 Condiciones de operación del pozo (Li, 2012).....	92
Tabla 5.5 Parámetros propuestos de las curvas de permeabilidad relativa con NPs.....	100
Tabla 5.6 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación de inyección de nanofluidos.	100
Tabla 5.7 Parámetros del análisis de sensibilidad por inyección de NPs en el yacimiento sintético.	110
Tabla 5.8 Parámetros del análisis de optimización	116

Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
A	Área transversal expuesta al flujo	m^2
Ad	Adsorción de las NPs a cierta concentración y temperatura	$gmol/cm^3$
$Admax$	Adsorción máxima de las NPs	$gmol/cm^3$
API	Densidad API	°
VP	Volumen poroso	cm^3
C_{ads}	Concentración de nanopartículas adsorbidas	$gmol/cm^3$
C_i	Concentración de cierto componente sólido	$gmol/cm^3$
D_{NP}	Diámetro de la nanopartícula	nm
V_t	Volumen total	cm^3
\hat{C}_3	Concentración de químico inyectado	mg/L
C_3	Concentración en equilibrio en la solución	mg/L
N_{ca}	Número capilar	---
MM	Masa Molecular	$g/gmol$
SG	Densidad específica	---
S_{wc}	Saturación crítica del agua	---
S_{orw}	Saturación residual de aceite en presencia de agua	---
S_{gc}	Saturación crítica del gas	---
S_{org}	Saturación residual de aceite en presencia de gas	---
N_g	Exponente de la curva de permeabilidad relativa del gas	---
N_{og}	Exponente de la curva de permeabilidad relativa del aceite en presencia de gas	---
N_w	Exponente de la curva de permeabilidad relativa del agua	---

N_{ow}	Exponente de la curva de permeabilidad relativa del aceite en presencia del agua	---
T	Temperatura	$^{\circ}F$
R_{k_w}	Factor de reducción de la permeabilidad al agua	---
Símbolo	Descripción	Unidades
a	Exponente de la correlación de Glasco	---
a_3	Parámetro 1 de la isoterma de Langmuir	L/g
a	Primer parámetro en la expresión de Langmuir	$gmol/m^3$
b	Segundo parámetro en la expresión de Langmuir	---
b_3	Parámetro 2 de la isoterma de Langmuir	---
ca	fracción molar del componente	---
dP	Diferencial de presiones	Pa
dx	Diferencial de distancia	m
q	Gasto	cm^3/s
k	Permeabilidad absoluta	mD
k_{r_o}	Permeabilidad relativa al aceite	---
k_{r_g}	Permeabilidad relativa al gas	---
k_{r_w}	Permeabilidad relativa al agua	---
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite	mD
k_g	Permeabilidad efectiva al gas	mD
k_w	Permeabilidad efectiva al agua	mD
$k_{r_{wiro}}$	Permeabilidad relativa del agua a la saturación irreducible de aceite	---
$k_{r_{ocw}}$	Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata	---

k_{rogcg}	Permeabilidad relativa del aceite a la saturación connata de gas	---
k_{rgcl}	Permeabilidad relativa del gas a la saturación connata del líquido	---
k_0	Permeabilidad inicial	mD
v	Velocidad de Darcy	cm^3/s
ν_{100}	Viscosidad cinemática a 100 °F	cSt
ν_{210}	Viscosidad cinemática a 250 °F	cSt

Símbolos griegos

Símbolo	Descripción	Unidades
ϕ	Porosidad	---
ϕ_f	Porosidad ocupada por el fluido	---
ϕ_v	Porosidad total	---
ϕ_0	Porosidad inicial	---
ε	exponente característico de la ecuación tipo Carman-Kozeny	---
θ	Coordenada cilíndrica	°
μ	Viscosidad	cp
σ	Tensión interfacial	$dina/cm$
σ_{so}	Tensión interfacial sólido-aceite	$dina/cm$
σ_{ow}	Tensión interfacial sólido-agua	$dina/cm$
σ_{sw}	Tensión interfacial aceite-agua	$dina/cm$
ρ_{eff}	Densidad efectiva	kg/m^3
ρ_{si}	Densidad del componente sólido	kg/m^3

Capítulo 1

Introducción

Se estima que la demanda mundial de energía aumentará un 30% para el año 2035, con un crecimiento anual de 1.3% (BP, 2017). Además, al 2035 los hidrocarburos contribuirán con el 59% de la demanda total; entre ellos, el petróleo crudo contribuirá con el 27% y con un crecimiento anual del 0.7% (International Energy Agency, 2013).

Ante la alta demanda de energéticos es necesaria la restitución de reservas, sin embargo, la cantidad de nuevos descubrimientos ha disminuido y a nivel mundial. Se estima que el factor de recuperación promedio global es de 35% (International Energy Agency, 2013), en consecuencia, gran parte de los campos son abandonados con el 65% del petróleo original.

La incorporación de reservas mediante yacimientos conocidos ofrece grandes beneficios económicos, frente a la alta incertidumbre e inversión asociada con la exploración, ya que solo es necesario explorar el método de recuperación idóneo. En consecuencia, se debe optar por técnicas que permitan obtener una recuperación adicional y así acceder a las reservas remanentes, como las técnicas de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR). La EOR es la obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o que pueden estar presentes en el yacimiento, pero se inyectan a condiciones específicas, con el fin de alterar el comportamiento físico-químico del sistema roca-fluidos del yacimiento (Rangel, 2015).

La producción de petróleo asociada a la EOR en 2008 fue de 2.5 millones de barriles por día, aproximadamente el 3.5% de la producción mundial anual; y se espera que al 2030 contribuya con el 20% de la producción global, ya que el 65% de los campos a nivel mundial se consideran como maduros (CNH, 2018).

Por lo cual, un aumento del 1% en el factor de recuperación a nivel mundial agregaría más de 80 mil millones de barriles, o 6%, a las reservas probadas mundiales de petróleo. Este dato es importante ya que permitiría mantener la producción asociada a EOR de 2008 por un tiempo de aproximadamente 87.7 años.

De acuerdo con información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en los últimos 14 años, la producción de hidrocarburos en México ha declinado pronunciadamente, cayendo de 3.4 millones de barriles por día (MMbpd) en enero del 2004 a 1.8 MMbpd en

junio del 2018, esto es una caída del 46%. Además, las reservas 1P también indican una tendencia a la baja pasando de 18.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) a 8.4 MMMbpce durante el mismo periodo, la caída es del 55%. Una de las causas de las caídas de producción y reservas es que el 65% de los campos son maduros y aportan el 98% de la producción de aceite (CNH, 2018).

En la industria petrolera se han realizado esfuerzos para introducir la nanotecnología como un método de EOR. La nanotecnología es la creación de materiales, dispositivos y sistemas funcionales a nivel nanométrico, además incluye el estudio y aplicación de sus propiedades y fenómenos que emergen a esa escala (Das et al., 2007). La nanoescala hace referencia a materiales que se encuentran en el rango de 1 a 10 *nm*. Ciertas propiedades de los nanomateriales difieren a las exhibidas en la macroescala, debido a efectos de superficie y volumen. En consecuencia, las nanopartículas poseen propiedades mecánicas, ópticas, eléctricas, magnéticas y térmicas únicas (Das et al., 2007; Mostafa et al., 2013). Además, las características físicas de las nanopartículas pueden ser diseñadas con objetivos específicos.

El tamaño de las nanopartículas, el cual va de 1 a 100 *nm*, podrían permitir que se transporten a través de los poros de la formación, los cuales, no son accesibles a partículas más grandes. Tal es el caso de los surfactantes, cuyos tamaños pueden variar de 50-450 *nm* y sus micelas oscilan entre 0.5-10 μm (Bera, 2017). En consecuencia, diferentes investigaciones han utilizado nanopartículas capaces de reducir la viscosidad, reducir la tensión interfacial, alterar la mojabilidad, mejorar la eficiencia de barrido y desplazamiento, mitigar la formación de depósitos de asfaltenos *in situ* y mitigar migración de finos (Nigen et al., 2016; Hashemi et al., 2015; Kazemzadeh et al., 2015; Yuan et al., 2016; Ogolo et al., 2012; Ogolo et al., 2017).

Existen diversas investigaciones que muestran un futuro prometedor para estos materiales como método EOR, por lo cual, el presente trabajo de investigación se dedica a explorar su estudio a nivel de simulación de núcleo y yacimiento.

1.1 Objetivo General

Modelar y simular la inyección de NPs en un yacimiento sintético de areniscas utilizando el simulador comercial STARS de CMG, a fin de maximizar la producción de aceite y optimizar la inyección de NPs.

1.2 Objetivos Específicos

- Conocer el estado del arte de las nanopartículas, su aplicación como método de recuperación mejorada a escala de núcleo y yacimiento, de igual manera investigar acerca de su implementación a escala de campo.
- Establecer e implementar los mecanismos de acción de las nanopartículas que pueden ser modelados en un software comercial de simulación de yacimientos y analizar las variables que influyen en dichos mecanismos.
- Definir el conjunto de parámetros necesarios para representar el efecto de la inyección de nanopartículas a escala de núcleo y analizar el impacto de estos parámetros sobre el modelo de simulación.
- Analizar el comportamiento del desplazamiento por agua en un yacimiento sintético, a través del análisis de los fluidos producidos y presión del yacimiento.
- Evaluar la inyección de nanopartículas como alternativa para la explotación del yacimiento sintético, mediante el análisis de las condiciones operativas, tales como gasto de producción de fluidos, concentración y adsorción de nanopartículas, así como los factores de recuperación de aceite obtenidos por recuperación secundaria y mejorada.

Capítulo 2

Antecedentes

En este capítulo se abordan las generalidades de las nanopartículas (NPs); la capacidad potencial de las NPs para ser consideradas agentes de EOR; los mecanismos de desplazamiento que producen las NPs; y los parámetros principales que inciden en la recuperación mejorada de aceite en los yacimientos.

2.1 Nanotecnología

Nano es un prefijo que significa una billonésima parte, por lo que un nanómetro es la billonésima parte de un metro (10^{-9}). La nano-escala hace referencia a materiales que se encuentran en el rango de 1-10 nm. Una acepción de nanotecnología es la creación de materiales funcionales, dispositivos y sistemas mediante el control de la materia a nivel nanométrico, así como la explotación de sus propiedades y fenómenos novedosos que emergen a esa escala (Das et al., 2007).

Los nanomateriales tienen propiedades mecánicas, ópticas, eléctricas, magnéticas y térmicas únicas (Das et al., 2007; Mostafa et al., 2013). La nanotecnología es vista como la forma moderna de crear productos (Saleh, 2018). Por ello se aplica en varias industrias, incluidas la farmacéutica, la manufacturera, electrónica, mecánica, aeroespacial, química, fotografía, construcción, materiales, petrolera y gasera, entre otras. Además, existen aplicaciones para crear nuevos materiales que pueden ser empleados en el medio ambiente, por ejemplo, para la remediación de agua y suelos contaminados con sustancias peligrosas (Khan, 2017).

Algunas de las aplicaciones potenciales de los nanomateriales y la nanotecnología en la industria petrolera abarcan las áreas de refinación, perforación, terminación de pozos, producción, equipos de separación, tratamiento de agua, recuperación mejorada y fracturamiento hidráulico. Los estudios realizados sobre la aplicación de nanotecnología en la industria petrolera, especialmente en el área de EOR, muestran resultados alentadores. Estos estudios, muestran un incremento significativo en el factor de recuperación de los campos maduros. En la Tabla 2.1 se mencionan algunas de las aplicaciones potenciales en la industria petrolera.

Tabla 2.1 Potenciales aplicaciones de nanotecnología en la industria petrolera (Peng et al., 2018)

Nanomateriales/ Nanotecnología	Área	Ejemplo de Potenciales Aplicaciones
Nanosensores	Exploración	<ul style="list-style-type: none"> • Crear vista sísmica 3D/4D de la formación • Proporcionar información detallada y precisa sobre pozos profundos y entornos hostiles • Mejorar el monitoreo y la adsorción de gases
Nanofluidos	Perforación/ EOR/ Terminación/ Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilizar el pozo; reducir pérdida de agua por filtración; mejorar la reología; aumentar la estabilidad térmica • Cambiar la mojabilidad de las areniscas • Mejorar la inyección de agua en yacimientos de baja permeabilidad • Reducir la viscosidad del aceite pesado (producción y transporte)
Nanocompuestos	Exploración/ Perforación/ Terminación/ Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar equipos para la industria petrolera más ligeros, confiables y duraderos • Mejorar la calidad del pozo, asegurando durabilidad a largo plazo; minimizar la invasión de fluidos en lutitas
Nanorevestimiento	Exploración/ Perforación/ Terminación/ Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Extender la vida útil del equipo mediante resistencia a la corrosión • Aumentar la vida útil de los componentes de perforación; así como brocas más ligeras y resistentes
Nanomembranas	Producción/ EOR	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la separación y eliminación de impurezas de las corrientes de petróleo y gas • Eliminar partículas suspendidas en el aceite • Captura y almacenamiento de CO₂
Nanocatalizadores	Refinación/ EOR	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar la capacidad y eficiencia de refinación • Mejoramiento <i>in situ</i> de petróleo pesado

2.2 Nanopartículas (NPs)

Los nanomateriales se pueden clasificar de acuerdo con su dimensionalidad, morfología, composición, uniformidad y estado de aglomeración. La Figura 2.1 muestra ejemplos gráficos de dicha clasificación (Buzea, 2007), las cuales se describen brevemente a continuación:

- Dimensional: Clasificación constituida por una, dos y tres dimensiones dentro de la nano-escala. Los materiales de una dimensión dentro de la nano-escala son películas

delgadas o recubrimientos superficiales unidos a un sustrato. Mientras que, dos dimensiones corresponden a NPs unidas a: un sustrato (película delgada porosa con poros en la nano-escala), otras NPs, o bien, a alambres o tubos. Finalmente, los nanomateriales con tres dimensiones dentro de la nano-escala pueden formar pequeñas nanoestructuras en sustratos, membranas, coloides, y NPs libres de varias morfologías.

- **Morfología:** Esta clasificación se divide en dos categorías de acuerdo con la relación de aspecto del nanomaterial, la cual puede ser baja o alta. Una relación de aspecto baja corresponde a las partículas individuales, como las nanopartículas esféricas de SiO_2 y una alta relación de aspecto a las formas alargadas, como los nanotubos.
- **Composición:** Según esta clasificación, los nanomateriales pueden estar formados por un solo material (compacto o hueco); o bien, compuestos de dos o más materiales, como: recubrimientos, encapsulados, códigos de barras o mezclados. En este trabajo, se denomina como NPs a aquellos nanomateriales compuestos por uno o más materiales.
- **Uniformidad y estado de aglomeración:** Se pueden clasificar como isométricos y no homogéneos. Desde el punto de vista de su estado de aglomeración, las NPs pueden dispersarse o aglomerarse. Su estado de aglomeración depende de sus propiedades electromagnéticas, como la carga superficial y el magnetismo. Cuando están en un líquido, su aglomeración depende de su morfología y funcionalización de la superficie, lo que puede conferirle propiedades hidrofóbicas o hidrofílicas.

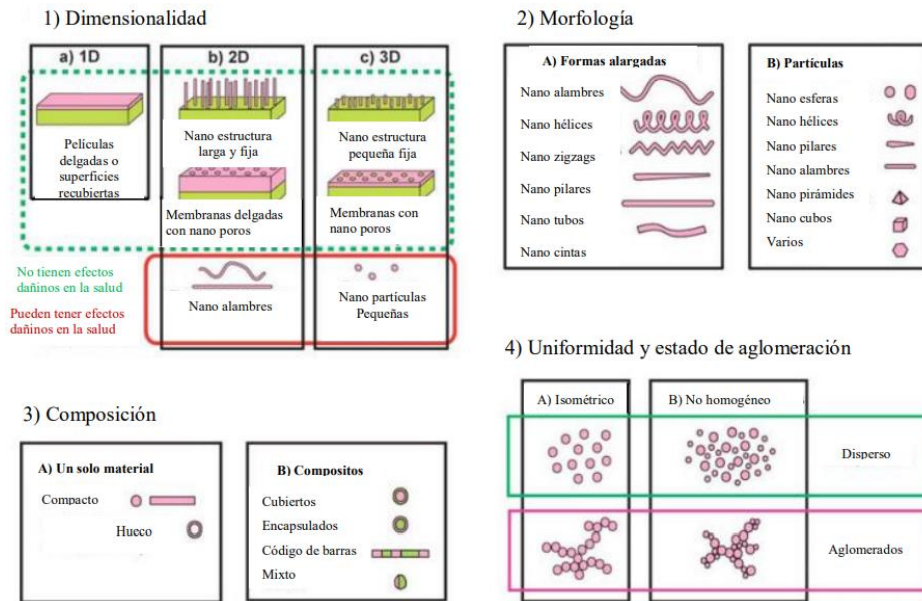


Figura 2.1 Clasificación de los nanomateriales (Buzea, 2007).

Los nanomateriales pueden adsorber fuertemente muchas sustancias, incluidas trazas de metales y compuestos orgánicos polares (Mostafa, 2013). Por ejemplo, se ha investigado la capacidad de adsorción de las NPs del óxido de titanio (TiO_2) y óxido de níquel (NiO_2) sobre ciertos contaminantes metálicos, tales como plomo (Pb), cadmio (Cd), cobre (Cu), níquel (Ni) y zinc (Zn) (Engates et al., 2010). Además, se ha estudiado NPs de óxido de hierro (Fe_3O_4) como adsorbentes de determinados colorantes en disolución acuosa (Anastopoulos et al., 2018). Esto se debe a que los átomos de la superficie son insaturados y, por ello, están sujetos a la unión con otros iones (Engates et al., 2010).

Como se muestra en la Figura 2.2, algunas de las nanopartículas pueden estar compuestas de dos secciones básicas: núcleo y cubierta delgada, por lo cual, generalmente estas son referidas como nanocompositos (Das et al. 2007). En el presente trabajo, los nanocompositos con sus tres dimensiones en la nanoescala, son denominados como nanopartículas. De acuerdo con Das et al. (2007), el núcleo comúnmente está constituido por un material cerámico, metálico o polimérico, el cual, no necesariamente debe ser un conjunto cristalino de átomos similares con una disposición regular, sino que puede ser una mezcla de diferentes tipos de átomos. Con respecto a la cubierta delgada, esta puede ser iónica, molecular, polimérica, cerámica o metálica (Das et al., 2007). Según los autores, la cubierta molecular puede estar conformada por tres regiones distintas: grupo de la cola, cadena de hidrocarburos y cabeza de grupo activa. Cabe mencionar que, una o más de estas pueden estar ausentes. La cadena de hidrocarburos puede ser larga, como en un

polímero, o completamente ausente, como en un ion. La cubierta también puede ser una parte inherente del núcleo, tal como en el óxido de silicio o sílice (SiO_2) cuya cubierta es sólida (Das et al., 2007).

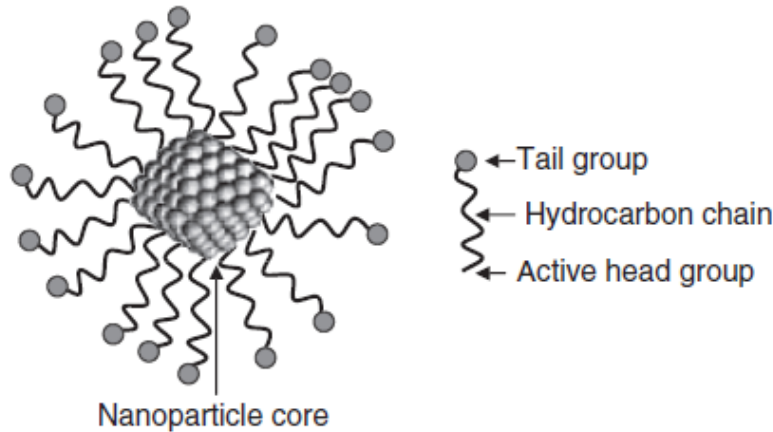


Figura 2.2 Esquema de nanopartícula (Das et al., 2007)

Por otro lado, Das et al. (2007) señalan que la solubilidad de una nanopartícula está determinada por la naturaleza química de la cubierta, es decir, domina su dispersión en un fluido base. El grupo de la cola es la parte que interactúa con el solvente o el medio. Para que una nanopartícula se disperse en agua, se requiere una cubierta hidrófila, mientras que una cubierta hidrófoba hace que las NPs se dispersen en medios orgánicos, como el tolueno (Das et al., 2007). Las NPs por su tamaño se pueden considerar como partículas coloidales (con diámetros entre 1 nm y 1 μm) y estas pueden actuar como agentes estabilizantes de emulsiones tipo Pickering.

Binks (1999) concluyó que la efectividad, de ciertos sólidos en la estabilización de las emulsiones de aceite en agua, depende de factores como: tamaño, forma, interacciones entre partículas y su mojabilidad. Yan et al. (2001) encontraron que las partículas coloidales de sílice mojadas por agua podrían estabilizar emulsiones de aceite en agua. Además, sugieren que esta estabilidad depende de la hidrofobicidad, concentración y distribución de las partículas en la interfaz aceite-agua, así como del pH y electrolitos presentes en la fase acuosa. Adicionalmente, los autores señalan que, una forma eficaz de retirar el agua y las NPs de las emulsiones agua-en-aceite estabilizadas por NPs, es haciendo que las NPs sean más hidrofílicas, de modo que el agua y las NPs pudieran retirarse al mismo tiempo, dando como resultado un aceite limpio.

2.2.1 Tipos de nanopartículas en EOR

Engeset (2012) observó que las NPs penetran en espacios porosos donde las técnicas convencionales de recuperación no pueden, dando como resultado una mayor recuperación. Esto es posible debido a que las NPs se pueden diseñar con características específicas, mediante la elección del tipo de núcleo y cubierta que las conformarán. Ciertas NPs diseñadas han logrado alterar la interacción roca-fluido o fluido-fluido a nivel de núcleo y yacimiento; la alteración se ha reflejado en cambios de mojabilidad, tensión interfacial o migración de finos a la formación.

Negin et al. (2016) presentan una clasificación de las NPs de acuerdo con el mecanismo de acción dominante para cada una. Dicho trabajo se centra en el impacto que tienen las NPs sobre los parámetros que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos. Cabe mencionar que, en este rubro existe un área de oportunidad importante debido a que existe poca investigación al respecto. Otro punto a considerar es que dependiendo de las condiciones operativas del proceso de EOR, ciertas NPs pueden desempeñarse con mayor eficiencia que otras. En la Tabla 2.2, se muestran las propuestas de diferentes autores referentes a los mecanismos de acción dominante de distintas NPs que contribuyen en EOR.

Tabla 2.2 Mecanismos de acción dominante de las NPs (Nigen et al., 2016; Hashemi et al., 2015; et al., 2015; Yuan et al., 2016; Ogolo et al., 2012; Ogolo et al., 2017)

Nanopartícula	Reducción de la viscosidad	Reducción de tensión interfacial	Alteración de la mojabilidad	Eficiencia de barrido y desplazamiento	Mitigar depósitos de asfaltenos in situ	Mitigar migración de finos
Óxido de aluminio (Al ₂ O ₃)	X		X			X
Óxido de Cobre (II) (CuO)	X					
Óxido de hierro (Fe ₂ O ₃ /Fe ₃ O ₄)					X	
Óxido de níquel (Ni ₂ O ₃)	X				X	
Óxido de estaño (SnO ₂)			X			
Óxido de magnesio (MgO)						X
Óxido de magnesio (MgO) y Etanol	X					
NP de polímero				X		
NP recubierta de polímero		X	X	X		
Nanoesfera de micro gel de poliacrilamida		X				
Geles de dispersión coloidal de tamaño nanométrico (CDG)				X		
Ferrofluido		X				
Óxido de silicio (SiO ₂)		X	X			X
SiO ₂ hidrófobo			X			
NP esférica de sílice pirógena			X			
HLPN (NP de Polisilicio Lipofílica e hidrofóbica)			X			
NWPN (NP de Polisilicio de Mojabilidad neutra)			X			
LHPN (NP de Polisilicio Lipofóbica e hidrofílica)			X			
NP de SiO ₂ recubierta de alúmina			X			

Un caso de particular interés para esta tesis son las NPs de óxido de silicio (SiO_2), el cual es un material inorgánico, compuesto por silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre. Adicionalmente, las NPs de sílice no son tóxicas, son fácilmente sintetizables y se pueden obtener en diferente forma y tamaño (Linàs y Sàncnes, 2014). Así pues, las nanopartículas de óxido silicio son unas de las más utilizadas y rentables (Negin et al., 2016; Youssif et al., 2017; Agista et al., 2018). Otra ventaja es la posibilidad de controlar sus propiedades físicas y químicas (Hendraningrat, 2015). Por ejemplo, es posible modificar las características de su cubierta, lo que implica alterar su mojabilidad original.

La silanización es un proceso que tiene por objetivo modificar la mojabilidad de la superficie de las NPs de SiO_2 . En términos generales, consiste en la adición de grupos silanol (Si-OH) en la superficie de la NP, lo que resulta en partículas hidrofílicas. (Negin et al., 2016). La mojabilidad de la superficie, se controla por el grado del recubrimiento de los grupos silanol. Se consideran NPs hidrofílicas si más del 90% de la superficie es cubierta por los grupos silanol, y estas NPs formarán una emulsión estable de aceite en agua. Por el contrario, si las NPs están recubiertas con menos del 10%, son hidrófobas y formarán una emulsión de agua en aceite (Cheraghian, 2015).

Otro tipo de NP interesante es el polisilicio (también conocido como silicio policristalino), y se puede clasificar en: Lipofóbica e Hidrofílica (LHPN), Hidrófoba y Lipofílica (HLPN) y Mojabilidad Neutra (NWPN). Las LHPN incrementan la mojabilidad al agua, mientras que las HLPN incrementan la mojabilidad al aceite. Las LHPN incrementan la recuperación de aceite en carbonatos, mientras que las HLPN incrementan la capacidad de inyección de agua en yacimientos de areniscas de baja permeabilidad (Ju et al., 2002). Las NWPN pueden cambiar la mojabilidad de la roca al agua o al aceite por un estado intermedio, debido a que posee nanopartículas hidrofílicas e hidrófobas (Onyekonwu y Ogolo, 2010).

2.2.2 Mecanismos de desplazamiento de las nanopartículas

Los mecanismos de desplazamiento de EOR se deben principalmente a fuerzas: capilares, viscosas y gravitacionales (Fletcher, 2010). Para ello, es necesario emplear técnicas que modifiquen las condiciones originales del yacimiento. Por ejemplo, alterar la interacción roca-fluido puede provocar que las fuerzas capilares se reduzcan, esto implica una menor resistencia al flujo de la fase líquida en el medio poroso. De esta manera, se puede mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite atrapado en los poros de la roca. En este sentido, los resultados experimentales demuestran que las NPs pueden modificar ciertas

propiedades de los fluidos del yacimiento y las propiedades roca-fluido, contribuyendo así en la movilización del aceite atrapado (ver Tabla 2.2).

Las NPs poseen propiedades únicas, estas propiedades les confieren mecanismos de desplazamiento cuyo origen radica en las fuerzas que interactúan en la nano-escala. Una diferencia entre partículas gruesas y nanométricas es que las NPs presentan mayores concentraciones de átomos en la superficie como resultado de su tamaño. Esta particularidad las hace capaces de crear una fuerza impulsora de difusión masiva debido a su gran área de superficie, especialmente a altas temperaturas (Negin et al., 2016). Dicha fuerza impulsora fue estudiada por algunos autores (Wasan y Nikolov, 2003; Nikolov et al., 2010; y Wasan et al., 2011) y se nombró gradiente de presión de separación estructural.

Nikolov et al. (2010) fue el primero en observar el fenómeno de auto-estratificación de NPs, debido a su confinamiento en una película delgada. El fenómeno del ordenamiento de NPs (Figura 2.3) dentro de la geometría confinada entre una gota de aceite y un sustrato sólido, crea una película en forma de cuña. La cual ejerce una presión de separación estructural entre la película y la gota. Esta película en forma de cuña presenta mayor presión de separación cerca de la punta de la cuña que en el menisco.

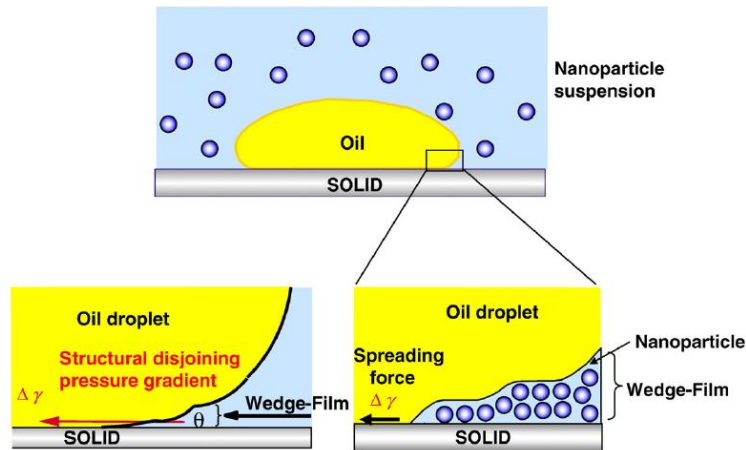


Figura 2.3 Estructuración de NPs en una película en forma de cuña (Wasan et al., 2011)

Como resultado del aumento de presión en el contacto trifásico (aceite-nanofluido-sólido), la interfaz aceite-nanofluido se mueve hacia adelante y el nanofluido se extiende sobre la superficie sólida separando sólido y aceite (Figura 2.4 A). Conforme disminuye el espesor de la película, aumenta, exponencialmente, el coeficiente de espaciamiento (Wasan y Nikolov, 2003) y la película se hace más estable (Nikolov et al., 2010). En la Figura 2.4 B

se observa que la mayor área superficial contactada por el nanofluido está constituida por solo una capa de NPs.

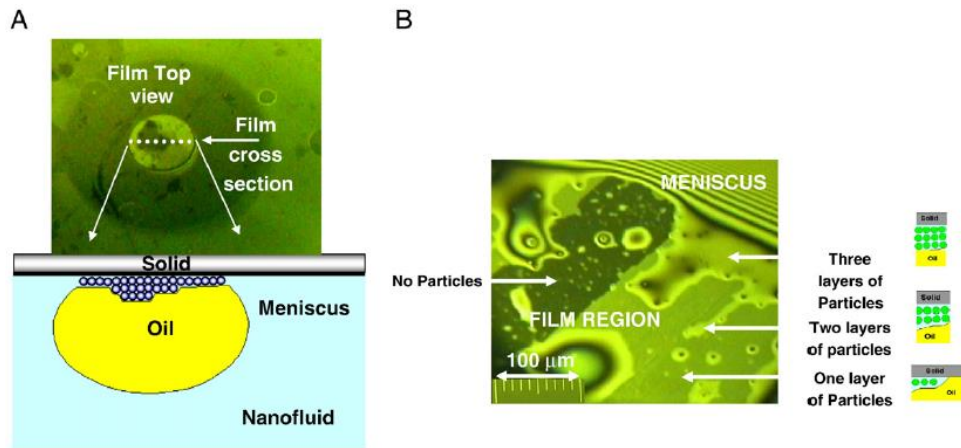


Figura 2.4 A. Micrografía de la película de nanofluido. B. Micrografía de la estratificación de NPs de una suspensión acuosa al 10% en volumen (tamaño de NP 19 nm) sobre una superficie sólida (tamaño de película 868 μm) (Nikolov et al., 2010)

Como se puede observar en la Figura 2.5, la presión de separación estructural disminuye de manera progresiva y oscilatoria, a un ritmo exponencial, a medida que aumenta el espesor de la estructura de cuña en el vértice de la región trifásica aceite-agua-sólido (Wasan et al., 2011). La magnitud de esta presión depende de la fracción de volumen efectivo, tamaño, polidispersidad y carga de las NPs. La presión de separación estructural, domina en escalas más grandes que el diámetro efectivo de una NP; por debajo de esta escala, prevalecen otros componentes de la presión de separación, como son las fuerzas de van der Waals, electrostáticas y de solvatación (Wasan et al., 2011).

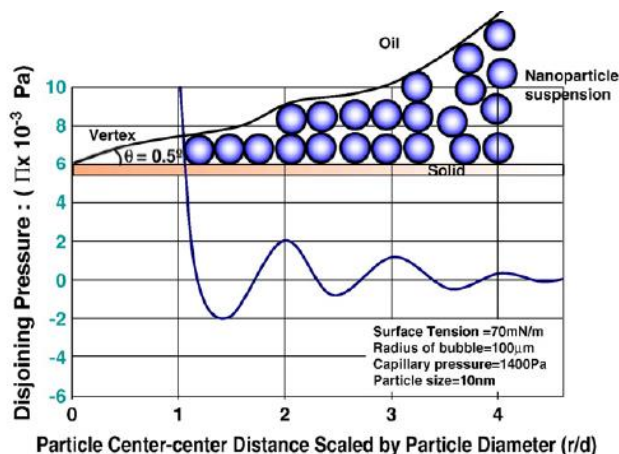


Figura 2.5 Presión en las paredes de la cuña para un ángulo de contacto de 0.5° en el vértice como función de la distancia radial. Fracción de volumen de NPs $\varphi = 0.36$; diámetro de NPs $d = 10 \text{ nm}$ (Wasan et al., 2011)

Las fuerzas opuestas de repulsión electrostática y atracción tipo van der Waals son utilizadas por la teoría cuantitativa DLVO, (llamada así en honor a los científicos Derjaguin, Landau, Vervey, y Overbeek) para explicar por qué algunos coloides se aglomeran mientras otros no lo hacen. Esta es una teoría, en la que se trata la estabilidad de dispersiones coloidales en función de los cambios de energía libre, los cuales, tiene lugar cuando dos partículas de la suspensión coloidal se aproximan entre sí. A mayor densidad de carga de las partículas, la repulsión electrostática es mayor, lo cual evita la aglomeración de estas, de lo contrario, se presentará en fenómeno de aglomeración (Mcelfresh et al. 2012). Por otro lado, estudios basados en mediciones directas de fuerzas, muestran que las fuerzas oscilatorias de solvatación existen y sus contribuciones son importantes en la ciencia coloidal, para la descripción de la interacción entre los cuerpos (Ramos, 2003).

Las fuerzas oscilatorias de solvatación son fuerzas de corto alcance tipo no-DLVO, producidas por la estructuración de moléculas de líquido confinadas entre dos superficies. Estas fuerzas pueden ser atractivas o repulsivas dependiendo de la distancia de separación entre superficies. Las fuerzas estructurales o de solvatación son el resultado de la estructura molecular del solvente o del agua. Las superficies hidrofílicas contienen grupos cargados que forman enlaces de hidrógeno con el medio, si éste es acuoso, en consecuencia, se modifica la red de enlaces de hidrógenos del agua líquida que las rodea. Cuando dos superficies de este tipo se aproximan, entonces se origina una fuerza repulsiva, ya que se debe romper la estructura que forman las superficies con el agua adyacente. Estas fuerzas tienen un alcance algo mayor que la oscilatoria, con longitudes características del orden del nanómetro. Por el contrario, si las superficies son hidrofóbicas, surge una

fuerza atractiva con un alcance todavía mayor, que puede llegar a ser de varios nanómetros (Ramos, 2003).

Por otro lado, la mayoría de las NPs tienden a formar agregados una vez que se hidratan (Keller et al., 2010); su estabilidad depende del método de preparación, propiedades de las NPs, tipo de fluido base, pH y electrolitos (Hendraningrat, 2015; Subramanian et al., 2019). Para que los nanofluidos sean estables, las fuerzas repulsivas entre NPs debe predominar. La energía de atracción entre NPs depende de la fracción de volumen, sin importar la forma. Por otro lado, la energía de repulsión depende fuertemente de la energía de la superficie (potencial zeta) y área superficial, la cual varía de acuerdo con la forma (Subramanian et al., 2019).

Youssif et al. (2017) en sus experimentos con núcleo de arenisca y NPs de SiO_2 , sugieren que la formación de agregados se debe a que la superficie de sílice está completamente hidroxilada y cada átomo de silicio en la superficie está rodeado por grupos hidroxilo (OH) (Figura 2.6). Si la carga superficial de las NPs se determina en términos de protonación y desprotonación de los grupos de silanol, la carga neta resultante de la superficie controla en qué medida las fuerzas de repulsión mantienen a las NPs dispersas. Si se incrementa la concentración de NPs entonces la desprotonación incrementará, esto acelerará la coagulación. Cabe mencionar que la protonación y desprotonación de los grupos hidroxilo está relacionada con las variaciones en el pH del medio (Barcikowski et al., 2016).

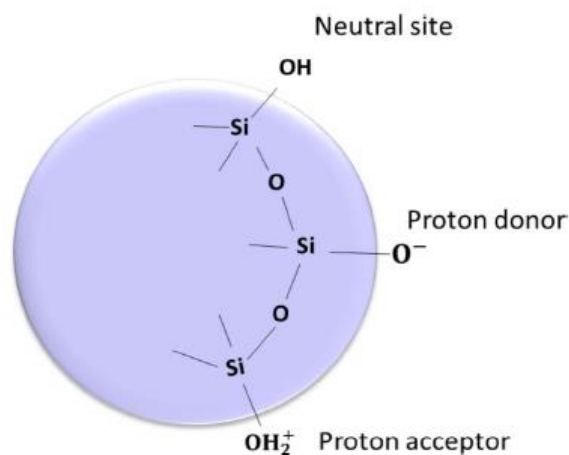


Figura 2.6 Diagrama esquemático del modelo de unión lateral para dióxido de silicio (protonación y desprotonación)

Para que una suspensión de nanofluido sea homogénea, las fuerzas de repulsión electrostática deben vencer a las fuerzas de atracción de van der Waals entre NPs. En caso

contrario, se induce la formación de agregados y estos se forman para minimizar la alta energía superficial de las NPs. Los métodos de estabilización utilizados son la dispersión mecánica, estabilización electrostática y estabilización estérica. Los tratamientos químicos como la adición de surfactantes, polímeros, tratamientos en la superficie de las NPs y cambios en el pH del nanofluido son adoptados para la estabilización electrostática y estérica (Subramanian et al., 2019).

Por lo anterior, las NPs son consideradas materiales reactivos y energéticos. La adsorción de estos materiales en una superficie puede alterar la energía superficial y mojabilidad del sistema (Giraldo et al., 2013). Ehtesabi et al. (2014) observaron en núcleos de areniscas que al inyectar NPs de TiO_2 al 0.01% se alteró la mojabilidad, de mojado por aceite a parcialmente mojado por agua. Los autores refieren que las moléculas de agua ocupan las vacantes de oxígeno en la superficie de las NPs de TiO_2 , que producen grupos hidroxilo (OH^-) hidrofílico en la superficie. En la Figura 2.7, se observa un recuadro que representa un grupo funcional del TiO_2 después de la adsorción en la superficie de la roca. Los grupos OH^- hacen que la superficie sea mojada por agua. De esta manera, las NPs de TiO_2 deberían actuar como material hidrofílico a condiciones de yacimiento.

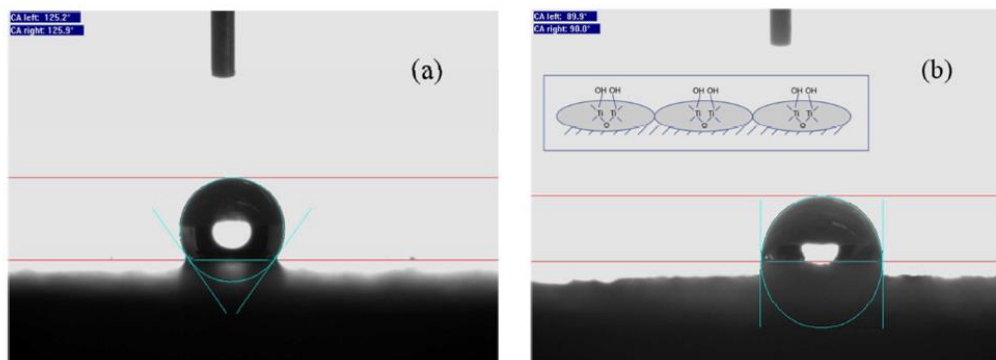


Figura 2.7 Ángulo de contacto después de la inyección de (a) agua y (b) nanofluido de TiO_2 (Ehtesabi H. et al., 2014)

2.3 Parámetros importantes del flujo de fluidos en medios porosos

2.3.1 Porosidad

Los espacios porosos, así como la porosidad, se dividen en interconectados (porosidad efectiva) o no interconectados. La porosidad efectiva (ϕ) está definida como una relación entre el volumen de poros interconectados (volumen poroso, VP) con respecto al volumen total (Ec. 2.1), la cual generalmente se expresa en fracción o porcentaje.

La porosidad de los yacimientos petroleros varía entre el 5 al 30%. Algunos factores que gobiernan la magnitud de la porosidad en los sedimentos clásticos son: procesos diagenéticos, forma de los granos y empaquetamiento (Wheaton, 2016). La porosidad de las areniscas, es determinada usualmente por procesos sedimentológicos del medio en el que originalmente fue depositada (Lake, 1989). La porosidad se puede expresar como:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total de roca}} = \frac{VP}{V_t} \quad (2.1)$$

2.3.2 Tensión interfacial

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, por ejemplo, el agua y el aceite, las moléculas de agua o aceite lejos de la interfaz, están rodeadas de otras moléculas de agua o aceite, respectivamente, dando como resultado una fuerza neta atractiva de cero sobre la molécula, ya que esta es atraída en todas direcciones con fuerzas de igual magnitud. Sin embargo, una molécula en la interfaz, tienen una fuerza que actúa sobre ella desde el aceite y desde el agua, ocasionando que las fuerzas resultantes no estén equilibradas, dado que la magnitud de las fuerzas es diferente, dando origen a la tensión interfacial (TI) (Dandekar, 2013). La TI tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, usualmente expresadas como dina/cm y denotada por el símbolo griego σ . Otra definición comúnmente usada para la TI es “Medida de la energía libre superficial específica entre dos fases inmiscibles que tienen diferente composición” (Dandekar 2013).

La energía libre por área unitaria es la energía que se mide cuando se determina la tensión interfacial entre dos fases. La tensión interfacial también es una medida de la diferencia en la naturaleza de las dos fases; cuanto mayor sea esta diferencia, mayor será la tensión interfacial entre ellas. La tensión interfacial agua-aceite, es del orden de algunas decenas de dina/cm. Mientras que, en presencia de un surfactante, la TI se reduce aproximadamente en un rango de 0.1 a 2 dina/cm, llegando a ser tan baja como 0.001 dina/cm con presencia de NaCl (Bera et al., 2013).

Dada la importancia de la reducción de la tensión interfacial para mejorar el flujo de fluidos en medios porosos, El-hoshoudy et al. (2018), realizaron un estudio donde comparan la efectividad de diferentes NPs para reducir la tensión interfacial entre salmuera a una concentración de 35,000 ppm de NaCl y aceite de 37 °API. La tensión interfacial original fue de 47.9 dina/cm y se redujo hasta en un 60% empleando NPs de montmorillonita, sin embargo, los autores refieren que debido a su alto costo no es viable su aplicación.

Adicionalmente, los autores señalan que otras opciones económicamente viables y que reducen la tensión interfacial hasta en 40% y 30% son las de Fe_2O_3 y SiO_2 , respectivamente. Además, logran recuperaciones de hasta el 80% para el Fe_2O_3 y alrededor del 86% para el SiO_2 (El-hoshoudy et al. 2018).

2.3.3 Ángulo de contacto y mojabilidad

La mojabilidad está definida como la tendencia de los fluidos a dispersarse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos. La mojabilidad es un factor clave de la recuperación de aceite, debido a que afecta la presión capilar, la saturación de fluidos y la permeabilidad relativa. Como se muestra en la Figura 2.8, el ángulo de contacto se puede estimar a través de la ecuación de Young mediante y las tensiones interfaciales existentes en un sistema agua-aceite (Abdallah et al. 2017). Fanchi (2018), definió la condición de mojabilidad de la roca en términos del ángulo de contacto entre la superficie sólida y la gota de aceite, según la Tabla 2.3. Los métodos experimentales utilizados para medir la mojabilidad son: el método del ángulo de contacto, la prueba de Amott y la prueba de desplazamiento en núcleos.

Tabla 2.3 Ángulo de contacto para diferentes condiciones de mojabilidad (Fanchi, 2018)

Condición de mojabilidad	Ángulo de contacto (°)
Fuertemente mojado por agua	0-30
Moderadamente mojado por agua	30-75
Mojabilidad neutra	75-105
Moderadamente mojado por aceite	105-150
Fuertemente mojado por aceite	150-180

En la Figura 2.8 se muestra esquemáticamente la diferencia en el ángulo de contacto de una gota de aceite (color verde) inmersa en agua y sobre superficies sólidas de diferente mojabilidad. En la Figura 2.8 (a), se tiene que las fuerzas de adhesión son mínimas, por ello, la gota de aceite conserva una forma casi esférica, es decir, la superficie es hidrofílica (mojada por agua). En Figura 2.8 (b), la fuerza de adhesión es mayor respecto a la Figura 2.8 (a), por lo cual se tiene una mayor área de contacto entre el aceite y la superficie sólida, la cual tiene una mojabilidad neutra. En la Figura 2.8 (c), se observa que la fuerza de adhesión y el área de contacto entre el aceite y la superficie sólida, son mayores que en las figuras previamente descritas, por lo tanto, en este caso se puede decir que éste sólido es mojado por el aceite.

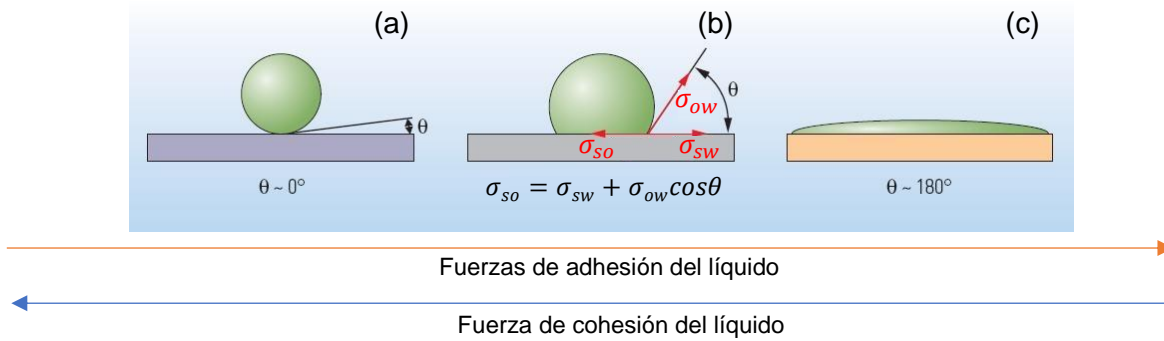


Figura 2.8 Ecuación de Young y esquematización del efecto de cambio de mojabilidad.

Adicionalmente, en la Figura 2.8 (b) se presentan las fuerzas tangenciales sobre la línea de contacto triple, estas son: la tensión interfacial sólido-aceite (σ_{so}), tensión interfacial sólido-agua (σ_{sw}) y tensión interfacial aceite-agua (σ_{ow}). En el equilibrio, la resultante de las fuerzas debe ser nula. Utilizando un sistema de coordenadas donde el eje x es tangente a la superficie del sólido en la línea de contacto (horizontal) y el eje y es perpendicular (vertical), en el equilibrio la proyección de la resultante sobre el eje x es cero y se obtiene la ecuación de Young. Donde θ es el ángulo de contacto de Young, es decir, el ángulo que forman las interfaces sólido-líquido y líquido-líquido en un punto cualquiera de la línea de contacto triple. Esta ecuación supone que la superficie sólida es lisa, homogénea y rígida; además debe ser química y físicamente inerte respecto a los líquidos empleados. Es decir, se trata de una superficie ideal. El ángulo de contacto de Young, es el ángulo de contacto que exhibiría el líquido al mojar un punto de la superficie ideal, debido únicamente a las energías superficiales implicadas en el sistema. En condiciones no-ideales el ángulo de contacto real puede diferir notablemente del ángulo de contacto de Young (Santos, 2012).

Diferentes investigaciones enfocadas en la influencia de las NPs sobre la mojabilidad, señalan que los nanofluidos pueden ser considerados como agentes modificadores de mojabilidad (Ju y Fan, 2009; Sun et al., 2017; Ju et al., 2012). En la Tabla 2.4 se muestran algunos resultados respecto al cambio del ángulo de contacto en experimentos realizados por diferentes autores (Kamal et al., 2017). Se observa que la mayor reducción del ángulo de contacto corresponde a la implementación de NPs de SiO_2 . Por otro lado, Ehtesabi et al. (2014) observaron que no se requiere alterar la mojabilidad de toda la superficie para incrementar la recuperación de aceite, por tanto, se pueden utilizar bajas concentraciones.

Tabla 2.4 Alteración del ángulo de contacto debido al tratamiento con NPs (Kamal et al., 2017)

NPs	T (°C)	Fluido base	Ángulo de contacto en la roca antes del tratamiento	Ángulo de contacto después del tratamiento
SiO ₂	25	Propanol	134	82
SiO ₂	23	Etanol	135.5	66
SiO ₂	26	H ₂ O	90	26
SiO ₂	40	H ₂ O	87	25
SiO ₂	50	H ₂ O	83	21
SiO ₂	60	H ₂ O	82	18
Al ₂ O ₃	26	H ₂ O	90	71
Al ₂ O ₃	40	H ₂ O	87	66
Al ₂ O ₃	50	H ₂ O	83	65
Al ₂ O ₃	60	H ₂ O	82	61
TiO ₂	26	H ₂ O	90	57
TiO ₂	40	H ₂ O	87	52
TiO ₂	50	H ₂ O	83	49
TiO ₂	60	H ₂ O	82	46

2.3.4 Permeabilidad

La permeabilidad del medio poroso es la capacidad que tiene una roca de permitir el paso de fluidos a través de ésta, es una propiedad tensorial que generalmente depende de la posición y la presión. Además, es función del tamaño de poro y la distribución de granos. La permeabilidad varía espacialmente y es una forma de heterogeneidad que presentan los yacimientos, la cual impacta sobre la recuperación de aceite en los yacimientos, así como en la aplicación de los métodos de EOR (Lake, 1989). La permeabilidad puede ser expresada por la ecuación de Darcy:

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (2.2)$$

donde q representa el gasto; A es el área transversal expuesta al flujo; k es la permeabilidad del medio en presencia de un solo fluido en el medio poroso; dP representa la diferencia de presiones entre la entrada y salida del fluido; y dx es la distancia entre la entrada del fluido y la salida de éste.

La permeabilidad se puede clasificar en: absoluta, efectiva y relativa. La permeabilidad absoluta (k), es la permeabilidad total de la roca medida con base en el fluido que la satura

en su totalidad. La permeabilidad efectiva, es la que presenta un fluido en presencia de otro, generalmente menor a la absoluta y cambia a medida que cambia la saturación. La permeabilidad relativa, es la permeabilidad medida a la saturación específica de un fluido y es expresada como una fracción del total de la permeabilidad absoluta, entonces se tiene:

$$\begin{aligned}
 k_{ro} &= \frac{k_o}{k} \\
 k_{rg} &= \frac{k_g}{k} \\
 k_{rw} &= \frac{k_w}{k}
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

donde k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite; k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas; k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua; k_o es la permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de aceite dada; k_g es la permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada; y k_w es la permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada. La permeabilidad relativa es función de la saturación de fluido y la mojabilidad de la formación (Ahmed, 2016). La Figura 2.9 representa una curva típica de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite considerando diferentes mojabilidades.

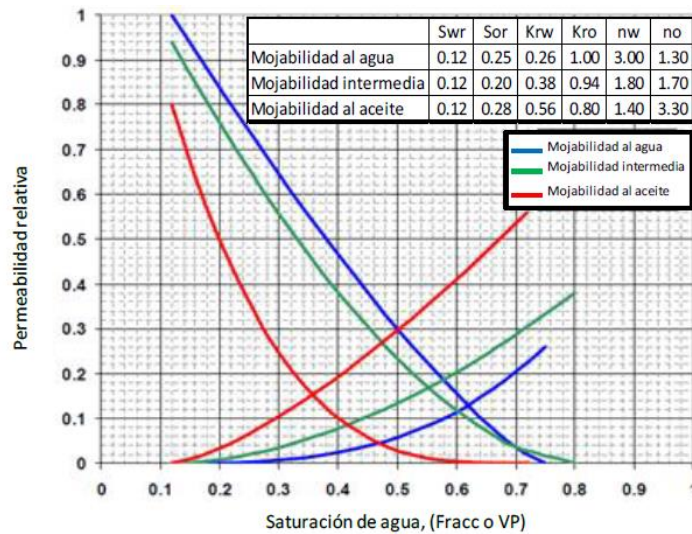


Figura 2.9 Efecto de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa en sistemas agua-aceite (Morrow, 1973).

2.3.5 Adsorción de nanopartículas: Isoterma de Langmuir

La adsorción es un método para neutralizar o satisfacer las fuerzas de atracción que existen en una superficie o una interfase, en consecuencia, se produce una disminución de la energía libre interfacial. La adsorción es un proceso en donde una sustancia se adhiere sobre una superficie, y el resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido. La sustancia que se adsorbe es el adsorbato y el material sobre el cual lo hace es el adsorbente. El proceso inverso de la adsorción es la desorción. La isoterma es el método habitual para describir la adsorción en la interfaz de los sistemas líquido-sólido y gas-sólido (Rouquerol et al. 2014).

Una isoterma de adsorción es una expresión matemática que relaciona la concentración del adsorbato adsorbido por unidad de masa de sólido, con la concentración en equilibrio (Rouquerol et al. 2014). La adsorción de polímeros, surfactantes y NPs en el medio poroso es un proceso complejo, el cual usualmente se mide a escala de laboratorio, donde se puede obtener una medición de adsorción química que no considera el volumen poroso inaccesible, lo cual implica grandes incertidumbres (Dang et al. 2011, Monfared et al. 2019). De acuerdo con los autores, dicha incertidumbre puede ocasionar que la eficiencia en la inyección de estos materiales como métodos de EOR, sea baja, tanto en el aspecto técnico como en el económico. Sin embargo, de acuerdo con Dang et al. (2011), es posible modelar los procesos de adsorción del adsorbato sobre la superficie de la roca, con base en la teoría de la isoterma de Langmuir, a fin de superar las desventajas del método experimental. La forma general de la isoterma de Langmuir se muestra en la Ec. 2.4 (Sheng, 2010).

$$\hat{C}_3 = \frac{a_3 C_3}{1 + b_3 C_3} \quad (2.4)$$

donde \hat{C}_3 es la concentración de adsorbato adsorbido en el adsorbente, C_3 es la concentración en equilibrio de la disolución; a_3 y b_3 son constantes empíricas. Esta isoterma indica que el grado de adsorción del químico aumenta con la concentración. Los parámetros a_3 y b_3 son función de la salinidad, ya que dependen del número de sitios vacantes en la superficie para la adsorción. En las Figuras 2.10 (a) y (b), se observa el comportamiento de la isoterma de Langmuir descrita por la Ec.2.4 al aumentar los parámetros a_3 y b_3 , respectivamente. El parámetro b_3 controla la curvatura de la isoterma, mientras que la relación a_3/b_3 determina el valor de meseta para la adsorción (Lake 1989). A mayor curvatura de la isoterma de adsorción, el proceso de adsorción es más rápido, mientras que

la meseta de adsorción indica un recubrimiento del tipo monocapa del adsorbato adsorbido en la superficie del adsorbente (Lake 1989).

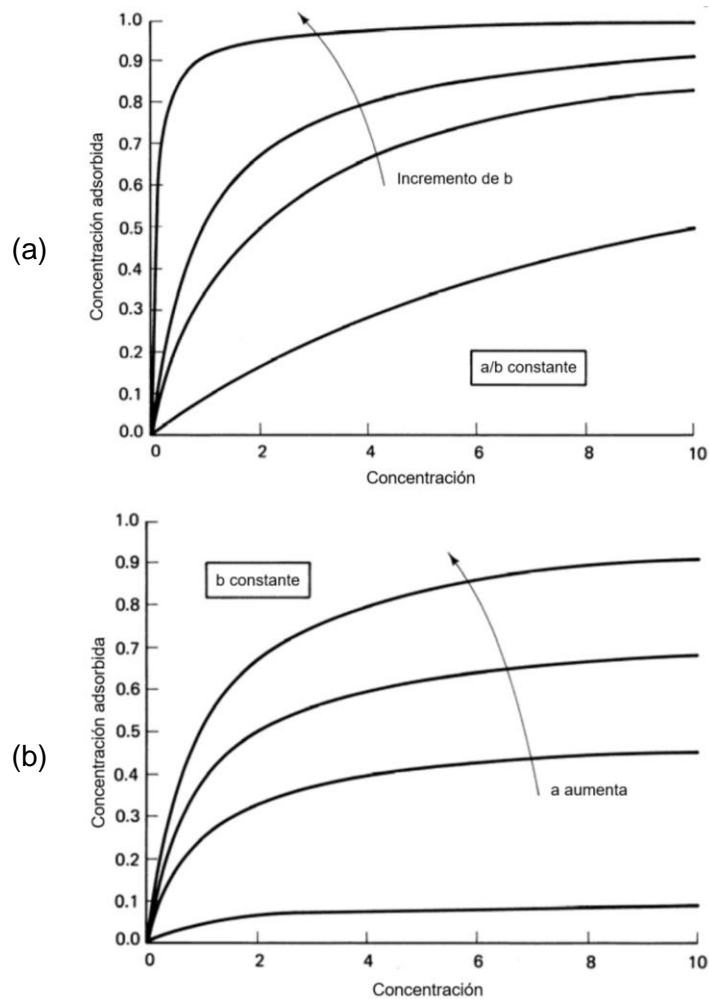


Figura 2.10 Formas típicas de la isoterma de Langmuir para un proceso de adsorción. (a) variando el parámetro b_3 de la Ec. 2.4, (b) variando el parámetro a_3 de la Ec. 2.4 (Lake, 1989).

La adsorción descrita por la isoterma de Langmuir, en teoría es válida en bajo las siguientes condiciones (Milton y Kunjappu, 2012): 1) el adsorbente es homogéneo; 2) tanto el soluto como el disolvente tienen áreas superficiales molares iguales; 3) ambas fases, la superficial y la a granel, muestran un comportamiento ideal (por ejemplo, sin interacciones soluto-soluto o soluto-disolvente en cualquiera de las fases); y 4) la película de adsorción es monomolecular. Muchas soluciones de surfactante y polímeros muestran un comportamiento de tipo Langmuir incluso cuando no se cumplen estas restricciones.

De igual manera, en aplicaciones que involucran el uso de NPs, la isoterma de Langmuir fue la más apropiada para modelar la adsorción de metales en las NPs de anatasa (una de

las cinco formas minerales del óxido de titanio) TiO_2 y NPs de NiO_2 (Engates et al., 2010). También la adsorción de colorantes en disolución acuosa por medio de NPs puede ser modelada por la isoterma de Langmuir (Anastopoulos et al., 2018).

2.3.6 Número capilar

Si en un medio mojado por aceite se inyecta agua, el flujo de aceite estaría fuertemente restringido por las fuerzas capilares. Esto se debe a que el aceite se encuentra adherido a la roca, lo cual favorece el flujo de agua a través de los poros, ocasionando que quede una gran cantidad de aceite residual en el medio poroso. Si además se tiene un aceite de alta viscosidad, puede ocurrir la interdigitación del agua y con ello una pobre eficiencia de barrido del aceite. Lo anterior es una de las dificultades que presentan los yacimientos mojados por aceite.

Cabe recordar que el principal objetivo de los métodos de EOR es reducir la saturación de aceite residual y este objetivo está relacionado con el número capilar. El número capilar (N_{ca}) expresa la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, en términos adimensionales y se expresa como (Foster, 1973):

$$N_{ca} = \frac{v\mu}{\sigma} \quad (2.5)$$

donde v es la velocidad de Darcy; μ es la viscosidad; y σ es la tensión interfacial entre las fases desplazante y desplazada.

La observación experimental más común para relacionar las saturaciones residuales de fase no mojante o mojante con el número capilar, es mediante la curva de desaturación capilar (CDC), ver Figura 2.11. En esta curva la observación clave es el valor del número capilar crítico (N_{cac}), éste se encuentra definido en el cambio de pendiente de la curva de saturación de aceite (S_o). El N_{cac} indica el valor del N_{ca} requerido en una inyección de agua para reducir pronunciadamente la saturación de aceite residual, bajo ciertas condiciones. Además, manifiesta la importancia de la mojabilidad, ya que el N_{cac} de la fase mojante es dos órdenes de magnitud más grande el N_{cac} de la fase no mojante, esto significa que es más fácil movilizar el aceite cuando es la fase no mojante. Por otro lado, tienden a converger los números capilares críticos cuando ocurre una condición de mojabilidad intermedia.

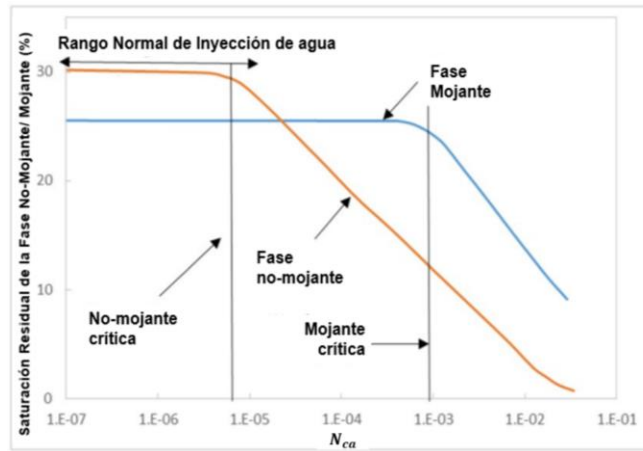


Figura 2.11 Esquema de la curva de desaturación capilar (Lake, 1989)

De acuerdo con resultados experimentales y considerando la Ecuación 2.5, en núcleos de areniscas el N_{cac} para movilizar el aceite bajo la condición fuertemente mojada por agua es del orden de 10^{-5} ; para fuertemente mojado por aceite es del orden de 10^{-4} y para mojabilidad intermedia ronda el rango de 10^{-4} y 10^{-5} (Tang, 1992).

Capítulo 3

Nanofluidos como Método de Recuperación Mejorada

En este capítulo se presenta la definición de nanofluido, así como su empleo en trabajos experimentales y pruebas piloto. Además, se revisan las consideraciones que involucran el modelado matemático y los principales parámetros que inciden en la recuperación de aceite por interacción roca/aceite/nanofluidos.

3.1 Nanofluidos

Un nanofluido se define como un fluido base con NPs en suspensión coloidal (El-Diasty et al., 2013), es decir, se compone de sólidos y líquidos. En la EOR, el fluido base es comúnmente salmuera, aunque también se pueden usar disolventes orgánicos como el propanol, etanol o el diesel (Joonaki y Ghanaatian 2014; Salem et al. 2015). Además, los nanofluidos difieren del fluido base puro, ya que pueden presentar una mayor conductividad térmica, difusividad, viscosidad y transferencia de calor; esto permite una amplia gama de aplicaciones (Agista, 2018).

Una propiedad importante del nanofluido es la viscosidad, la cual está influenciada por varios factores como la temperatura y la concentración de NPs. En la Figura 3.1 (Salem et al., 2015) se presentan valores de viscosidad a diferentes temperaturas (25, 40 y 60 °C) para la salmuera (líneas discontinuas) y para el nanofluido de SiO₂ (salmuera + NPs; líneas continuas). La salinidad de la salmuera utilizada fue de 70,000 ppm de NaCl y la concentración de NPs fue de 500 ppm. De la Figura 3.1 se observa que la viscosidad del nanofluido de sílice: disminuye independientemente del valor de temperatura; esta siempre es mayor que la viscosidad del fluido base puro; y a bajas temperaturas la viscosidad del nanofluido es mucho más alta que a altas temperaturas. De acuerdo con los autores, de la Fig. 3.1 se puede observar que: la viscosidad del nanofluido disminuye a medida que la velocidad de corte aumenta, independientemente del valor de la temperatura; la viscosidad del nanofluido es siempre mayor a la de la salmuera sin NPs; el ritmo de incremento de la viscosidad a bajas temperaturas es más grande que el observado a temperaturas más altas. El cambio más significativo se observa a una temperatura de 25 °C, con una velocidad de corte de 1000/s, donde la viscosidad de la salmuera fue de 0.068 Pa-s (68 cp) y la del nanofluido de 0.126 Pa-s (126 cp), lo cual representa un aumento de 58 cp por la presencia de NPs.

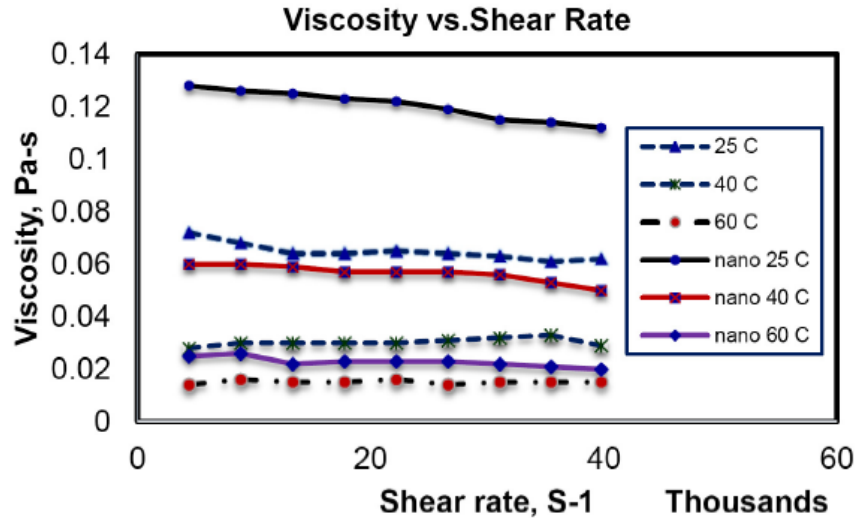


Figura 3.1 Viscosidad vs velocidad de corte a diferentes temperaturas para nanofluidos de sílice (Salem et al., 2015)

Por otro lado, el tipo de NPs es otro factor. Por ejemplo, Salem et al. (2015), presentan un estudio comparativo entre el impacto de las NPs de óxido de silicio y óxido de aluminio (Al_2O_3) como método de EOR. Dichos autores muestran que a la misma concentración la viscosidad del nanofluido de SiO_2 es mayor que la obtenida por el nanofluido de Al_2O_3 . Por otro lado, al comparar la tensión interfacial (entre un aceite y el nanofluido empleado, a la misma concentración), la tensión interfacial para el nanofluido de sílice es menor.

3.2 Modelado matemático del transporte de nanopartículas en medios porosos

Ju y Fan (2006) proponen un modelo matemático para describir el proceso de transporte de nanopartículas en medios porosos, considerando las siguientes suposiciones:

1. Flujo unidimensional a condiciones isotérmicas.
2. El medio poroso es heterogéneo y la roca es incompresible
3. Los flujos de petróleo y agua en medios porosos siguen la ley de Darcy y se desprecia la fuerza de la gravedad.
4. El medio poroso se discretiza en n intervalos.
5. La viscosidad y la densidad de los fluidos son constantes y son fluidos newtonianos.

El modelo matemático general es un sistema no lineal que incluye las ecuaciones de continuidad de las fases de aceite y agua, la ecuación de adsorción, de difusión, de convección, y una serie de ecuaciones auxiliares. El método de diferencias finitas se usa

para resolver el sistema no lineal. En dicho trabajo, los autores utilizaron la técnica de presión implícita/saturación explícita (IMPES) para resolver la ecuación de saturación-presión y se empleó un método explícito para resolver la ecuación de convección-difusión-adsorción. Ju y Fan (2006) integran las siguientes ecuaciones:

- Transporte de fluido en el medio poroso
 - Ecuación de continuidad de las fases aceite y agua para flujo newtoniano incompresible.
 - Ecuación de presión capilar
- Transporte de NP en el medio poroso. Ecuación de continuidad para el intervalo i para las NPs, considerando la difusión browniana
- Pérdida de NPs en el proceso de transporte
 - Retención de partículas en gargantas de poros. Para el transporte de NPs en la corriente de fluido en el medio poroso, pueden ocurrir dos tipos de retención de partículas en los poros: deposición en las superficies y obstrucción de las gargantas. Las NPs retenidas en las superficies de los poros, pueden desorberse por fuerzas hidrodinámicas, y luego posiblemente adsorberse en otros sitios de los cuerpos porosos o quedar atrapados en otras gargantas.
 - Deposición superficial de NPs, considerando una velocidad crítica para la deposición superficial. Por debajo de esta velocidad solo se produce retención de NPs, y por encima de ella se produce la retención y arrastre de NPs simultáneamente.
 - Velocidad de atrapamiento de partículas
- Cambio de porosidad y permeabilidad absoluta
 - Porosidad Instantánea. Tanto la deposición de NPs en las superficies de los poros como el bloqueo en las gargantas de los poros pueden conducir a la reducción de la porosidad y la permeabilidad.
 - Retención de NPs en el medio poroso
 - Permeabilidad Instantánea debida a la deposición y bloqueo de partículas
- Evaluación de la permeabilidad relativa
 - Volumen total de retención de NPs en medios porosos, puede inducir cambios de mojabilidad y cambiar la forma de la curva de permeabilidad relativa.
 - Área específica de las NPs en el intervalo de tamaño i , suponiendo que las partículas esféricas en el intervalo de tamaño i se tocan entre sí puntualmente.
 - Área superficial, para las NPs adheridas a las paredes de los poros extendidas como una sola capa.

- Área superficial total en contacto con fluidos, para todos los intervalos con NPs por volumen unitario aparente del medio poroso.
- Área específica de un núcleo de arena.
- Permeabilidades relativas de las fases agua y aceite, cuando las superficies por unidad de volumen aparente del medio poroso están completamente ocupadas por NPs y cuando no es así.

Los procedimientos de resolución son:

1. La distribución de presión se obtiene al resolver la ecuación del balance de masa; luego, la velocidad es calculada por la ley de Darcy.
2. La distribución de la concentración de NPs en el intervalo i se obtiene resolviendo la ecuación de adsorción-difusión-convección.
3. Se calcula la nueva porosidad ϕ , la permeabilidad absoluta K , las permeabilidades relativas de las fases de aceite y agua para cada celda, y luego se regresa al primer paso si no se alcanza el tiempo máximo simulado.

3.3 Trabajos experimentales

Ju y Fan (2009) comprobaron experimentalmente que la adsorción de LHPN cambia la mojabilidad de la superficie de una roca de arenisca de alta permeabilidad, de mojado por aceite a mojado por agua. El resultado de las pruebas de desplazamiento mostró una recuperación incremental del 17.6%, después de la inyección de 2.0 volúmenes porosos (VP) de LHPN. Además, observaron que la adsorción de las NPs en las paredes de los poros y el bloqueo de sus gargantas ocurre principalmente en la cercanía del punto de inyección. Estos fenómenos provocaron en los núcleos de arenisca una reducción de la porosidad y permeabilidad entre 10-35% y 20-75%, respectivamente.

Ogolo et al. (2012) realizaron pruebas experimentales en arenas con nueve tipos de NPs a condiciones ambientales, con el objetivo de investigar su efecto sobre la recuperación de aceite. Las NPs empleadas fueron: óxido de aluminio (Al_2O_3), óxido de níquel (Ni_2O_3), óxido de magnesio (MgO), óxido de hierro (Fe_2O_3), óxido de zinc (ZnO), óxido de zirconio (ZrO_2), óxido de estaño (SnO), óxido de silicio tratado con silano (SiO_2 (S)) y óxido de silicio hidrófobo (SiO_2 (H)). Utilizaron como fluido base cuatro medios: agua destilada, salmuera sintética con una salinidad de 30,000 ppm, etanol y diésel. Además, utilizaron aceite de 23.7 °API.

Los resultados del desplazamiento de aceite mediante nanofluido indican que el Al_2O_3 y Fe_2O_3 obtuvieron los mejores resultados en agua destilada. El Ni_2O_3 y Fe_2O_3 aumentaron la viscosidad del nanofluido utilizando como fluido base agua destilada. Solo el Al_2O_3 y los dos tipos de SiO_2 , mostraron incremento de recuperación teniendo como fluido base salmuera. Para el etanol, solo los dos tipos de SiO_2 obtuvieron recuperación incremental debido al cambio de mojabilidad de la roca. Una recomendación de los autores es que se pueden utilizar NPs de Al_2O_3 en salmuera y los dos tipos de NPs de SiO_2 en etanol, como métodos para la EOR

De acuerdo con Zhang et al. (2014), debido a que la mayoría de los yacimientos petroleros se encuentran en condiciones de alta temperatura, presión y salinidad, los nanofluidos de sílice son inestables bajo dichas condiciones, lo cual genera que las NPs se aglomeren, ocasionando que el nanofluido sea ineficaz y cause un daño severo a la permeabilidad de la formación. Por tal motivo, Zhang et al. (2014) realizaron pruebas de imbibición espontánea para evaluar el desempeño de su nanofluido IIT (Illinois Institute of Technology) en la recuperación de aceite bajo condiciones de alta salinidad (salmuera sintética de 18,830 ppm de NaCl) y alta temperatura (55 °C). Los resultados obtenidos con el IIT se compararon con tres pruebas de imbibición bajo las mismas condiciones utilizando: 1) salmuera de alta salinidad (18,830 ppm de NaCl), 2) NPs de sílice disueltas en agua desionizada y 3) agua desionizada. El nanofluido IIT tiene como componente principal NPs de SiO_2 hidrófobas y se le adicionó un tensoactivo (dodecilsulfato de sodio) para mejorar la mojabilidad de la superficie de las NPs. El objetivo de los autores fue desarrollar un nanofluido capaz de mantenerse estable en un ambiente de alta salinidad, así como disminuir el ángulo de contacto trifásico y maximizar la presión de separación estructural, mediante una baja tensión interfacial crudo/nanofluido (1.4 mN/m).

La prueba de imbibición consistió en colocar la arenisca saturada con aceite en un recipiente de vidrio que contenía la solución de prueba. A medida que la solución de prueba se absorbe en la arenisca, el aceite se expulsa y flota en la parte superior de la celda de vidrio. El resultado de la imbibición utilizando nanofluido de sílice con una concentración de 10% en volumen, fue la recuperación del 55%, en comparación con el 2% recuperado usando agua desionizada. En un entorno salino severo en donde las suspensiones de NPs de sílice son inestables, el resultado de la prueba de imbibición utilizando el nanofluido IIT (concentración de 10% en volumen) fue una recuperación del 50% de aceite, en comparación con el 17% usando solo salmuera.

Hendraningrat (2015) realizó trabajo experimental con NPs de: óxido de aluminio (Al_2O_3); óxido de titanio (TiO_2); y óxido de silicio hidrofílico (LHP) con tres diámetros diferentes de NPs (7, 16 y 40 nm). De acuerdo con el autor, con base en análisis representativos de la composición del agua de formación de cuencas sedimentarias de todo el mundo, se prepararon nanofluidos con salmueras sintéticas con una salinidad en el rango de 3,000 a 100,000 ppm, un estabilizador polimérico (Polivinilpirrolidona, PVP) con concentraciones de 0.1-1.0 % peso y NPs con concentraciones de 0.01-0.1% peso.

En su trabajo, Hendraningrat (2015) Realizó pruebas de estabilidad de los nanofluidos a tres temperaturas diferentes: 25, 50 y 80 °C. Los resultados muestran que las NPs precipitan a altas temperaturas, debido al incremento de energía térmica y a que se superan las fuerzas repulsivas entre NPs, lo que conduce a la agregación. Además, advierte que las altas temperaturas degradan el PVP. Otra observación importante es que las NPs de óxidos metálicos precipitan más rápido que las de SiO_2 , antes de una hora, sin importar la temperatura.

Adicionalmente, Hendraningrat (2015) encontró que las NPs de sílice hidrofílicas tienden a cambiar la mojabilidad de una arenisca de Berea, de mojada por aceite a débilmente mojada por aceite. También observó que las NPs cambian la mojabilidad con el tiempo; a mayor tiempo de exposición mayor será el cambio. Además, encontraron que la tensión interfacial nanofluido/aceite disminuye ligeramente debido al decremento del pH en el nanofluido de sílice, ocasionado por la presencia del PVP. Por otra parte, la recuperación incremental para la inyección continua de nanofluido de sílice en núcleos oscila entre el 4-11%, donde la concentración óptima (sin PVP) fue de 0.05 % peso. Bajo un esquema de EOR con nanofluido y una inyección de salmuera final, se obtuvieron recuperaciones incrementales de aceite de 7.78% para el nanofluido de óxido de aluminio; del 11.11% para el óxido de titanio; y del 21.3% para el óxido de silicio.

Youssif et al. (2017) investigaron el efecto de los nanofluidos de sílice en areniscas como un agente de EOR. Se emplearon NPs de SiO_2 hidrofílica y salmuera (fluido base). Los nanofluidos bajo estudio tuvieron concentraciones de 0.01, 0.05, 0.1 y 0.5% peso de NPs de SiO_2 . Los experimentos realizados evaluaron la recuperación terciaria (cuando la imbibición de salmuera es seguida por imbibición de nanofluido) y la recuperación secundaria (cuando el drene primario es seguido por la imbibición de nanofluidos).

Los autores observaron que cuanto mayor es la concentración de sílice, mayor es la cantidad de aceite recuperado hasta una concentración de 0.1% peso, tanto para la recuperación secundaria como para la terciaria, con un incremento en la producción del 12.7% y 13.28%, respectivamente. Además, notaron que las NPs reducen la tensión interfacial aceite/agua. Esto puede corresponder al aumento de la interacción entre moléculas de las fases, debido a la naturaleza de las nanopartículas. También observaron que el nanofluido retrasó la penetración del agua; por lo tanto, la eficiencia de barrido volumétrico aumentó y se produjo más aceite. En la Tabla 3.1 se muestra un resumen de los parámetros operativos de los experimentos reportados en esta sección.

Tabla 3.1 Nanopartículas aplicadas experimentalmente en núcleos como agentes EOR

Parámetros	Nanopartículas aplicadas experimentalmente en núcleos como agentes EOR en roca				
	SILISICLÁSTICA				
Autor	Ju y Fan (2009)	Ogolo et al. (2012)	Zhang et al. (2014)	Hendraningrat (2015)	Youssif et al. (2017)
Nanopartículas y su diámetro promedio	LHPN de SiO ₂ + aditivo (10-500 nm)	SiO ₂ tratada con silanol (100nm)	SiO ₂ hidrófoba + dodecilsulfato de sodio (5 nm)	SiO ₂ LHP + aditivo (21-40 nm)	SiO ₂ hidrofílica (22 nm)
Presión de la prueba	Presión de yacimiento	14.7 psi	14.7 psi	290 psi	-
Temperatura	80 °C	27 °C	55 °C	20 °C	-
Fluido mojante	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	-
Densidad del crudo @ CE	31.14 °API (870 kg/m ³)	23.77 °API (911.4 kg/m ³)	33 °API (860.2 kg/m ³)	39.8°API (826 kg/m ³)	32.5 API (862.8 kg/m ³)
Viscosidad del crudo @ CE	4.5 cSt	53.27 cp	94 cP	5.1 cP	4.6 cP
Concentración de NPs	5% volumen	3000 ppm	10 % volumen	0.05 % peso	0.1 % peso
Salinidad de salmuera	-	30,000 ppm	20,474 ppm	30,000 ppm	3.0% en peso de NaCl
Saturación de agua inicial	27.30%	60%	-	24.25%	10%
Permeabilidad de la roca	30.39 mD	-	400 mD	156 mD	587 mD
Porosidad	25.40 %	40.0 %	20.00 %	20.01 %	19.40 %
Ángulo de contacto Inicial/ Mojabilidad	Mojado por aceite / >90°	-	Mojado por agua / 74°	Mojado por agua / 54°	-
Ángulo de contacto Final/ Mojabilidad	Mojado por agua / <90°	-	Mojado por agua / 1.2°	Mojado por agua / 31°	-
Gasto de inyección	0.9 cm ³ /min	-	-	0.2 cm ³ /min	0.5 ml/min
Recuperación Mejorada	EOR 17.6%	Iny. de agua: 39.2% y rec. incremental: 4.2%	Rec. por imbibición 55%	EOR 13.89%	Iny. de agua: 42.2% y rec. incremental:13.28%

3.4 Pruebas piloto en campo

Las compañías petroleras están dedicando cada vez más recursos a la investigación y el desarrollo en nanotecnología. En 2008, el Consorcio de Energía Avanzada (AEC) fue lanzado conjuntamente por Schlumberger, TOTAL, Shell, BP, entre otros, con el objetivo de colaborar con institutos de investigación para desarrollar y aplicar la nanotecnología en

la industria del petróleo y el gas. ExxonMobil, Chevron y Halliburton también participan activamente en la exploración de nanotecnología a nivel de laboratorio y en pruebas de aplicación en campos petroleros (Peng et al., 2018).

A continuación, se presentan algunos resultados de casos de aplicación de (nanopartículas) NPs a nivel de campo:

- Se desarrolló exitosamente una prueba piloto en 5 pozos de la Cuenca del Pérmico (Nuevo México) por las empresas Rhino Chemical International, Pentagon Technical Services, Caza Petroleum y Nissan Chemical America Corporation. Se usaron NPs de dióxido de silicio en dispersión acuosa (SDND) para la estimulación de pozos en formaciones que necesitan fracturamiento hidráulico, o bien, que cuentan con fracturas naturales o se encuentran en arenas. Este nuevo método de estimulación parece ser competitivo en comparación con los sistemas de surfactantes disponibles en el mercado, ya que puede aumentar las tasas de producción inicial en más del 20%, ver Figura 3.2. La tecnología se aplica utilizando baches de 500-1500 galones de SDND antes de la etapa de tapón primario para el fracturamiento (Syfan et al., 2018). Cabe destacar que debido al éxito se patentó y actualmente se comercializa el producto como nanoActiv® Enhancing Hydrocarbon Recovery de la compañía Nissan Chemical America.

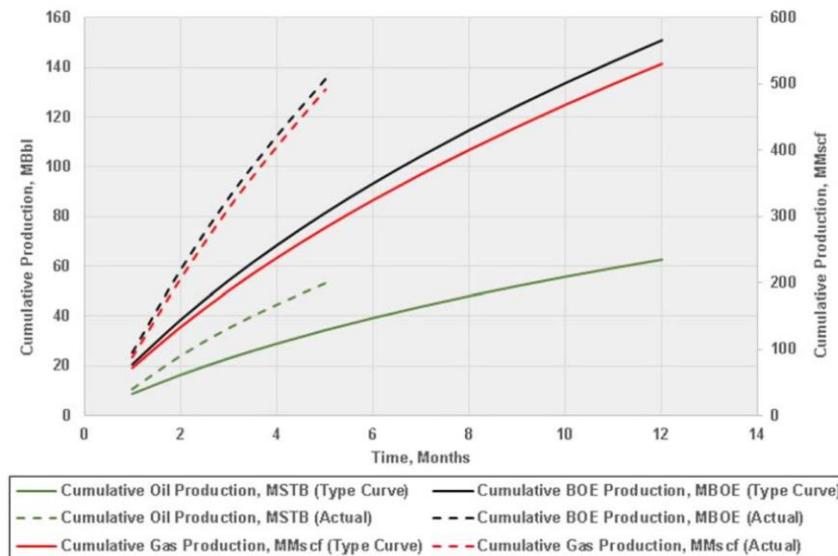


Figura 3.2 Producción actual vs pronóstico de producción (curva tipo) a 150 días. Pozo de Wolfcamp B (formación de lutitas) (Syfan et al., 2018).

- Z.Y. Oil Company y Petro China realizaron una prueba piloto en un campo localizado en la Cuenca de Bhai Bay, en el Este de China. El campo contaba con una presión de 53.5 MPa, una temperatura de 123.6 °C y permeabilidad promedio menor a 50 mD. Se aplicó un Agente de Control para Aumentar la Mojabilidad al Aceite (IOWCA, por sus siglas en inglés) con nanopartículas de SiO₂, con el objetivo de aumentar el gasto de inyección de agua. Las pruebas de campo indican que es factible mejorar la inyección de agua mediante el tratamiento con IOWCA con una concentración menor al 0.02% volumen. El tratamiento de IOWCA fue aplicado a 6 pozos inyectoros en campos petroleros (ver Figura 3.3), y los resultados mostraron que la capacidad promedio de inyección de agua aumenta hasta 2.75 veces su capacidad de inyección inicial (Ju et al., 2012).

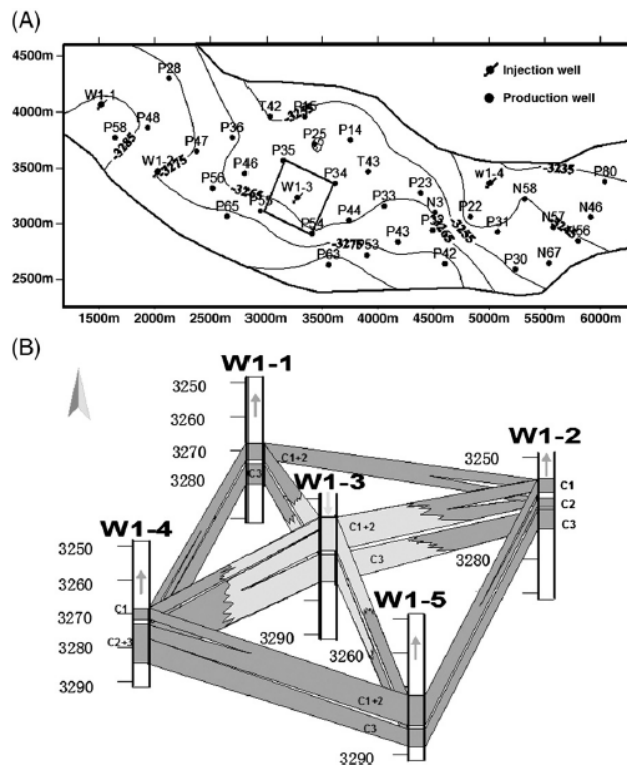


Figura 3.3 (A) Ubicación de pozos y contornos de la profundidad (B) Configuración de los cinco pozos (W1-3 es uno de los pozos en los que se aplicó el tratamiento IOWCA) (Ju et al, 2012).

- Las empresas Apache Corporation y Baker Hughes, utilizaron NPs para mejorar la estabilidad del pozo durante la perforación en litologías intercaladas con lutitas y arenas depresionadas. Se generó una nueva formulación de lodo base agua de alto desempeño (por sus siglas en inglés, HPWBM) con un agente de sellado (polímero nanométrico). La proporción de NPs empleada fue de 0.14265-1.4265 wt% como polvo

seco, el cual se mezcló con el lodo directamente en la tolva de mezclado. Los resultados de esta prueba piloto muestran estabilidad en el pozo, así como una reducción en las pérdidas de lodo y tiempo no productivo. Cabe destacar que esta prueba se realizó siguiendo los protocolos de la USEPA y que cuenta con los requisitos de toxicidad para su uso en el Golfo de México. Los ingredientes de la formulación no se consideran peligrosos según OSHA 29 CFR 1910.1200. Este producto no es considerado carcinógeno por IARC, ACGIH, NTP u OSHA (El-Sherbeny, 2014).

3.5 Principales parámetros que inciden en la recuperación de aceite

3.5.1 Heterogeneidad de la formación: Ambientes de depósito de las areniscas

Un ambiente deposicional o sedimentario, es un lugar de la superficie terrestre en el que se realizan procesos sedimentarios que puede individualizarse de las zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades del sedimento o roca sedimentaria, y es diferenciable de los ambientes adyacentes (Reinek, H. y Singh, I. 1973; Selley, R. 2000). Estos ambientes pueden caracterizarse debido a: propiedades geométricas de los sedimentos; propiedades primarias del sedimento en términos mineralógicos y químicos; propiedades derivadas del sedimento como son la porosidad, permeabilidad, tamaño de grano, entre otros; así como por los procesos físicos, químicos o bioquímicos durante el transporte y sedimentación de los sedimentos (Tarbuck y Lutgens 2005). Las características conservadas de cada uno de estos depósitos definen sus facies. Los ambientes sedimentarios suelen estar localizados en una de las tres categorías: continental, transicional (línea de costa) o marino. En la Tabla 3.2 se muestran algunos de los ambientes sedimentarios importantes para la industria petrolera.

Tabla 3.2 Ambientes sedimentarios importantes en la industria petrolera.

Categoría	Subambiente	Sedimentos
Continental	Fluvial	Arena, grava y lodo
Transicional	Deltaico	Arena y lodo
	Costero	Arena, grava, lodos calcáreos, yeso, halita, entre otros.
Marino	Marino Somero (Arrecifal)	Carbonatados
	Marino Profundo (Abanico Submarino y Turbidita)	Arena y lodo

A través de procesos diagenéticos, la arena origina a la roca de arenisca. Esta roca en un sistema petrolero constituye la roca almacén, la cual comúnmente se idealiza como un medio homogéneo. Sin embargo, un yacimiento es el resultado de varios procesos geológicos, incluido el ambiente deposicional, la diagénesis y la impronta tectónica. Estos procesos podrían provocar variabilidad espacial de una propiedad del sistema (por ejemplo, porosidad, permeabilidad y estructura de poros) en una escala específica, es decir, generar heterogeneidad. La heterogeneidad presente en los yacimientos de arenisca se debe principalmente a factores como (Weber, 1986; Schenk, 1988, 1992):

- 1) la geometría de los cuerpos de arenisca (en forma de lente, tubular, etc.);
- 2) *mudstone* y otros cuerpos de baja permeabilidad
- 3) distribución de facies (vertical y lateral) y características de entrecruzamiento de arenisca, lutita y otros tipos de rocas
- 4) estructuras sedimentarias (planas, echado, orientación, forma, tipo, etc.)
- 5) láminas (como capas delgadas de lutita e intervalos cementados con calcita)
- 6) la influencia de la historia diagenética en la preservación, destrucción y mejora de la porosidad/permeabilidad
- 7) fallas y fracturas de los intervalos del yacimiento.

La heterogeneidad es un factor crítico que afecta el flujo y la distribución de fluidos dentro de un yacimiento (Cao et al., 2017). Además, algunos estudios apuntan a que mientras mayor es la heterogeneidad menor es la recuperación de hidrocarburos, para la recuperación primaria (Chen, 2014; Granados, 2020). La heterogeneidad controla la eficacia de la arenisca para actuar como un conducto o depósito para el petróleo.

Para ejemplificar la heterogeneidad intrínseca de los yacimientos se puede analizar un ambiente deltaico. El delta se forma cuando una corriente entra a un cuerpo de agua libre o estancada, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo. Cuando un río ingresa en un cuerpo de agua, su velocidad se reduce y su capacidad para transportar sedimentos disminuye, produciendo la sedimentación. En la Figura 3.4 A se presenta de manera general un modelo sedimentario que describe un frente deltaico, así como la litología presente en cada uno de sus sectores. En la Figura 3.4 B se muestra la correlación de facies correspondientes a este ambiente, cabe destacar que en este corte se observa que existió una gran cantidad de distribuidores a lo largo de la evolución de este delta y varios de ellos fueron rellenados por sedimentos, una vez que se convirtieron en canales abandonados. Este proceso de depositación, originó la heterogeneidad en el ambiente sedimentario, el cual presenta intercalaciones de arenisca, limolita y lutita.

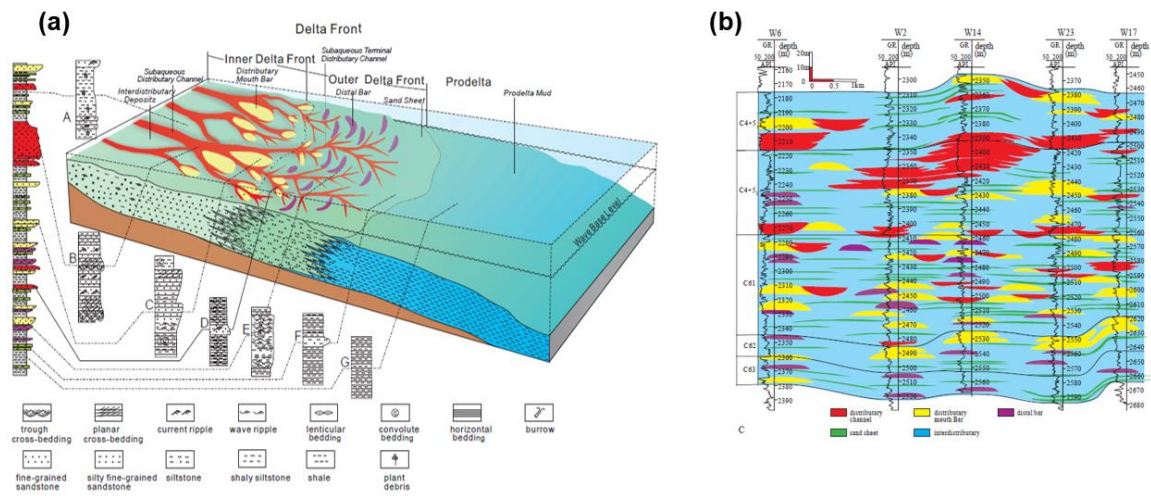


Figura 3.4 (a) Modelo sedimentario general de un frente deltaico, donde A: finos interdistribucionales; B: arenas del canal distribucional subacuáticas; C: arenas de la barra de desembocadura; D arenas de las terminaciones de los canales de distribuidores; E. arenas de la barra distal; F. láminas de arena distal; G. lodos pro-delta. (b) Correlación de facies de un frente deltaico, (Li et al., 2017)

Existen paleoambientes deltaicos que forman parte de sistemas petroleros, tal es el caso de la Formación Filisola y Paraje Solo, los cuales pertenecen a la Cuenca Salina del Istmo en México (Pemex, 2013). La formación Filisola corresponde a un frente deltaico y la formación Paraje Solo a una planicie deltaica, ambas formadas durante el Mioceno (Rojas, 2010). Conocer esta información es relevante, ya que las características de los sitios donde ocurre la acumulación y la transformación de los sedimentos, indican el grado de

heterogeneidad de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento. De este modo, es posible seleccionar la técnica de explotación más adecuada en cada etapa de recuperación (primaria, secundaria o terciaria), así como evaluar las direcciones preferentes de flujo de fluidos dentro del medio poroso.

3.5.2 Retención de nanopartículas en medios porosos

El movimiento de NPs en un medio poroso es un proceso complejo, debido a los múltiples fenómenos y fuerzas que controlan el movimiento en el medio, aunados a los diversos ambientes de depósito. En general, el transporte de NPs se rige por los procesos de difusión y convección. Algunos de los fenómenos que se producen cuando se inyectan NPs en el medio poroso, pueden ser la adsorción, desorción, bloqueo y transporte de NPs (Ju y Fan, 2006). Estos fenómenos conducirán a la reducción de porosidad y permeabilidad del medio.

Si se consideran a las NPs como partículas brownianas (con diámetros menores a $1 \mu m$), la interacción entre ellas y el medio podría deberse a cinco tipos de energía: interacciones débiles producidas por dipolos (conocidas como fuerzas dispersión o van der Waals-London), repulsión de la doble capa eléctrica, que comprende la región de interfase entre dos fases, repulsión electrostática entre iones (modelo Born-Landé), interacción ácido-base, y la energía hidrodinámica (Khilar y Fogler, 1999). La combinación de estos tipos de energías podría resultar en un daño a la formación que afecte la eficiencia de transporte de las NPs. Este daño es producido por depósitos en la superficie de la roca, bloqueo por nanopartículas y formación de un nano-enjarre (Ju y Fan, 2009; Hendraningrat, 2015; Omotosho et al., 2019).

Ju y Fan (2006) explican que cuando la energía total entre las NPs y las paredes de los poros es negativa, la fuerza de atracción es mayor que la de repulsión, entonces existe una mayor adsorción de NPs y se formarán depósitos en la superficie de la roca. En caso contrario, no habrá adsorción de NPs en las paredes. El equilibrio dinámico entre la adsorción y desorción está controlado por la energía total entre partículas y paredes porosas. Por otro lado, el bloqueo es un proceso de obstrucción mecánica. Este tendrá lugar si el diámetro de la NP es mayor que el tamaño de la garganta del poro, o cuando varias NPs, más pequeñas que el tamaño de poro se aglomeran.

La formación del nano-enjarre, ocurre cuando varias partículas invaden el medio poroso al mismo tiempo. Las partículas depositadas reducen la ruta de flujo dentro de los canales de flujo, lo que aumenta la posibilidad del bloqueo. Las partículas grandes pueden formar un

enjarre en la superficie de la roca, es decir, la formación de un enjarre externo. Las partículas pequeñas pueden invadir la formación y formar un enjarre interno. Como los sólidos son de varios tamaños, el daño puede atribuirse a más de un mecanismo (Omotosho et al., 2019).

Youssif et al. (2017) recomiendan que para minimizar el daño a la permeabilidad se debe monitorear la concentración de NPs, la dispersión homogénea del nanofluido, el gasto de inyección y el VP inyectado. En las Tablas 3.3 y 3.4, se muestran algunos de los resultados de Youssif et al. (2017) con respecto al daño ocasionado a la permeabilidad absoluta, debido a la inyección de nanofluidos de sílice en 3 núcleos de arenisca. En las tablas se observa que el mayor daño es ocasionado por el mayor gasto de inyección y la mayor concentración de NPs de los casos analizados. Cabe destacar que el daño a la permeabilidad es mayor al 60% para estos dos casos extremos.

Tabla 3.3 Efecto de la concentración de las NPs de sílice en la permeabilidad a un gasto de 0.5 mL/min (Youssif et al., 2017)

Núcleo	K absoluta antes de la inyección de NPs (mD)	Concentración de sílice (% peso)	K absoluta después de la inyección de NPs (mD)	Reducción de K (%)
Núcleo #2	285	0.05	231	19
Núcleo #3	325	0.1	195	40
Núcleo #1	587	0.5	233	60

Tabla 3.4 Efecto del gasto de inyección en la permeabilidad con una concentración de NPs del 0.05 %peso (Youssif et al., 2017)

Núcleo	K absoluta antes de la inyección de NPs (mD)	Gasto de inyección (mL/min)	K absoluta después de la inyección de NPs (mD)	Reducción de K (%)
Núcleo #2	285	0.2	203	29
Núcleo #3	325	0.5	149	54
Núcleo #1	587	0.8	154	74

3.5.3 Nanopartícula: Tipo, Tamaño y Concentración

Los parámetros que inciden en la recuperación de aceite por interacción de NPs, dependen de factores relacionados con la naturaleza de éstas: composición, tamaño, concentración, así como el estabilizador empleado para suspender las NPs (Hendraningrat, 2015). Como

se mencionó en el Capítulo 2, el tipo de NPs y el fluido base, están ligados al mecanismo de acción dominante para la recuperación de aceite. Por ello, se debe elegir el tipo de NPs de acuerdo con el efecto deseado bajo las condiciones del yacimiento en el que se aplicarán.

El tamaño de nanopartícula influye en su retención en el medio poroso y, por tanto, en la disminución de la porosidad y permeabilidad del medio. Por otro lado, Hendraningrat (2015) determinó experimentalmente que el tamaño de las NPs de SiO₂ (7, 16 y 40 nm) también influye en la recuperación de aceite. A medida que las NPs son de menor tamaño se obtendrá una mayor eficiencia de barrido y recuperación de aceite, a una misma concentración y gasto de inyección en núcleos de arenisca. Los mecanismos a los que atribuyó estas observaciones son el decremento del ángulo de contacto de la fase acuosa (la superficie incrementó su mojabilidad al agua) y la presión de separación estructural.

Por otro lado, Hendraningrat (2015) observó que, a una fracción de volumen constante, la probabilidad de agregación de NPs aumenta con la disminución en su tamaño. Esto se debe a que la distancia promedio entre partículas disminuirá, lo que provocará, que las fuerzas de atracción de van der Waals sean más importantes que las fuerzas de repulsión electrostáticas. Por lo tanto, el tamaño de las NPs juega un papel importante en el proceso de recuperación.

La concentración de NPs influye tanto en la recuperación de aceite como en la disminución de porosidad y permeabilidad. Youssif et al. (2017) observaron en núcleos de arenisca, el comportamiento de las NPs de sílice a diferentes concentraciones. Las concentraciones de 0.2 y 0.5% peso presentaron una caída en la recuperación de petróleo, en comparación con las concentraciones de 0.01, 0.05 y 0.1% peso. Por otro lado, monitorearon la reducción de la permeabilidad debido a la inyección del nanofluido, encontrando una reducción máxima del 60% a concentración del 0.5% peso de SiO₂ y mínima del 19% con concentración del 0.1% peso. Por lo cual, consideran que 0.1% peso es la concentración óptima para lograr la máxima recuperación de petróleo con el mínimo daño a la permeabilidad. Mientras que Ju y Fan (2006) señalan que la concentración óptima para sus experimentos en núcleos de arenisca con NP de SiO₂ es de 0.02-0.03 % volumen.

Ehtesabi et al. (2014) observaron que a concentraciones de 1% de NPs de TiO₂ (fase anatasa) se formaron gran cantidad de nanobarras de 60 nm que obstruyeron los poros. A concentraciones de 0.01% las nanobarras fueron de menor tamaño y cantidad; la caída de

presión se reportó como insignificante; y se obtuvo una mayor recuperación de aceite. Sin embargo, el sedimento y la caída de presión en el tapón fue mayor utilizando NPs de TiO_2 amorfo que con anatasa. La concentración de TiO_2 en la salida se reduce a 1/10 de la concentración de entrada. Por lo cual, concluyeron que la cantidad de NPs depositadas depende de la concentración inyectada y de su fase cristalina.

Hendraningrat (2015) reporta que en sus experimentos se formó un enjarre de NPs de SiO_2 a la entrada del núcleo, cuando no se añadió estabilizador (polivinilpirrolidona, PVP). No reportan un incremento significativo de la producción cuando se añade PVP al nanofluido. Sin embargo, existe una disminución del pH del nanofluido y de la caída de presión.

3.5.4 Propiedades de la roca: Porosidad, Permeabilidad y Mojabilidad inicial

Las propiedades de la roca tales como porosidad, permeabilidad y mojabilidad, son alteradas cuando se inyectan NPs de SiO_2 . Esto se debe a la adsorción y/o retención de NPs en la superficie de la roca. Ju y Fan (2006) muestran el cambio en las curvas de permeabilidad relativa (Figura 3.5), mediante simulación matemática, pasando de una condición de mojado por aceite a una mojabilidad al agua. También, analizan el comportamiento de la relación de porosidad (ϕ/ϕ_0) y permeabilidad (K/K_0) a lo largo de un núcleo de arenisca (Figura 3.6). Derivado de estos análisis, concluyen que la mayor reducción de porosidad y permeabilidad ocurre en la entrada del fluido, distancia cero. Además, el decremento en la permeabilidad es mayor que el decremento en porosidad. Por lo tanto, Ju et al. (2012) señalan que la permeabilidad inicial debe ser mayor a 5 mD para implementar la inyección de NPs.

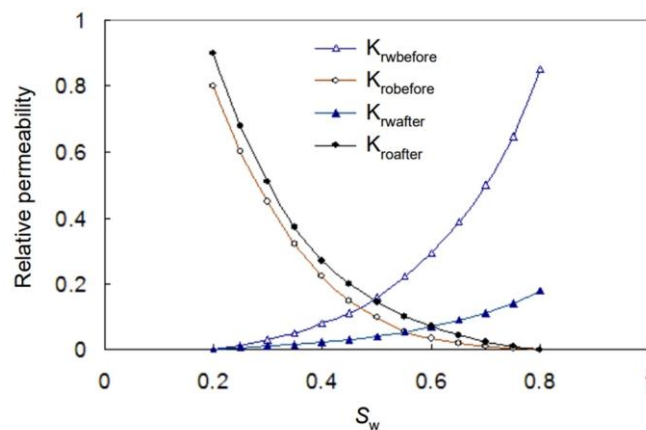


Figura 3.5 Comparación entre permeabilidades relativas de aceite y agua, antes y después del tratamiento con LHPN para una roca con mojada por aceite (Ju y Fan, 2006)

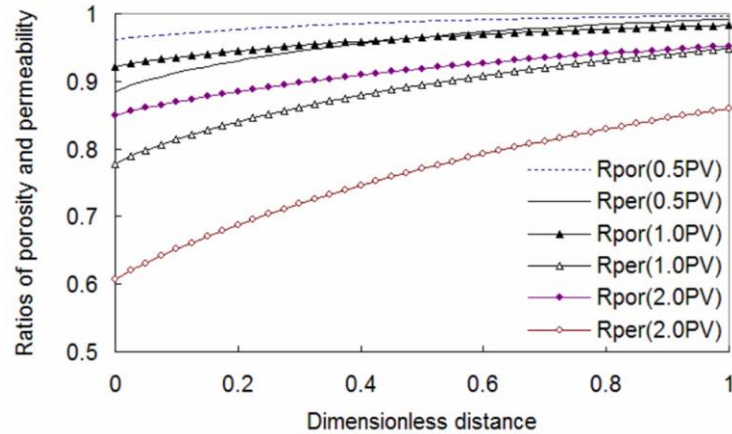


Figura 3.6 Relación de porosidad y permeabilidad a lo largo del núcleo para diferentes PV de inyección (Ju y Fan, 2006)

Los experimentos de Hendraningrat (2015) mostraron que la mayor recuperación de aceite por inyección de agua fue obtenida en sistemas que mostraban mojabilidad intermedia inicialmente. Esto se debe a que las fuerzas capilares son pequeñas, lo que minimiza las fuerzas de atrapamiento y resulta en pequeñas saturaciones de aceite residual.

3.5.5 Esquema de Inyección: Gasto de inyección

La simulación realizada por Abdelfatah et al. (2017) apoya los resultados experimentales de Zhang et al. (2015), ya que ambos consideran que la adsorción y/o retención dependen tanto de las características de las NPs, al igual que del medio poroso y las condiciones de operación. Abdelfatah et al. (2017) encontraron experimentalmente y mediante simulación, que el tamaño y concentración de las NPs, así como el gasto de inyección, modificaban la permeabilidad y porosidad. En consecuencia, estas variables eran dominantes en el control del grado del daño a la formación. La Figura 3.7(a) muestra que, al aumentar el gasto de inyección aumenta la reducción de la permeabilidad, esta observación también es apoyada por el trabajo experimental de Youssif et al. (2017). El diámetro crítico de la garganta del poro, tamaño necesario para que fluyan las aglomeraciones de NPs, incrementa al aumentar el gasto de inyección (Figura 3.7(b)).

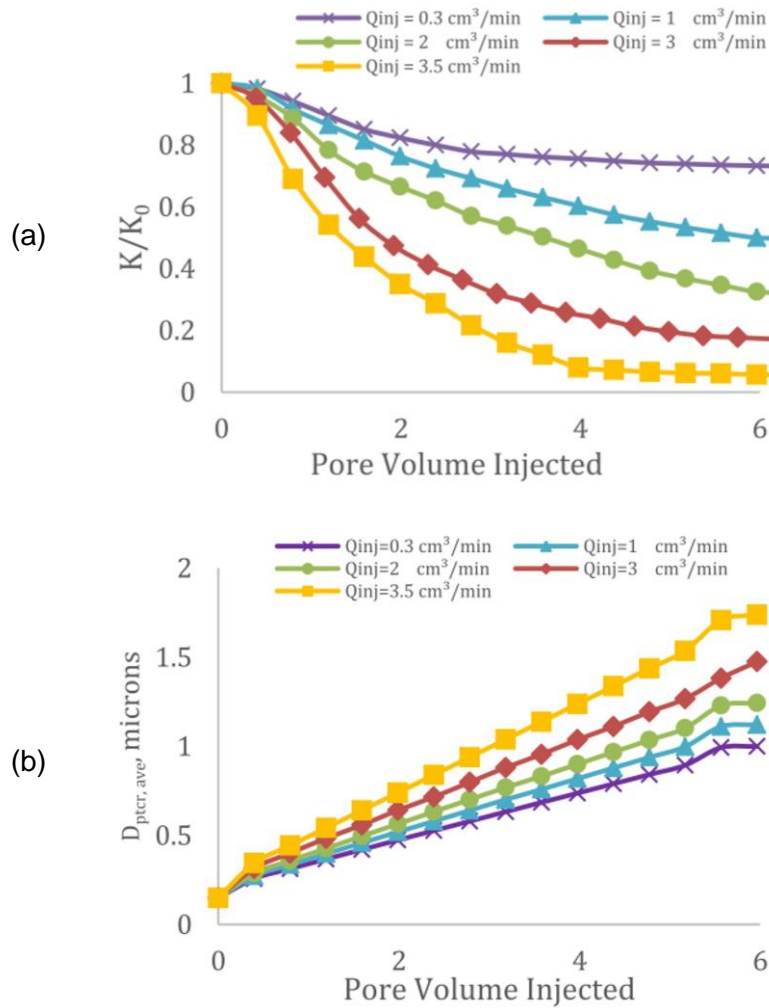


Figura 3.7 Reducción de la permeabilidad y (b) aumento del diámetro crítico de la garganta del poro conforme aumenta el gasto de inyección (Abdelfatah et al., 2017)

Capítulo 4

Simulación de experimentos de laboratorio con nanopartículas

El presente capítulo, inicia proporcionando bases teóricas de la simulación para un experimento de laboratorio de inyección de nanofluidos a nivel de núcleo. A continuación, se muestra la simulación del caso base (inyección de agua), simulación de la inyección de NPs, análisis de sensibilidad al modelo de simulación y análisis de los resultados.

4.1 Consideraciones y Trabajo experimental de literatura

Consideraciones realizadas para la validación numérica mediante CMG (STARS)

Se considera una fase acuosa con nanopartículas, la cual, es inyectada en un núcleo y una vez que las nanopartículas se encuentran en el medio poroso, estas se adsorberán en la pared sólida, alterando la mojabilidad de la roca. Como resultado del cambio de mojabilidad, se espera observar una mejor capacidad de desplazamiento del aceite. Además, se anticipa que a mayor concentración de nanopartículas la recuperación será mayor, hasta llegar a una concentración óptima, y esta concentración proporcionará la mayor recuperación de aceite. Sin embargo, por arriba de la concentración óptima se observará un mayor decremento de la porosidad y permeabilidad, y al mismo tiempo una menor recuperación de aceite. De igual manera, se espera que altos gastos de inyección generen un decremento en la porosidad y permeabilidad.

Suposiciones realizadas para la validación numérica mediante CMG (STARS)

- Originalmente, la porosidad del medio es uniforme, los cambios de porosidad y permeabilidad cambiarán a lo largo del núcleo y en función del tiempo.
- Flujos de aceite y agua en el medio poroso siguen la ley de Darcy y se omiten las fuerzas gravitacionales.
- La viscosidad y densidad de los fluidos permanece constante, y son newtonianos.
- No se consideran reacciones químicas en el proceso.
- El proceso de adsorción es irreversible, es decir, el proceso de desorción no estará presente en la simulación.

- Los diferentes mecanismos que influyen en la recuperación de aceite mediante NPs serán modelados de la siguiente manera:
 - concentración de NPs, se refleja como concentración de un componente;
 - adsorción en el medio poroso, se realiza mediante la Isotherma de Langmuir;
 - tamaño de las NPs, no es un parámetro en STARS, sin embargo, es posible relacionarlo con la densidad efectiva;
 - cambio en la tensión interfacial, se proveerá mediante una tabla a diferentes concentraciones de NPs (Hendraningrat 2015);
 - gradiente de presión estructural de disociación junto con el cambio de mojabilidad, serán reflejados mediante el cambio en las curvas de permeabilidad relativa.

Descripción del trabajo experimental de Hendraningrat (2015)

El autor realizó la inyección de NPs de SiO₂ en muestras de arenisca tipo Berea con permeabilidades altas (392, 354, 302 y 156 *mD*) y bajas (35, 20, 18, 13 y 10 *mD*) a diferentes concentraciones (0.01, 0.05 y 0.1 % *peso*).

Para esta tesis, se eligió reproducir mediante simulación los trabajos experimentales realizados por Hendraningrat (2015) en el núcleo H2, debido a que se cuenta con la información necesaria para la construcción del modelo. En la Tabla 4.1 se muestran las propiedades del núcleo de arenisca H2 y en la Tabla 4.2, las propiedades de las NPs de SiO₂, las cuales se inyectaron a una concentración de 0.05 % *peso*.

Tabla 4.1 Propiedades del tapón H2 (Hendraningrat, 2015).

Roca	Arenisca tipo Berea
Mojabilidad	Mojable por agua
Longitud	4.809 cm
Diámetro	3.792 cm
VP	12.41 cm ³
Porosidad	0.2001 adim
Permeabilidad	156 mD

Tabla 4.2 Caracterización de las NPs de SiO₂ LHP (Hendraningrat, 2015).

NPs de SiO₂ Lipofóbicas e Hidrofilicas (LHP)	
Carácter	Hidrofilico
Diámetro	21-40 nm
pH	3 - 5
Área superficial específica	300 m ² /g

Otro dato interesante es la distribución del diámetro de las NPs, ver Figura 4.1, ya que este dato será relevante para el cálculo de la densidad efectiva. En los experimentos, Hendraningrat (2015) empleó aceite ligero de 39.81 °API (0.826 g/cm³) y 5.1 cp. En la Tabla 4.3 se muestran las propiedades de los fluidos que serán utilizados para la simulación.

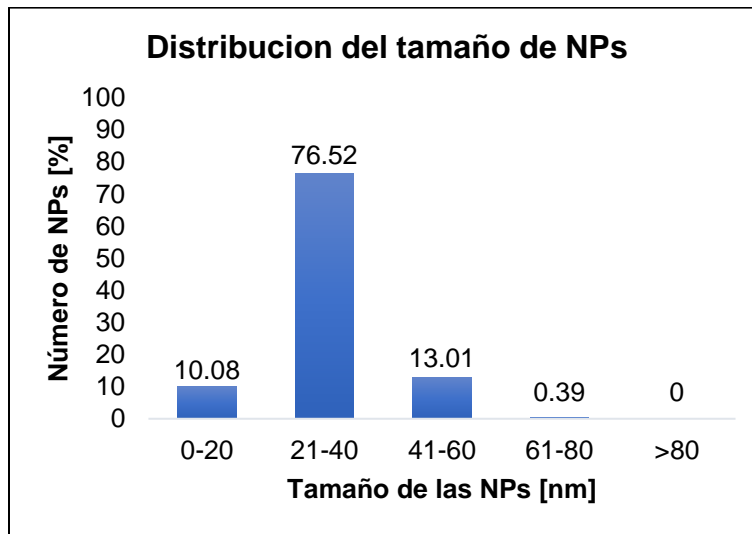


Figura 4.1 Distribución de diámetros de las NPs de SiO₂ (Modificada de Hendraningrat (2015)).

Tabla 4.3 Propiedades de los fluidos (Hendraningrat, 2015)

Fluidos	Densidad (g/cm³)	Viscosidad (cp)	pH	Temperatura (°C)
Salmuera, NaCl 3% peso	1.022	1.001	6.16	21.4
NPs 0.05% peso	1.015	1.010	6.16	21.2
Aceite	0.826	5.100	-	22.0

El experimento consistió en dos procesos secuenciales:

1. Inyección de salmuera. Se inyectaron 3 volúmenes porosos (VP) de salmuera a un gasto de 0.2 cm³/min, con esto se alcanzó el máximo factor de recuperación.

2. Inyección de nanofluidos. A continuación, se interrumpe la inyección de salmuera e inicia la inyección de 3.1 VP de nanofluidos con un gasto de $0.2 \text{ cm}^3/\text{min}$.

En la Tabla 4.4 se muestran las condiciones iniciales de saturación de agua (S_{wi}) y de aceite (S_{oi}) previo a los procesos anteriormente descritos. Así mismo, en la tabla se reporta la saturación de aceite residual (S_{or}) y el factor de recuperación (Fr) obtenido en cada proceso (subíndices 1 y 2). Adicionalmente, en la Figura 4.2 se muestran las curvas de recuperación de aceite correspondientes a la inyección de salmuera y a la inyección de NPs.

Tabla 4.4 Resultados de los procesos de inyección de fluidos (Hendraningrat, 2015).

Condiciones iniciales	S_{wi} (%)	24.25
	S_{oi} (%)	75.75
Proceso 1	S_{or_1} (%)	29.01
	Fr_1 (%)	61.70
Proceso 2	S_{or_2} (%)	24.98
	Fr_2 (%)	67.02

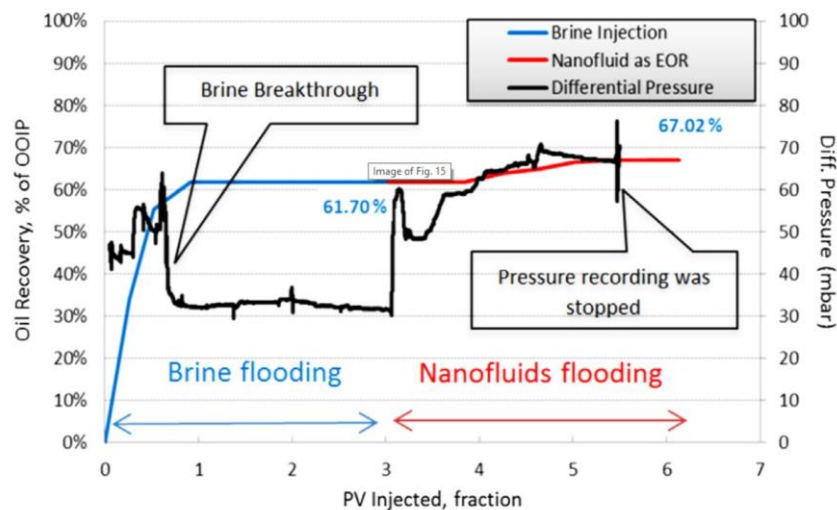


Figura 4.2 Recuperación de aceite y presión diferencial vs VP inyectado en el núcleo H2 (Hendraningrat, 2013)

4.2 Simulación del caso base en un núcleo de arenisca

Con los resultados experimentales de Hendraningrat (2015), se realizaron simulaciones mediante STARS. La simulación del experimento se inicia creando un bloque en forma de prisma rectangular, el cual, fue dividido en 22 bloques en la dirección i , 1 en dirección j y 1

en dirección z. En la Figura 4.3 se muestra el mallado del modelo de simulación del núcleo H2 y las dimensiones de las celdas de éste se presentan en la Tabla 4.5. También se realizó una discretización más fina en las zonas cercanas al punto de inyección (1,1,1) y producción (1,1,22). Los resultados se muestran en la sección 4.4 del presente capítulo.

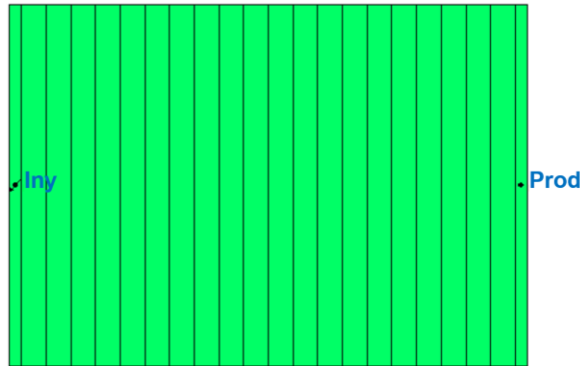


Figura 4.3 Vista XZ de la malla de 22 x 1 x 1 bloques (Dirección x, y, z).

Tabla 4.5 Dimensiones de la malla de simulación del núcleo.

Número de celdas	22 x 1 x 1
Dirección x	0.1145, 20*0.229, 0.1145
Dirección y	3.3605
Dirección z	3.3605

El tapón se encuentra inicialmente a una temperatura de 20°C y una presión de 290 *psi*. Los procesos de inyección y producción de fluidos se realizan simulando la colocación de un pozo inyector en la celda inicial (1,1,1) y un pozo productor en el otro extremo del tapón (1, 1, 22). Además, se adiciona la restricción de presión de fondo (BHP) de 260 *psi*. El gasto de inyección permanecerá constante a 0.2 cm^3/min .

En la simulación se cuenta con tres componentes para este primer proceso: 1. Agua; representa el agua connata que satura el núcleo inicialmente (fase acuosa). 2. Salmuera; es el componente acuoso que se utiliza para desplazar el aceite que satura el núcleo (fase acuosa). 3. Aceite; representa el aceite muerto con el que se satura el núcleo (fase oleosa). Otras propiedades requeridas por el simulador son la masa molecular, viscosidad y densidad de cada componente.

En el trabajo de Hendraningrat (2015) no se proporciona información sobre la masa molecular del aceite empleado, ni tampoco de las curvas de permeabilidad relativa agua/aceite. Sin embargo, estos parámetros tienen gran importancia en el modelo de simulación, ya que influyen en el ritmo de desplazamiento del agua y el aceite dentro del medio poroso. Por lo tanto, a continuación, se describe el procedimiento empleado para estimar estos parámetros para alimentar el modelo de simulación.

Para estimar el peso molecular del aceite, se utilizó la correlación de Riazi-Daubert (2005) (Ecuación 4.1), la cual se considera aplicable dado que se emplea aceite muerto, constituido por las fracciones más pesadas.

$$MM = 223.56 \left(v_{100}^{(-1.2435+1.1228*SG)} v_{210}^{(3.4758+3.038*SG)} \right) * SG^{-0.6665} \quad (4.1)$$

Para utilizar la correlación es necesario calcular las viscosidades cinemáticas (ν) a una temperatura (T) de 100 y 210°F, además de contar con la densidad específica (SG) del aceite a 60 °F. Debido a que se trata de un aceite muerto del Mar del Norte, se emplea la correlación de Glaso (1980) (Ecuación 4.3)

$$\mu_{aceite_muerto} = [3.141(10)^{10}](T[°F])^{-3.444}[\log(°API)]^a \quad (4.2)$$

Donde:

$$a = 10.313[\log(T[°F])] - 36.447 \quad (4.3)$$

Con las ecuaciones anteriores, se obtiene que la masa molecular del aceite es de 231.99 g/gmol. En la Tabla 4.6, se muestran la densidad y viscosidad incorporadas al simulador para representar a los fluidos.

Tabla 4.6 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación del caso base.

Fluidos	Densidad [g/cm ³]	Viscosidad [cp]	MM [g/mol]
Agua	1.000	1.000	18.0153
Salmuera	1.022	1.001	19.2280
Aceite	0.826	5.100	231.9900

En el caso de las curvas de permeabilidad relativa agua aceite, estas se representaron mediante las correlaciones de Corey, considerando inicialmente solo los puntos finales de saturación de agua y aceite, reportadas experimentalmente por Hendraningrat (2015). Posteriormente, se modificaron los parámetros de dichas correlaciones, hasta obtener la

forma de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite, que mejor representaron la curva de recuperación de aceite. Los parámetros ajustados se muestran en la Tabla 4.7 y en la Figura 4.4 se observan las curvas de permeabilidad relativa del aceite-agua resultantes para el tapón H2.

Tabla 4.7 Datos para el cálculo de las permeabilidades relativas agua-aceite del tapón H2.

Parámetros	C= 0 %peso
S_{wcon}, S_{wcrit}	0.2425
S_{oirw}, S_{orw}	0.2901
k_{rwiro}	0.2
k_{rocw}	1
N_w, N_{ow}	0.8

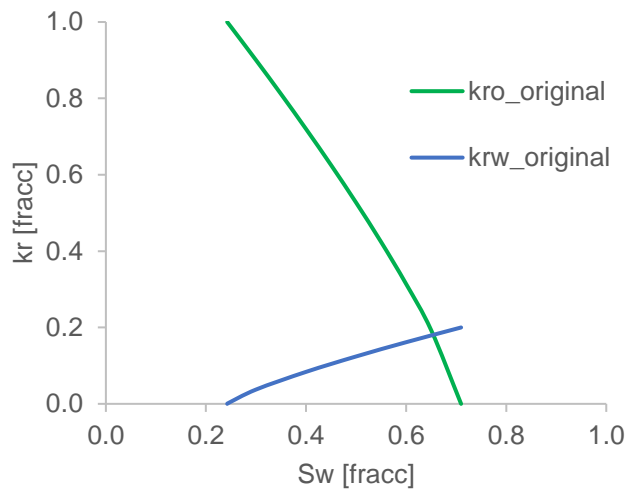


Figura 4.4 Curvas de permeabilidad relativa de agua-aceite para el tapón H2 (Carmona, 2017).

En la Figura 4.5 se muestran en círculos color naranja, los resultados de laboratorio obtenidos por Hendraningrat (2015) mediante desplazamiento con agua en el tapón H2, mientras que los resultados del desplazamiento con agua simulados en el presente trabajo, se observan en la curva color azul (Caso 1a). Como se puede ver en la Figura 4.5, la respuesta de simulación concuerda con los datos obtenidos experimentalmente, obteniendo la misma recuperación de aceite del 61.7% reportada por el autor. Adicionalmente, se realizó la simulación inyectando hasta 6 VP de agua, y se comprobó que no hay recuperación adicional si se continúa inyectando agua. Otro dato relevante obtenido es el número capilar, $N_{ca} = \frac{v\mu}{\sigma}$, este valor varió de una celda a otra, pero se mantuvo entre $7.8 - 8.1 \times 10^{-7}$.

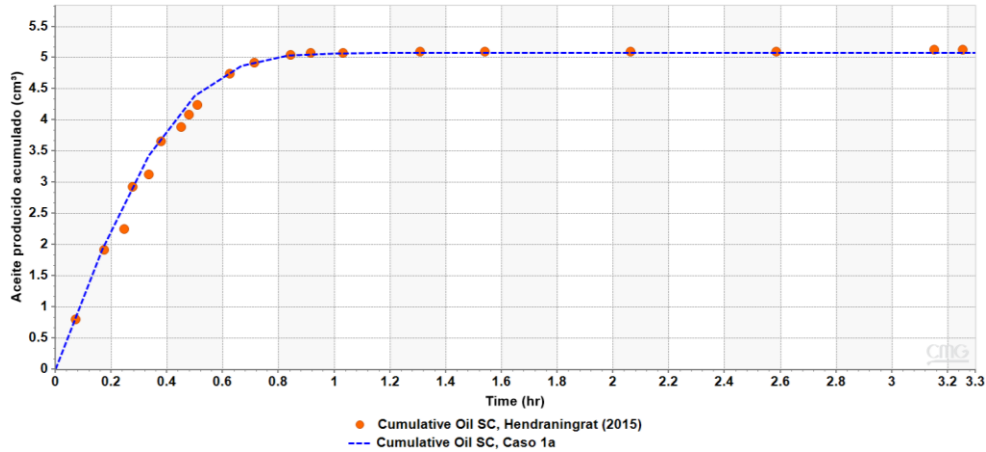


Figura 4.5 Validación del caso base con respecto a la producción de aceite acumulada.

4.3 Simulación de la inyección de nanopartículas en un núcleo de arenisca

En el segundo proceso se utiliza el caso base (generado previamente) y se adiciona información correspondiente al comportamiento de las NPs. Para ello, se incorpora el nuevo componente, las NPs, el cual representa a un nanofluido con una concentración de 0.05 % peso. Para introducir este componente en el simulador, es necesario contar con la densidad, viscosidad y masa molecular del mismo.

Hendraningrat (2015) informa que la densidad bruta de las NPs de SiO_2 es de 0.05 g/cm^3 , por otro lado, proporciona una distribución de su diámetro y ésta puede relacionarse con su densidad efectiva. Kimoto et. al (2014) propone una correlación (Ecuación 4.4) con la que es posible conocer la densidad efectiva (ρ_{eff}) de las NPs de SiO_2 a partir de su diámetro (D_{NP}). La densidad de las NPs se considera otro parámetro en la simulación, debido a que no se tiene certidumbre sobre el valor real de la densidad.

$$\rho_{eff} = 0.00000043D_{NP}^{2.95262715} \quad (4.4)$$

En la Tabla 4.8 se muestran las propiedades que caracterizan a los fluidos en la simulación. Por otro lado, Hendraningrat (2015) no proporciona información acerca curvas de permeabilidad relativa con NPs, por lo cual, se consideran las curvas de permeabilidad relativa que propone Carmona (2017). Estas curvas toman como puntos finales las saturaciones reportadas experimentalmente por Hendraningrat (2015) y se ajustan hasta obtener los parámetros que presentan con la mayor exactitud la curva de recuperación de

aceite. Los parámetros ajustados se muestran en la Tabla 4.9 y en la Figura 4.6 se observan las curvas de permeabilidad relativa para el nanofluido-aceite (líneas discontinuas).

Tabla 4.8 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación de inyección de nanofluidos.
*Densidad propuesta por Carmona (2017).

Fluidos	Densidad [g/cm ³]	Viscosidad [cp]	PM [g/gmol]
Agua	1.000	1.000	18.0153
Salmuera	1.022	1.001	19.228
Aceite	0.826	5.100	231.990
NPs	0.096*	1.010	60.080

Tabla 4.9 Datos para el cálculo de las permeabilidades relativas nanofluido-aceite del tapón H2 (c=0.05 % peso).

Parámetros	C= 0.05% peso
S_{wcon}, S_{wcrit}	0.2828
S_{oirw}, S_{orw}	0.2498
k_{rwi0}	0.2
k_{rocw}	1
N_w, N_{ow}	0.8

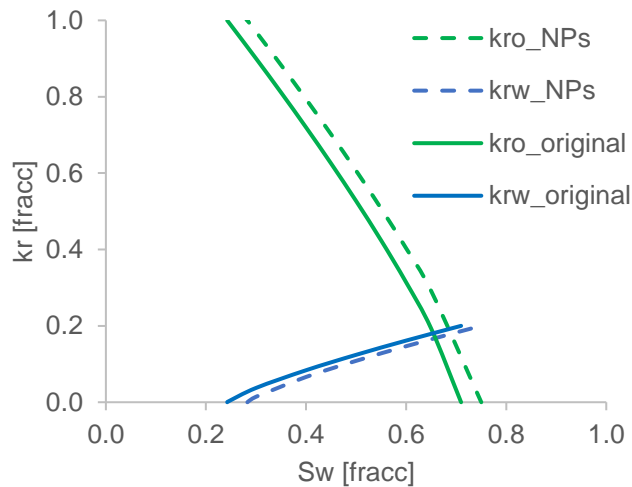


Figura 4.6 Set de curvas de permeabilidad relativas de agua-aceite y nanofluido-aceite del tapón H2 (Carmona, 2017)

Como se mencionó en la sección 2.3, la adsorción de NPs puede ser representada por la Isoterma de Langmuir (Monfared et al., 2015), sin considerar la influencia de la salinidad,

ver Ecuación 4.5 (STARS, 2018). La isoterma de adsorción de Langmuir, proporciona los moles adsorbidos del componente por unidad de volumen de poro. Carmona (2017) propone una curva para la adsorción considerando al parámetro a igual a $1.60185 \times 10^6 \text{ gmol/m}^3$ y b igual a 50000. Con estos valores se obtiene que la capacidad máxima de adsorción de la roca es de 32.0369 mol/m^3 .

$$C_{ads} = \frac{a * ca}{(1 + b * ca)} \quad (4.5)$$

Donde C_{ads} es la concentración de nanopartículas adsorbidas; ca es la fracción molar del componente NPs en la fase acuosa; a es el primer parámetro en la expresión de Langmuir para la isoterma de adsorción; b es el segundo parámetro en la expresión de Langmuir para la isoterma de adsorción y debe ser mayor a $1e^{-15}$. A concentraciones altas (ca grande), la adsorción máxima (ADMAXT) es (a/b) (STARS, 2018).

En el campo de investigación sobre NPs, Ju y Fan (2006) realizaron el modelado de flujo de NPs de SiO_2 en arenisca, el cual es calibrado con información experimental obtenida por los mismos autores. En este modelo suponen la existencia de una velocidad crítica, por debajo de la cual existirá retención de NPs en la superficie de la roca y por arriba de ella existirá arrastre de NPs. Zhang et al. (2015) respaldan la idea de la adsorción reversible e irreversible de las NPs de SiO_2 en areniscas, de igual manera, señalan que existe una capacidad finita para el proceso de adsorción reversible e irreversible.

Para efectos de simulación, en el presente trabajo se considera que solo existirá adsorción de NPs y no se presenta la desorción de éstas, dado que los gastos de inyección son bajos. En STARS la especificación de los niveles de adsorción residual (ADRT) permiten la flexibilidad de modelar la adsorción reversible (es decir, química) $\text{ADRT} = 0.0$ y la adsorción irreversible (es decir, mecánica) $\text{ADRT} = \text{ADMAXT}$, así como el proceso parcialmente reversible. En el caso de la simulación de nanopartículas se supondrá que la adsorción es mecánica y, por lo tanto, es irreversible ($\text{ADRT} = \text{ADMAXT}$), ya que no ocurren reacciones químicas en los mecanismos de acción de las nanopartículas para remover el aceite inmóvil. La alteración de la permeabilidad a menudo acompaña a la adsorción, especialmente si la adsorción es de tipo mecánico (de bloqueo).

Un aspecto de interés en el campo de EOR, es la adsorción de una sustancia química y su impacto sobre el medio poroso y las condiciones de flujo, en especial los cambios de porosidad y permeabilidad relativa. Los cambios en porosidad ocurren principalmente

debido a la adsorción de NPs sobre la superficie de la roca y obedecen las condiciones impuestas por la isoterma de Langmuir dada. A mayor concentración de NPs existirá una mayor adsorción, y por tanto el volumen poroso será reducido. Esta reducción se puede expresar como:

$$\phi_f = \phi_v \left[1 - \sum_i \frac{C_i}{\rho_{si}} \right]^2 \quad (4.6)$$

Donde ϕ_f representa la porosidad ocupada por el fluido, ϕ_v es la porosidad total y C_i/ρ_{si} representa la fracción de la porosidad que ocupa cada componente sólido. C_i representa la concentración de cierto componente sólido y ρ_{si} es la densidad del componente sólido en cuestión. La ecuación anterior contempla la disminución de porosidad, debido a la adsorción y atrapamiento de componentes sólidos en el espacio poroso (STARS, 2018). La concentración empleada en el trabajo experimental de Hendraningrat (2015) fue de 0.05 % peso.

STARS define la permeabilidad como una función de la porosidad mediante la ecuación tipo Carman-Kozeny (Ecuación 4.7), la cual relaciona la permeabilidad instantánea con la porosidad, independientemente del concepto de tortuosidad y la distribución del tamaño de poro del medio poroso. Esta ecuación se obtiene a partir de la ecuación de velocidad de Hagen-Poiseuille y la ley de Darcy. La ecuación tipo Carman-Kozeny contiene un exponente característico, ε , que puede variar de 0-10. Dicho exponente es dependiente del tipo de roca, por ejemplo, para areniscas limpias con granos lisos su valor es 3 (Izgec, 2007).

$$k(\phi) = k_0 \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^\varepsilon \left[\frac{1 - \phi}{1 - \phi_0} \right]^2 \quad (4.7)$$

Donde ϕ_0 representa la porosidad inicial, k_0 es la permeabilidad inicial y $k(\phi)$ representa el cambio de permeabilidad con el paso de tiempo actual de la simulación. Esta correlación es semi-empírica, ya que el exponente característico se obtiene experimentalmente ajustando este valor en la ecuación. A fin de extender este concepto de cambio de permeabilidad unidimensional a las tres dimensiones y constituir el tensor de permeabilidad, se debe obtener un exponente característico en las direcciones principales, que corresponderán a los componentes del tensor de permeabilidad efectiva. Sin embargo, durante la presente investigación no se encontró evidencia de que STARS utilice un exponente característico para cada dirección, por lo cual, se considera que emplea el

mismo exponente para todas las direcciones, es decir se considera la isotropía en permeabilidad. Aunque si se conocieran las permeabilidades originales del medio se podrían estimar los cambios de permeabilidad en las tres direcciones principales, manteniendo los cocientes de permeabilidad originales.

El decremento de la permeabilidad efectiva del medio poroso, debido a la retención por adsorción o atrapamiento mecánico de las NPs, se representa mediante el factor de resistencia residual (RRFT). Es importante mencionar que en nanofluidos sin presencia de un agente estabilizante, las nanopartículas suspendidas pueden flocular y formar clústeres, ocasionando que estos se separen del flujo y queden atrapados en pequeñas gargantas de poros, reduciendo aún más la permeabilidad en el yacimiento (Hendraningrat et al. 2021). En el presente trabajo, la reducción en permeabilidad tanto por adsorción como por taponamiento de las gargantas de los poros, se consideran mediante el RRFT. Evidencia experimental de Hendraningrat (2015), muestra que se forma un nano-enjarre en la cara del núcleo donde se inyecta el nanofluido, por lo cual, se supone que estos depósitos también se forman en los poros del núcleo. Otro aspecto que contribuye a la disminución de la permeabilidad efectiva del medio poroso, es que la velocidad de flujo de un soluto químico (NPs) es más lenta que la velocidad del disolvente (agua), debido a la adsorción de las NPs en el sólido (medio poroso) (Sheng, 2010). Por lo tanto, esta diferencia en las velocidades de flujo puede favorecer a la eficiencia de barrido (Wang et al., 2018).

El factor de resistencia residual (RRFT) es la relación entre la permeabilidad efectiva original al agua y la posterior permeabilidad efectiva al agua después de la adsorción de un componente. Por ejemplo, en el caso de una prueba de desplazamiento con agua y con polímero, es posible observar la reducción de la permeabilidad efectiva al agua, como un aumento en el gradiente de presión, entre la cara de inyección y la de producción del núcleo. En la presente tesis, el decremento en la permeabilidad por adsorción y atrapamiento mecánico se considera mediante el parámetro RRFT, ya que se tiene la información de la caída de presión, entre la frontera de inyección y la de producción del núcleo, con lo cual se podrá realizar el ajuste de dicho parámetro. En STARS es posible modelar la reducción de la permeabilidad debido al RRFT de acuerdo con las Ec. 4.8 y 4.9:

$$R_{k_w} = 1 + (RRFT - 1) \frac{Ad(C_i, T)}{Admax} \quad (4.8)$$

$$k_w = \frac{k \cdot k_{rw}}{R_{k_w}} \quad (4.9)$$

Donde R_{k_w} es el factor de reducción de la permeabilidad al agua; $Ad(C_i, T)$ es la adsorción de las NPs a cierta concentración y temperatura; Ad_{max} es la adsorción máxima de las NPs; k_w es la permeabilidad efectiva al agua; k es la permeabilidad absoluta original; y k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua del nanofluido. Se investigó acerca del rango de valores aceptables para el RRFT y va desde 1 (sin reducción) hasta 10 (Wang et al., 2018). Para este trabajo, este parámetro también será considerado en el análisis de sensibilidad. A partir de los datos y consideraciones planteadas anteriormente se construyó el modelo de simulación Caso 1b.

4.4 Análisis de sensibilidad

Se analizó la independencia de la malla y la geometría del núcleo, como resultado se encontró que es posible obtener los mismos resultados con un mallado de 22 bloques o 14 bloques en dos geometrías diferentes y distribución logarítmica de los bloques. La distribución logarítmica de 14 bloques en diferentes geometrías se muestra en la Figura 4.7 (Caso 1b) y 4.8 (Caso 1c). La Figura 4.9 muestra las curvas de aceite producido para ambas geometrías (Caso 1b y Caso 1c), así como el Caso a que corresponde a un mallado de 22 bloques con distribución logarítmica, se observa que la producción de aceite es análoga entre ellas para el caso base. Por lo cual, en los siguientes estudios se utilizará el modelo de simulación Caso 1b, modelo de prisma rectangular con 14 bloques y distribución logarítmica (Figura 4.7).

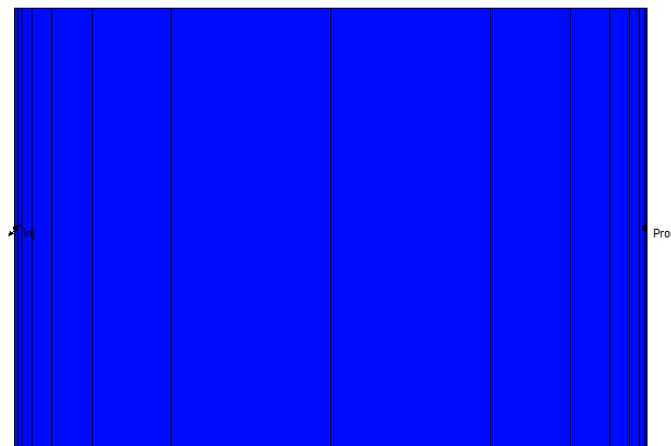


Figura 4.7 Vista XZ de la malla de 14 x 1 x 1 bloques (Dirección x, y, z)

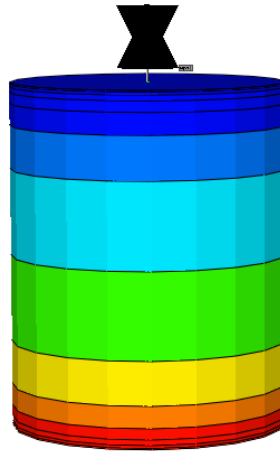


Figura 4.8 Vista 3D de la malla de 2 x 1 x 14 bloques (Dirección r, θ , z)

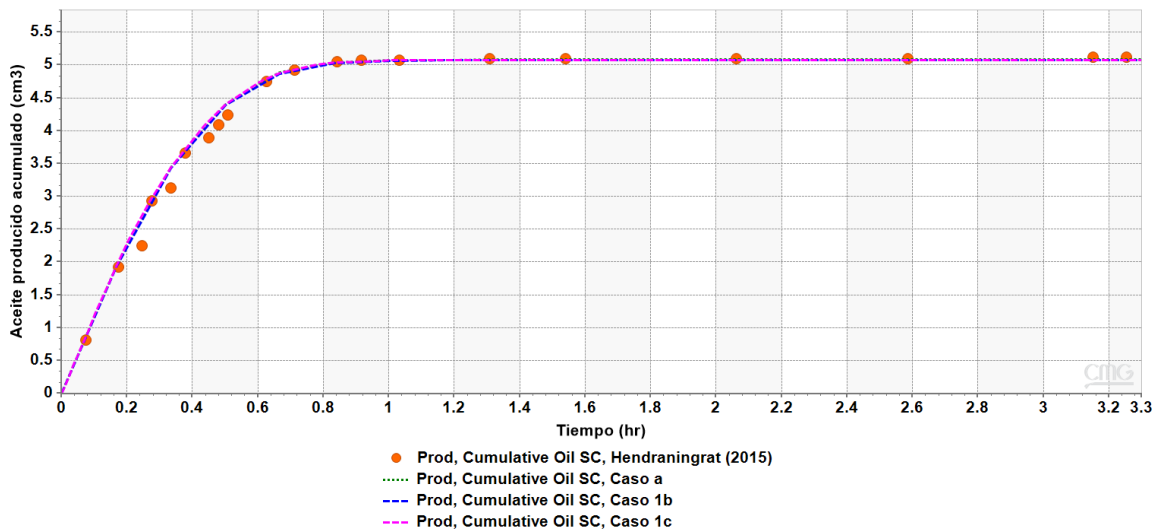


Figura 4.9 Curvas de aceite producido acumulada con diferentes geometrías y su comparación con los resultados reportados por Hendraningrat (2015)

Con el modelo de simulación Caso 1b, se realizaron estudios de análisis de sensibilidad con la finalidad de conocer el impacto que tienen cada uno de los parámetros elegidos en el estudio y determinar su importancia en la recuperación acumulada de aceite. Se eligieron los parámetros: Adsorción máxima de la isoterma de Langmuir (a/b); el número capilar intrínseco en las curvas de permeabilidad relativa a cierta concentración de NPs ($DTRAP_2$); el factor de resistencia residual ($RRFT$); la densidad del sólido (Sol_Den); y exponente característico de la ecuación de Carman-Kozeny ($Perm_CK$).

En la Tabla 4.10 se muestra el rango de valores empleado en el análisis de sensibilidad para cada uno de los parámetros. Carmona (2017) trabajó en la simulación de uno de los experimentos de Hendraningrat (2015) y propuso parámetros para la isoterma de Langmuir.

Dichos parámetros se tomaron como base para este trabajo de simulación, por lo tanto, se utiliza el valor de 32.0369 mol/m^3 como el punto medio del rango de valores de a/b para el análisis de sensibilidad. De acuerdo con la Figura 2.11, se observa que el número capilar para la fase mojante, en donde existe reducción de la saturación residual de aceite, oscila entre 10^{-3} y 10^{-1} , por lo tanto, se tomaron los logaritmos de estos números capilares como rangos a sensibilizar. Los valores de $RRFT$ se tomaron de 1 – 10, donde 1 significa que no existe reducción en la permeabilidad efectiva debido a la adsorción y atrapamiento mecánico de las NPs; y 10 corresponde a la reducción ocasionada por la inyección de un polímero de alto peso molecular (Wang et al., 2018). La densidad del sólido se parametrizó, entre el valor calculado utilizando correlación de Kimoto et al. (2014) junto con la distribución de diámetros de las NPs de SiO_2 (Figura 4.1) (límite inferior); y la densidad empleada por Carmona (2017) (límite superior). El valor del exponente característico tomó como límites el rango de valores que STARS puede asignarle (1 – 10).

Tabla 4.10 Parámetros del análisis de sensibilidad.

Parámetro	Rango de valores	
a/b (Adsor)	17 mol/m ³	50 mol/m ³
Log (N_{ca}) DTRAP_2)	-6 ($N_{ca} = 2.487 \times 10^{-3}$)	-2 ($N_{ca} = 1.3546 \times 10^{-1}$)
RRFT	1	10
Sol_Den	32 kg/m ³	96 kg/m ³
Perm_CK	1	10

4.5 Análisis de resultados

El resultado del análisis de sensibilidad muestra los parámetros que afectan fuertemente la producción acumulada de aceite, los cuales son: el número capilar, el factor de resistencia residual y la densidad del sólido (Figura 4.10). En general, la variación de estos parámetros dentro del rango de valores propuesto da como resultado una disminución de la producción acumulada, o bien, al menos la misma producción acumulada de aceite (Figura 4.11).

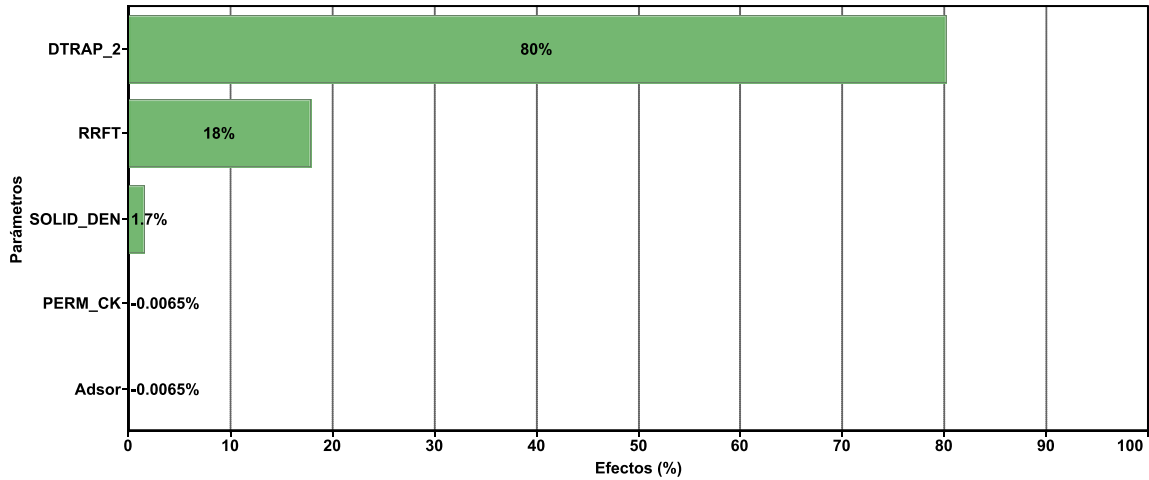


Figura 4.10 Principales parámetros en el análisis de sensibilidad

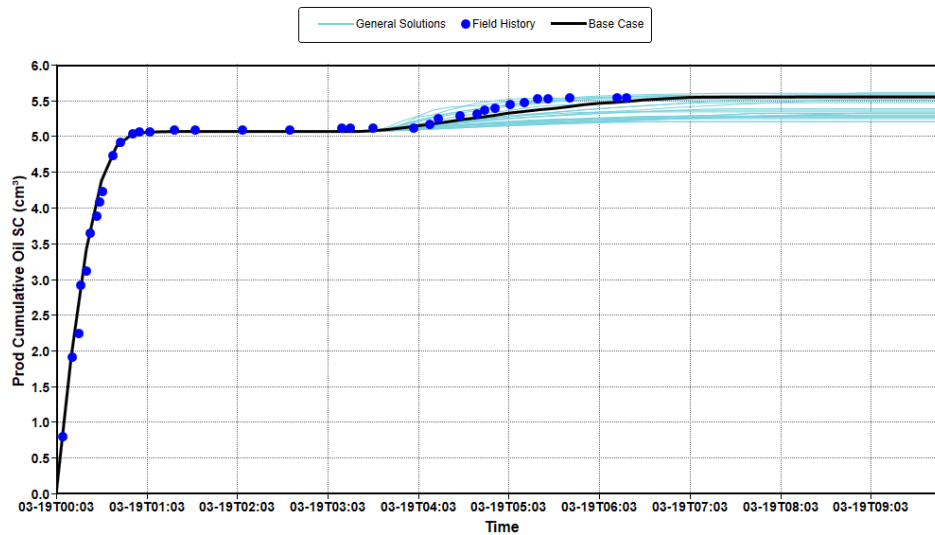


Figura 4.11 Producción acumulada de aceite bajo los diferentes escenarios generados por el análisis de sensibilidad

La validación de la simulación se realizó comparando, la producción acumulada de aceite obtenida mediante simulación del Caso 1b y el histórico de producción, proporcionado por Hendraningrat (2015). En la Figura 4.12 se observa una buena concordancia entre ambas curvas, lo que indica que se logró replicar el efecto de la producción de aceite mediante la inyección de NPs en el simulador STARS. El error global acumulado fue 2.8%.

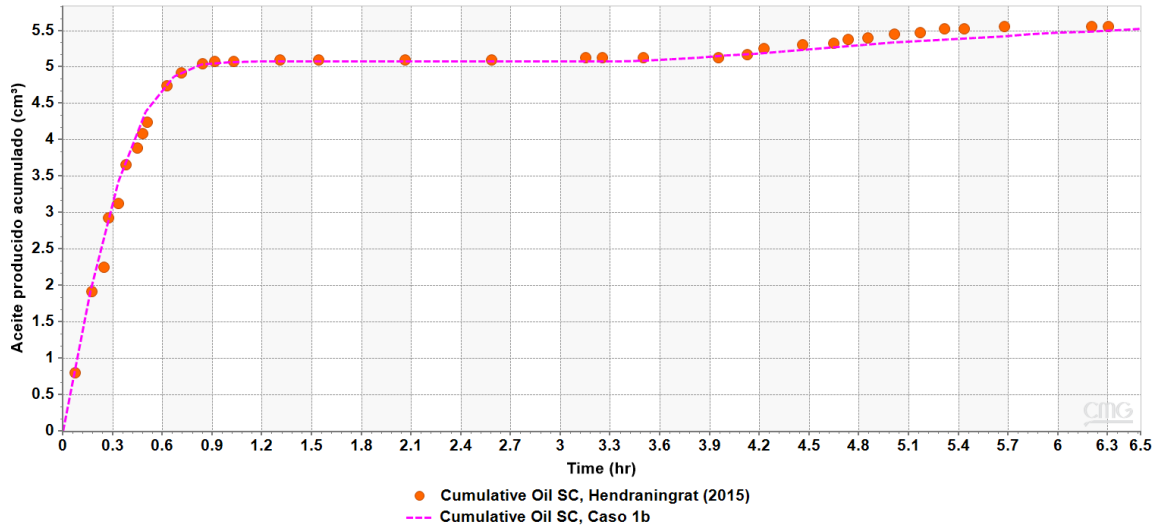


Figura 4.12 Comparativo de producción acumulada obtenida con simulación (línea rosa) e histórico de producción experimental de Hendraningrat (2015) (círculos naranjas).

Además de cotejar el histórico de producción, es necesario comparar el histórico de presión experimental con el obtenido por la simulación realizada en este trabajo. Por ello, es importante considerar que los resultados de Hendraningrat (2015) indican que a tiempos posteriores a las 5.7 horas de inyección, se tiene un pico de diferencial de presión mayor a 300 mBar, pero no se tiene información sobre el comportamiento posterior a este tiempo. Por lo tanto, solo se trabajará en el ajuste de los datos registrados por dicho autor.

En la Figura 4.13a se muestra que el histórico del diferencial de presión reportado por Hendraningrat (2015) y el diferencial de presión simulado en el Caso 1 y Caso 2, no siguen el mismo comportamiento. Esto puede deberse a que el coeficiente de Carman-Kozeny depende de la porosidad misma y se ha demostrado empíricamente que la ecuación de Carman-Kozeny no permanece constante, sino que este coeficiente aumenta (Schulz et al., 2019). Además, se aprecia el impacto que tiene únicamente ε sobre la caída de presión. Este impacto cobra cierta importancia a tiempos mayores a 5 horas, sin embargo, la diferencia entre $\varepsilon = 1$ y $\varepsilon = 3$ es menor a 3 mBar. Al analizar la producción acumulada de aceite para los Casos 1 y 2, no se presenta diferencia significativa ni en el comportamiento de la curva de producción acumulada ni en la recuperación final (Figura 4.13b).

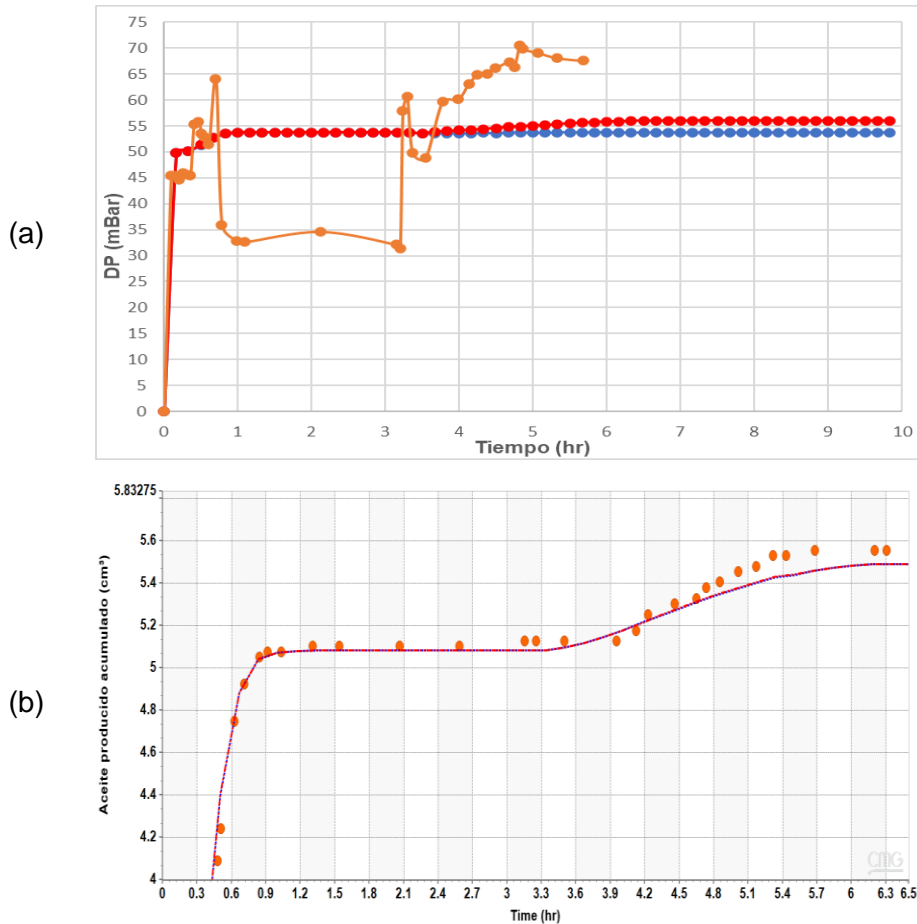


Figura 4.13 a) Comparativo entre el diferencial de presión obtenido experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y los obtenidos mediante el Caso 1a (línea azul, $RRFT = 1$, $\varepsilon = 3$) y el Caso 1b (línea roja, $RRFT = 1$, $\varepsilon = 1$); b) Comparativo entre la producción acumulada de aceite obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) y la obtenida mediante el Caso 1 (línea azul) y el Caso 2 (línea roja).

El factor de resistencia residual ($RRFT$), también fue analizado para conocer el efecto que tiene en el diferencial de presión y en la producción acumulada de aceite (ver Figura 4.14). Con este objetivo, se propusieron diferentes escenarios de simulación con el Caso 1, sin considerar el exponente de Carman-Kozeny y solamente variando el valor de $RRFT$. En la Figura 4.9a, se observa que el comportamiento de la caída de presión, experimental y del Caso 1 (línea azul), no tiene el mismo comportamiento. Esta diferencia podría deberse a que, durante el experimento de desplazamiento, se formaron canales preferenciales de flujo y la reducción en la permeabilidad no fue uniforme a lo largo del núcleo. Los escenarios planteados con diferentes valores de $RRFT$, muestran que cuando $RRFT = 1.5$ el comportamiento al inicio de la inyección de NPs es similar al registrado por Hendraningrat (2015), sin embargo, dicho autor no logra obtener el histórico del diferencial de presión durante toda la prueba y no es posible determinar la tendencia correcta. Ahora bien, al

obtener la producción acumulada de cada uno de los escenarios propuestos (Figura 4.14b), se encuentra que ésta no depende fuertemente del RRFT, cuando su valor es mayor a 1.27. De igual manera, por arriba de este valor se advierte una ligera variación en el comportamiento de la producción, sin embargo, se obtiene la misma recuperación acumulada al final.

Al analizar los resultados de las simulaciones obtenidos hasta este punto de la investigación, se observa que el mayor impacto sobre el diferencial de presión lo realiza el parámetro RRFT, esto se puede observar al comparar las Figuras 4.13 y 4.14. El parámetro RRFT justifica su impacto sobre el diferencial de presión debido a su influencia sobre la reducción de la permeabilidad efectiva, como se muestra ecuaciones 4.8 y 4.9. La reducción de la permeabilidad efectiva resulta de la reducción del radio de poro y una disminución en el número de canales de flujo por retención del sólido, el cual puede ser ocasionado por dos mecanismos principales: atrapamiento mecánico y adsorción (Choi et al., 2015). Dado que Hendraningrat (2015), autor de los estudios experimentales, describe en su trabajo la formación de un enjarre de NPs en la cara de inyección del núcleo, se considera que las NPs floculan y precipitan de manera importante. Además, de las ecuaciones de reducción de porosidad y de permeabilidad tipo Carman-Kozeny (ecuaciones 4.6 y 4.7, respectivamente) es posible analizar que la reducción de la porosidad y permeabilidad, modeladas a través de la relación de concentración y densidad de NPs, no tiene un efecto relevante sobre la caída de presión. En consecuencia, se considera que la reducción de porosidad debido a la adsorción de NPs no está siendo capturada adecuadamente por el simulador.

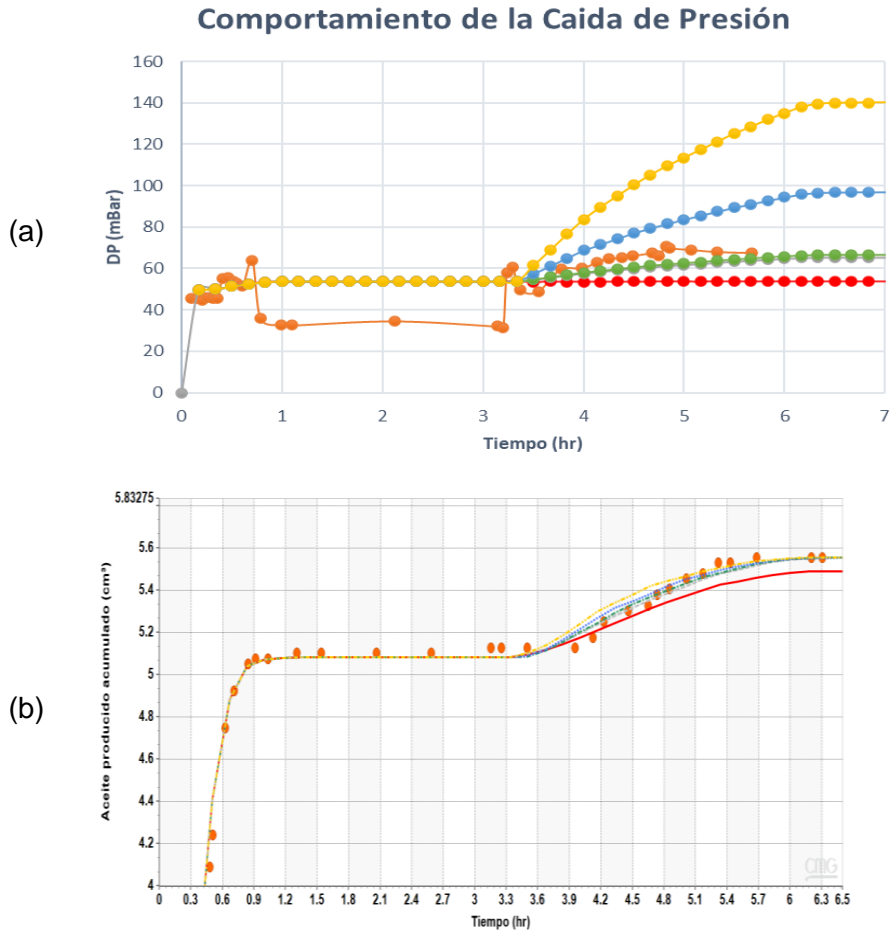


Figura 4.14 Comparativo de: a) diferencial de presión y b) producción acumulada de aceite; entre la respuesta obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y mediante simulación con el caso 1a, para valores de RRFT=1, 1.27, 1.5, 2, 3, con líneas en color rojo, gris, verde, azul, amarillo, respectivamente.

Al realizar el ajuste del histórico de producción, se utilizaron las mismas variables y el mismo rango de valores que en el análisis de sensibilidad, y se obtuvieron los valores óptimos para estos parámetros, los cuales se muestran en la Tabla 4.11. En esta tabla, se observa que la densidad óptima del sólido se encuentra alrededor de 50 g/cm^3 , este valor se aproximaría a un diámetro de NP promedio de 40 nm (Kimoto et al., 2014). Este dato es interesante, ya que concuerda con la mayor distribución de tamaño de NP registrado experimentalmente (ver Figura 4.1).

Tabla 4.11 Escenarios de simulación óptimos con respecto al ajuste de la producción de aceite

	Log (N _c)	RRFT	Solid_Den	Perm_CK	Adsor	Error Global acumulado
Caso 3	-5.1	7.57	49.28	2.24	32.345	2.2148
Caso 4	-5.04	7.48	50.88	2.24	30.035	2.2117
Caso 5	-5.04	7.48	50.88	2.22	30.035	2.209

En la Figura 4.15 se observa una buena correspondencia al comparar, tanto el comportamiento de la producción acumulada, como la recuperación final de aceite, obtenidos por los escenarios óptimos (Caso 3, Caso 4 y Caso 5) y el histórico de producción. Sin embargo, en el ajuste del histórico de producción, es importante analizar con mayor detalle el efecto de la densidad de las NPs sobre la recuperación acumulada de aceite y el diferencial de presión. Esto se debe a que la densidad está relacionada con el diámetro de la NP (Kimoto et al., 2014) y el tamaño de las NPs es una de las mayores ventajas de este método potencial de EOR.

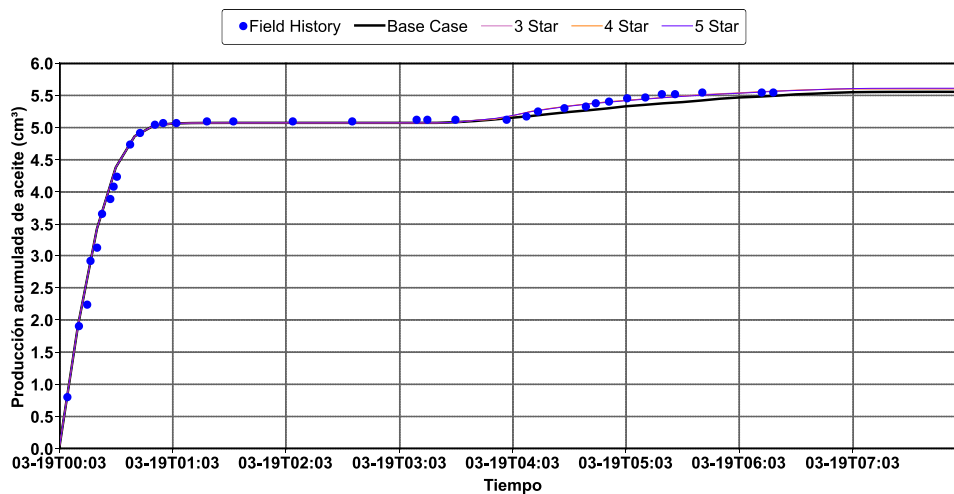


Figura 4.15 Producción acumulada de aceite de los escenarios óptimos con respecto al ajuste del histórico de producción de Hendraningrat (2015)

En la Figura 4.16a se presenta el comportamiento del diferencial de presión para el Caso 3 y se observa que la caída de presión es casi seis veces mayor a la reportada por Hendraningrat (2015). La caída de presión, de los casos óptimos, cuyos valores de RRFT son altos, implicaría una mayor reducción de la permeabilidad debido al bloqueo o adsorción de NPs. Además, atendiendo al rango de valores de RRFT, obtenidos durante el

análisis de sensibilidad, se realizaron simulaciones con el Caso 3, con $RRFT = 1.27$ (Caso 6), obteniéndose una menor recuperación. Esta reducción en la producción podría indicar que el bloqueo de las gargantas de poro es mayor que la adsorción uniforme en el medio poroso.

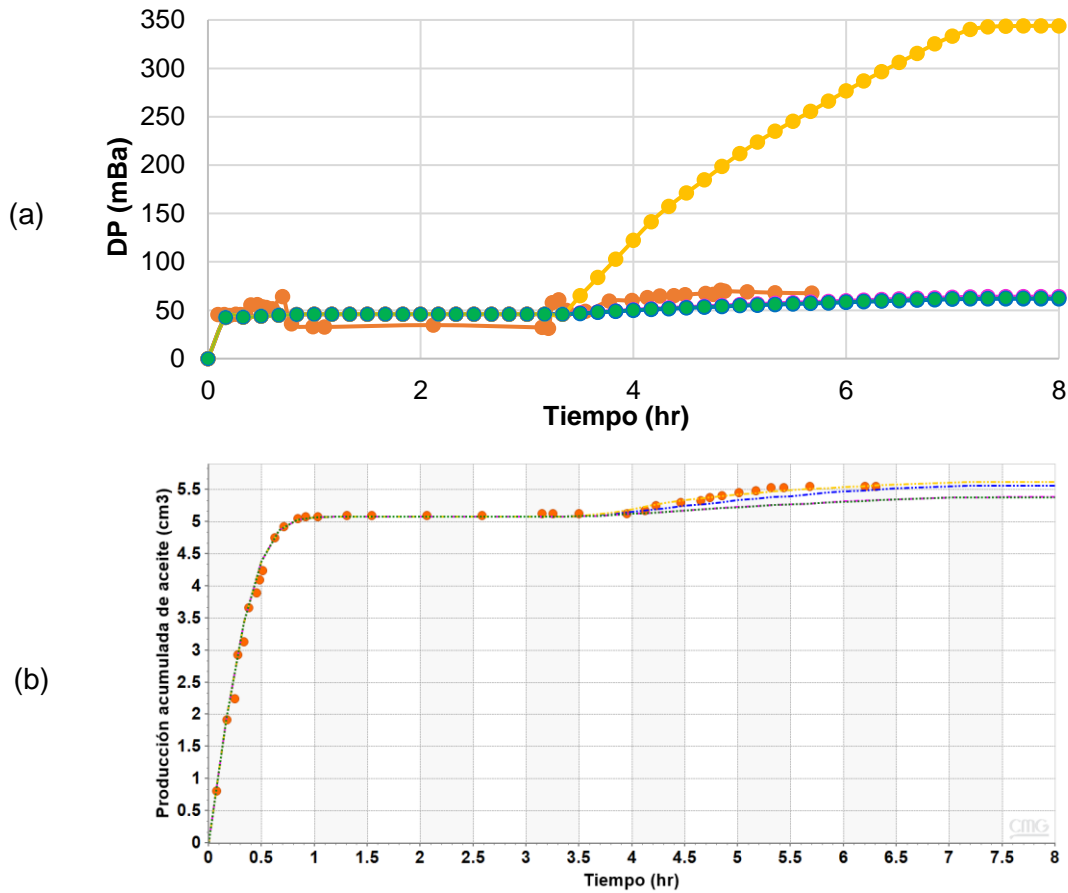


Figura 4.16 Comparativo de: a) diferencial de presión y b) producción acumulada de aceite; entre la respuesta obtenida experimentalmente por Hendraningrat (2015) (línea naranja) y mediante simulación para los Casos 1, 1b, 3 y 6, con líneas en color azul, rosa, amarillo y verde, respectivamente, con diferentes valores de RRFT.

A fin de considerar la densidad de las NPs y el comportamiento del histórico de producción bajo diferentes isothermas de Langmuir propuestas, se tomó el Caso 3 con $RRFT = 1.3$ como punto de partida para el análisis. Los resultados de la producción acumulada de aceite se muestran en la Figura 4.17, donde la adsorción de NPs de SiO_2 se modeló mediante la isoterma de Langmuir en un carbonato propuesta por Monfared et al. (2015) (línea continua en color rosa), esto se hizo con el fin de obtener resultados representativos de la adsorción de NPs en medios porosos, debido a que no se cuenta con datos experimentales para una

arenisca. La variación de la isoterma se realizó modificando los parámetros a [mol/ft^3] y b [1] de la ecuación 4.5. En la Figura 4.17, la producción acumulada de aceite representada por: círculos morados, es la obtenida del ajuste histórico; la de círculos rojos, son los datos reportados por Hendraningrat (2015); la línea color verde, es la obtenida con el Caso 3; la curva discontinua naranja, es la obtenida con $\text{Adsor}=0.002$; la curva verde fosforescente discontinua, es con $a=40$, $b=20000$ y $\text{Adsor}=0.0002$; la curva rosa continua, es con $a=282.799$, $b=9468.8$ y $\text{Adsor}=0.02986010$; la curva verde claro discontinua, es con $a=110$, $b=450000$ y $\text{Adsor}=0.00244434$; la curva rosa discontinua, es con $a=90$, $b=47025$ y $\text{Adsor}=0.001914$; la curva gris discontinua, es con $a=110$, $b=57475$ y $\text{Adsor}=0.001914$; la representada por estrellas rojas, es con $a=40$, $b=20900$ y $\text{Adsor}=0.0019139$. La simulación de la producción acumulada de aceite que presento mejor ajuste con los datos experimentales reportados por Hendraningrat (2015), se obtuvo utilizando una isoterma con un valor de $a=40$ y $b=20900$ (estrellas rojas), denominado Caso 7.

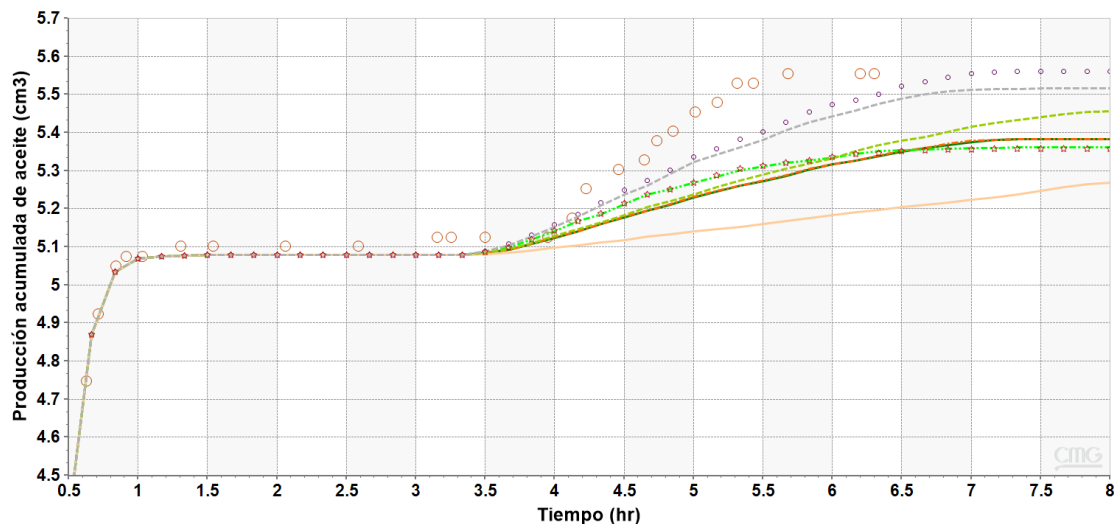


Figura 4.17 Diferentes escenarios de producción acumulada debido a variaciones en la Isoterma de Langmuir.

Para el caso 7 se ajustó el valor del número capilar en el set de interpolación 2 (DTRAP_2), ya que, al realizar otro análisis de sensibilidad, se determinó que este parámetro era el que mayor efecto tendría en la recuperación acumulada de aceite (ver Figura 4.18). Adicionalmente, con la finalidad de mejorar el ajuste a la producción acumulada de aceite reportada por Hendraningrat (2015), se evaluó la opción de considerar la adsorción de NPs como un proceso parcialmente reversible, modificando el parámetro de adsorción residual ADRT de acuerdo con lo descrito en la sección 4.3. Los resultados de esta evaluación mostraron que, bajo este escenario de simulación, no se tiene un efecto importante sobre

la producción acumulada de aceite, por lo tanto, se puede considerar como un proceso irreversible.

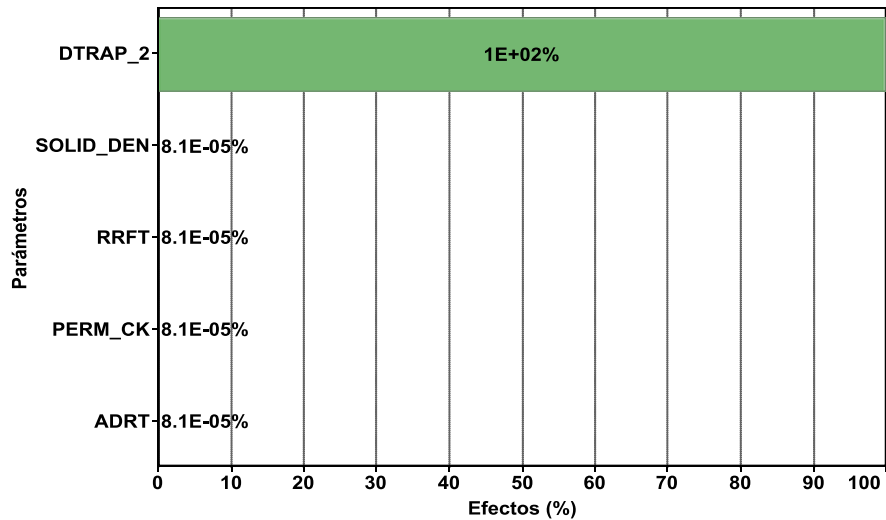


Figura 4.18 Principales parámetros que afectan la recuperación de aceite en el Caso 7.

El Caso 7 se construyó tomando en cuenta las consideraciones emitidas en esta sección. Este caso tiene una ligera mejora en el ajuste del comportamiento de la curva de producción acumulada entre las 3.3 – 5.5 horas, durante este lapso las NPs tiene un efecto significativo en la recuperación de aceite. El comportamiento de la producción acumulada de este caso (Figura 4.19) presenta un error máximo de 1.44% respecto a los obtenidos por Hendraningrat (2015). El Caso 7 se considera un mejor ajuste, debido a que a tiempos mayores a 6.2 h no presenta recuperación adicional de aceite, lo cual, concuerda con la información experimental reportada por Hendraningrat (2015).

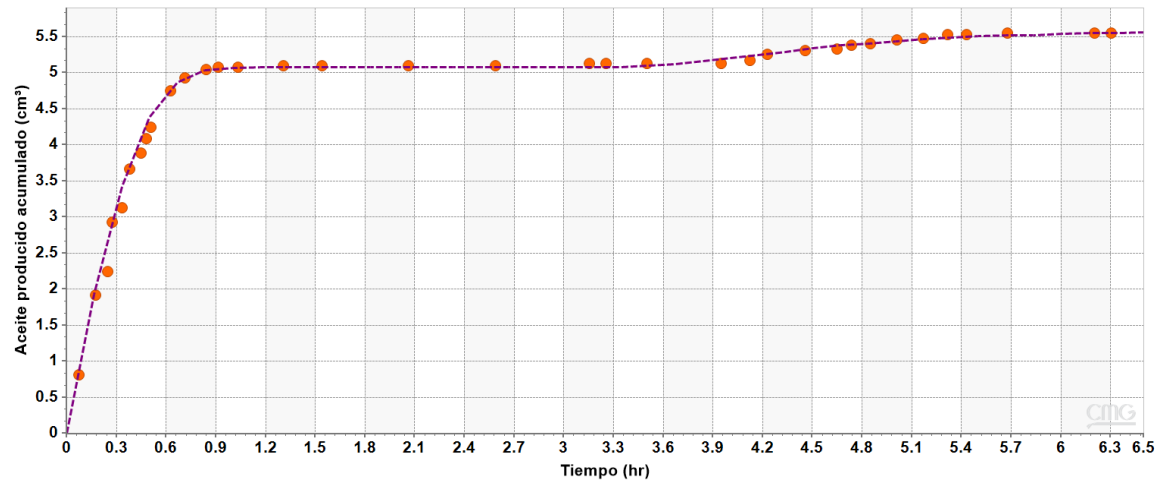


Figura 4.19 Comparativo entre las curvas de producción acumulada de Hendraningrat (2015) (círculos naranjas) y el Caso 7 (línea punteada morada) con un error del 2.19%.

Capítulo 5

Simulación de una prueba piloto para la inyección de nanopartículas

En este capítulo se presenta la simulación de la inyección de agua en un yacimiento sintético de arenisca. Esta simulación es el caso base para comparar la recuperación incremental de aceite obtenida por la simulación de inyección de nanopartículas. Además, se busca comprender el comportamiento de las diferentes propiedades del yacimiento y generar escenarios que permitan obtener las condiciones óptimas de explotación de éste.

5.1 Simulación del caso base a escala de yacimiento

En el estudio de la simulación de inyección de agua a escala de yacimiento, como método de recuperación secundaria, se utilizaron los datos de la simulación de inyección de agua en tres dimensiones propuesta por Li (2012). Este caso base a escala de yacimiento (Caso 8) servirá para comprender el comportamiento de las diferentes propiedades del yacimiento sintético. A partir de este estudio, se obtendrán resultados de los fluidos producidos y se analizará el desplazamiento del agua dentro del yacimiento.

Descripción de la Simulación de la Inyección de agua en tres dimensiones (Li, 2012)

El caso base representa la simulación del desplazamiento de aceite por medio de la inyección de agua en un yacimiento sintético horizontal y homogéneo. El yacimiento bajo estudio se consideró tridimensional, con un tamaño de 1600 *ft* en la dirección *x*, 1600 *ft* en la dirección *y* y 50 *ft* en la dirección *z*, con 8000 bloques en la malla de simulación. Adicionalmente, en el yacimiento se considera la inyección de agua incompresible a través del pozo inyector, a un gasto constante de 3500 *STB/día*, ubicado en la celda (1,40,1), mientras que los fluidos son producidos a través del pozo productor, el cual opera bajo una condición de presión de fondo constante de 2000 *psi*, ubicado en la celda (40,1,1). En relación con los pozos, se realizaron las siguientes suposiciones: Ambos pozos presentan penetración total y se encuentran disparados en todo el espesor del yacimiento (de la capa 1 a la 5 en dirección *z*), no existe daño mecánico en ninguno de los pozos e inician su

operación con fecha de simulación de 18 de julio del 2020. Los datos de las propiedades del yacimiento y fluido se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Propiedades del yacimiento y los fluidos (Li, 2012).

Propiedad	Valor
Numero de bloques de la malla en las direcciones <i>x</i> , <i>y</i> y <i>z</i>	40 × 40 × 5
Longitud [<i>ft</i>]	1600
Ancho [<i>ft</i>]	1600
Espesor [<i>ft</i>]	50
Porosidad [<i>fracción</i>]	0.2
Temperatura del yacimiento [°F]	60
Permeabilidad en la dirección- <i>x</i> [<i>md</i>]	1000
Permeabilidad en la dirección- <i>y</i> [<i>md</i>]	1000
Permeabilidad en la dirección- <i>z</i> [<i>md</i>]	100
Viscosidad del agua [<i>cp</i>]	1.0
Densidad del agua [<i>lb/ft³</i>]	62.4
Saturación inicial de agua [<i>fracción</i>]	0.2
Presión inicial del yacimiento [<i>psi</i>]	200

Se emplea la correlación de Corey para generar las curvas de permeabilidad relativa agua/aceite y gas/aceite, los parámetros se proporcionan en la Tabla 5.2. Las curvas de permeabilidad relativa para agua/aceite y aceite/gas se muestran en la Figura 5.1 y la Figura 5.2, respectivamente. Cualitativamente se puede observar que se trata de un yacimiento mojado por agua (Figura 5.1).

Tabla 5.2 Parámetros de las curvas de permeabilidad relativa (Li, 2012).

	Agua	Aceite	Gas
Punto final de la curva de permeabilidad relativa de la fase	0.5	0.9	1.0
Exponente de Corey	2.0	2.0	2.0
Saturación residual	0.2	0.1	0

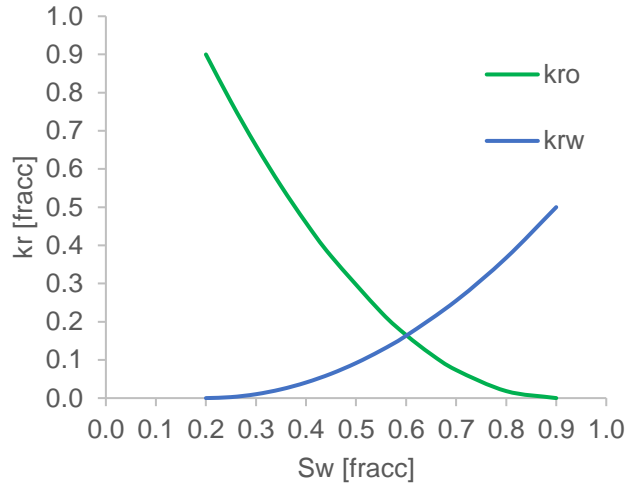


Figura 5.1 Set de curvas de permeabilidad relativa agua-aceite del yacimiento sintético (Li, 2012).

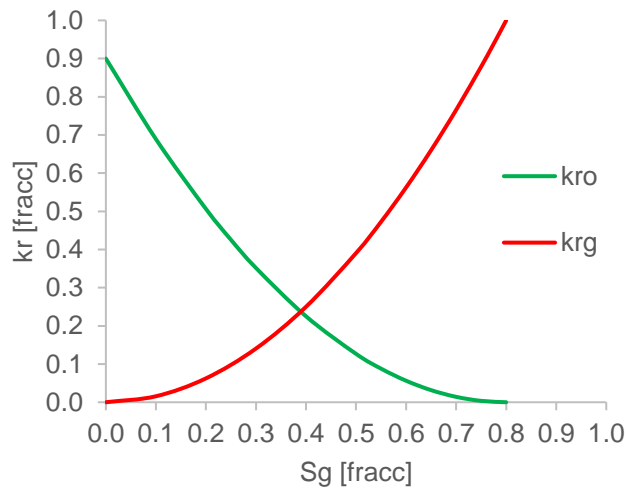


Figura 5.2 Set de curvas de permeabilidad relativa aceite-gas del yacimiento sintético (Li, 2012).

La Tabla 5.3 muestra las propiedades del hidrocarburo considerado, en este caso de estudio se utiliza el n-decano, un componente puro. La Tabla 5.4 contiene las condiciones de operación del pozo y el tiempo máximo de simulación de la inyección de agua (16.6 años).

Tabla 5.3 Propiedades del componente aceite (Li, 2012).

Componente	$P_{ci}(psi)$	$T_{ci}(R)$	$V_{ci}(ft^3/mol)$	ω_i	$MM_{ti}(lb/mol)$	$P_v @ 20^\circ C(Pa)$
$n - C_{10}H_{22}$	304.0	1111.8	12.087	0.488	142.3	135

Tabla 5.4 Condiciones de operación del pozo (Li, 2012).

Condiciones de operación del pozo	Valor
Gasto de inyección de agua [<i>STB/día</i>]	3500
Presión de fondo fluyente del pozo productor [<i>psi</i>]	200
Tiempo máximo [<i>día</i>]	6000
Fecha de inicio de la simulación	18 julio del 2020
Fecha de fin de la simulación	21 de diciembre del 2036

Resultados de la simulación propuesta (Caso 8)

Li (2012), realizó la simulación del caso base descrito previamente usando diferentes simuladores: UTCOMP, UTCOMP_IMSPAT, GPAS, GPAS_COATS y CMG, y encontró que con todos ellos se obtuvo la misma respuesta para: la presión promedio del yacimiento, el gasto de aceite y el gasto de agua. Por lo tanto, en el presente trabajo, se construyó el caso base de Li (2012) y se le llamó Caso 8. Como se puede observar en las Figuras 5.3, 5.4 y 5.5, los resultados del Caso 8 (líneas verdes punteadas) muestran un ajuste consistente con los datos repostados por Li (2012) (círculos naranjas) para la presión promedio del yacimiento, el gasto de aceite y el gasto de agua, respectivamente. Es importante mencionar que el error global, entre los resultados del caso 8 y los datos reportados por Li (2012), para las Figuras 5.3, 5.4 y 5.5, es menor al 3%. Con base en estos resultados, se considera que el Caso 8 puede simular eficientemente el proceso de desplazamiento con salmuera y se continua con el análisis de resultados.

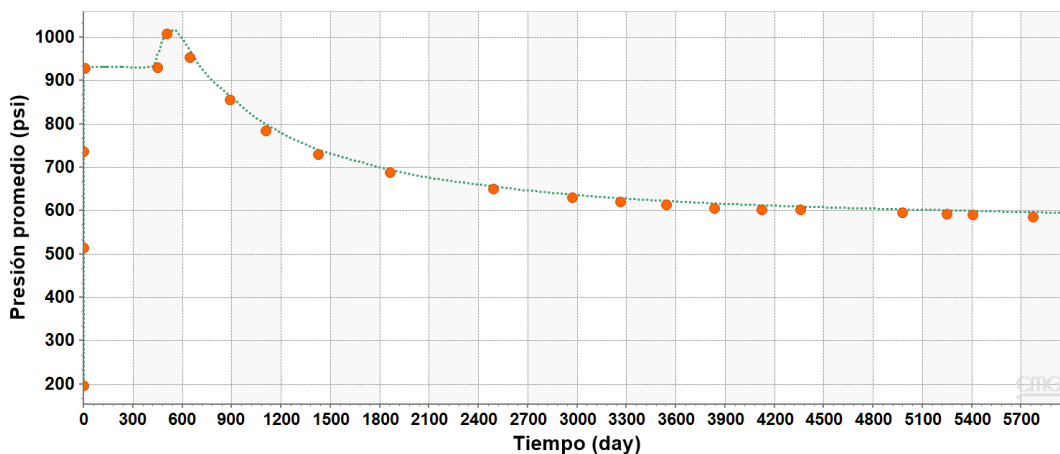


Figura 5.3 Comparación entre la presión promedio reportada por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).

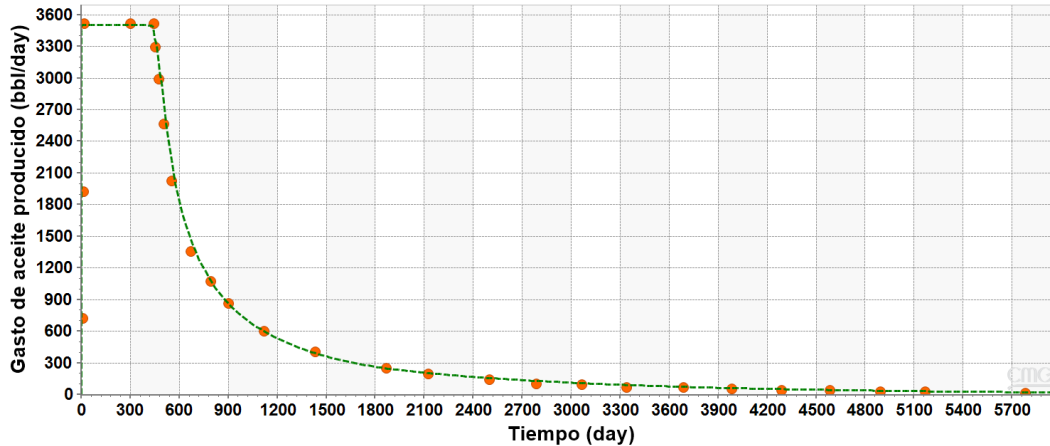


Figura 5.4 Comparación entre el gasto de aceite producido reportado por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).

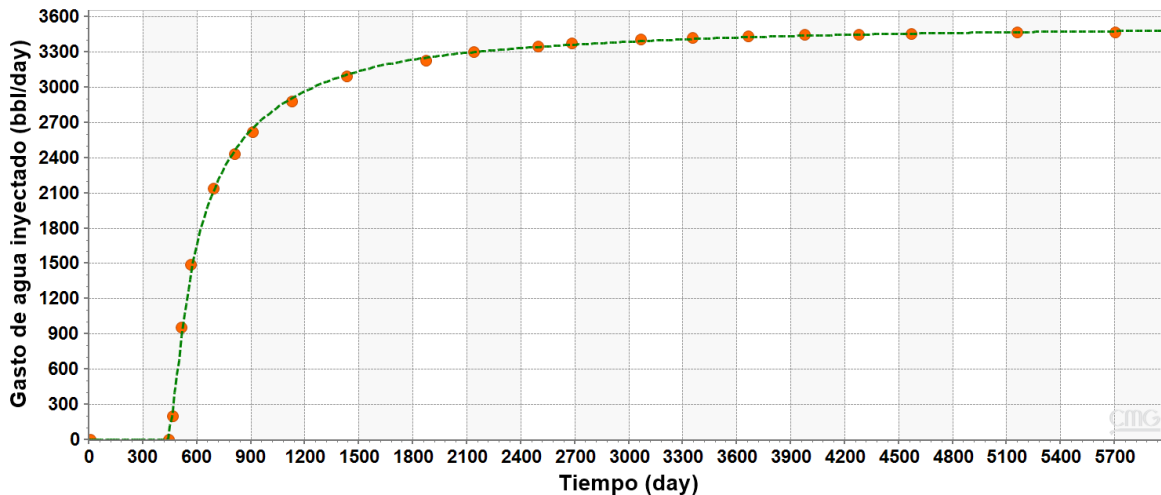


Figura 5.5 Comparación entre el gasto de producción de agua reportado por Li (2012) (puntos color naranja) y los resultados obtenidos con el Caso 8 (línea verde punteada).

Para analizar el comportamiento del yacimiento sintético, se toman en cuenta las respuestas de presión promedio del yacimiento (Figura 5.6a), producción acumulada de agua (Figura 5.6b), distribución de presiones (Figura 5.6c) y distribución de saturación de agua (Figura 5.6d), las últimas dos distribuciones se estudian sobre un plano de corte entre el pozo inyector y productor. En la Figura 5.6a, se observa que, una vez alcanzada la presión de 932.5 *psi*, ésta se mantiene constante durante los primeros 420 días (11-Sep-2021). Posteriormente, se presenta un incremento en la presión promedio del yacimiento hasta un valor máximo de 1014 *psi*. De acuerdo con la Figura 5.6b, este incremento coincide con el inicio de la producción del agua de inyección, y podría estar relacionado con un incremento de presión en la vecindad del pozo productor (Figura 5.6c). En la Figura 5.6d,

se muestra de manera cualitativa el movimiento del agua de inyección en un plano de corte entre el pozo inyector y productor para el tiempo de simulación de 420 días. Como se puede observar, la irrupción del agua en el pozo productor se presenta desde la parte baja del yacimiento, debido a efectos gravitacionales. Este comportamiento ocasiona que el agua de inyección se canalice hacia el pozo productor, haciendo que el barrido del aceite sea poco eficiente. Por tal motivo, después de alcanzar el punto máximo de presión (Figura 5.6a), el yacimiento comienza a despresurizarse hasta un valor constante de 595 psi, lo cual indica el aumento en la saturación de agua en el yacimiento. Cabe mencionar que no se alcanza la presión de vaporización del hidrocarburo.

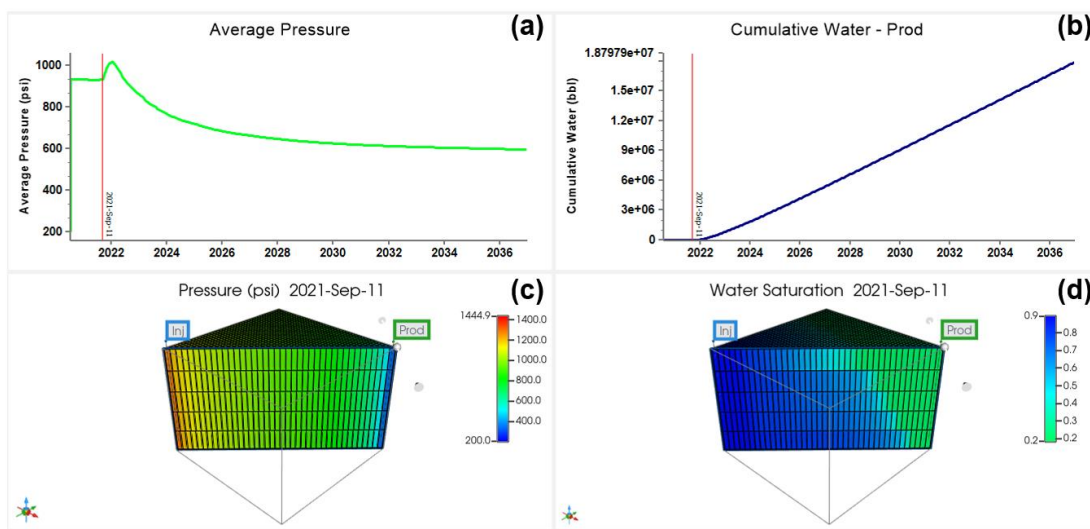


Figura 5.6 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio, (b) Producción acumulada de agua, (c) Distribución de presiones y (d) Saturación de agua en un plano de corte entre los pozos.

En la Figura 5.7a – 5.7d, se muestran las respuestas de los gastos de producción de aceite y agua, así como la saturación de aceite y agua en el yacimiento, las dos distribuciones de saturación se estudian sobre un plano de corte entre el pozo inyector y productor para el tiempo de simulación de 420 días (11-Sep-2021). En la Figura 5.7a, se observa que el gasto de producción de aceite se mantiene constante e igual a 3500 *STB/dia* durante los primeros 420 días del proceso de inyección de agua, mientras que en el mismo periodo, el gasto de producción de agua es nulo, tal como se muestra en la Figura 5.7b. Este comportamiento también se observa cualitativamente en la Figura 5.7c, ya que el agua no ha alcanzado el pozo productor al tiempo de simulación de 420 días. En consecuencia, el gasto de aceite producido es igual al ritmo de inyección de agua. Como se puede ver en la Figura 5.7a, después del periodo de gasto de producción constante de aceite, inicia la etapa

de declinación de éste, ocasionado por la irrupción de agua en el pozo productor. A partir de este momento, el gasto de producción de agua comienza a incrementar, tal como se observa en la Figura 5.7b. En la Figura 5.7d, se muestra que el incremento rápido en el gasto de producción de agua se debe a la canalización del agua de inyección hacia el pozo productor. Este comportamiento ocasiona que el barrido del aceite sea poco eficiente, sin embargo, en las Figuras 5.7a y 5.7b, se advierte que el gasto de producción de aceite sigue siendo importante hasta el año 2025.

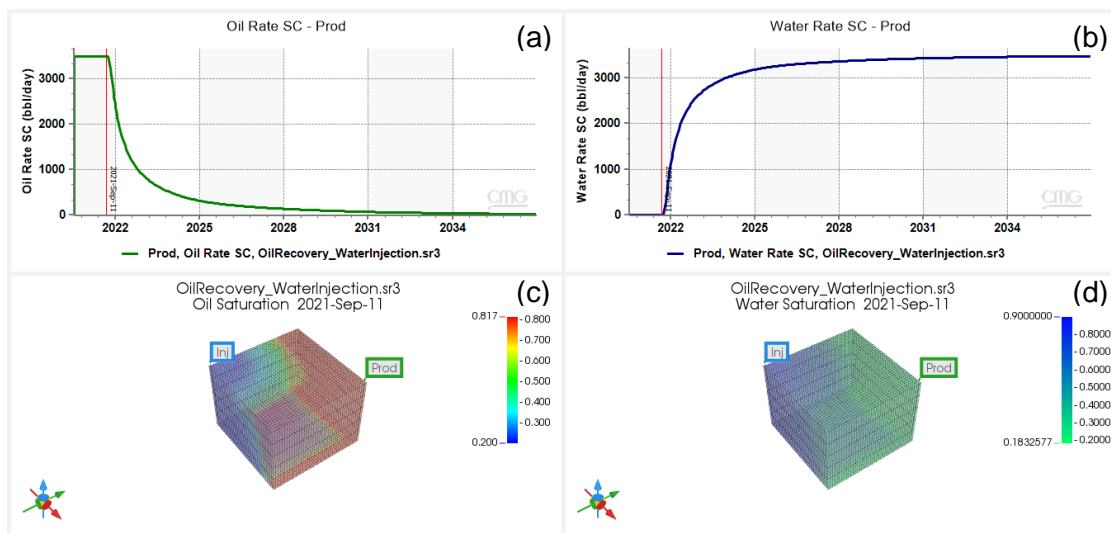


Figura 5.7 Respuestas del yacimiento: (a) Gasto de producción de aceite, (b) Gasto de producción de agua, (c) Saturación de aceite y (d) Saturación de agua en el yacimiento.

En la Figura 5.8 se muestra el factor de recuperación de aceite a través del tiempo, donde es posible identificar, que se obtiene una recuperación del 82.8% del aceite original *in-situ* cuando se han inyectado 3 VP de agua, equivalente a 3920 días (12-Abr-2031). Después de inyectar agua por 2080 días más (21-Dic-2036), se incrementa la producción 2.11%. Por lo cual, en un caso de campo es necesario realizar estudios económicos para definir hasta qué punto será conveniente mantener este proceso, o aplicar algún método de EOR.

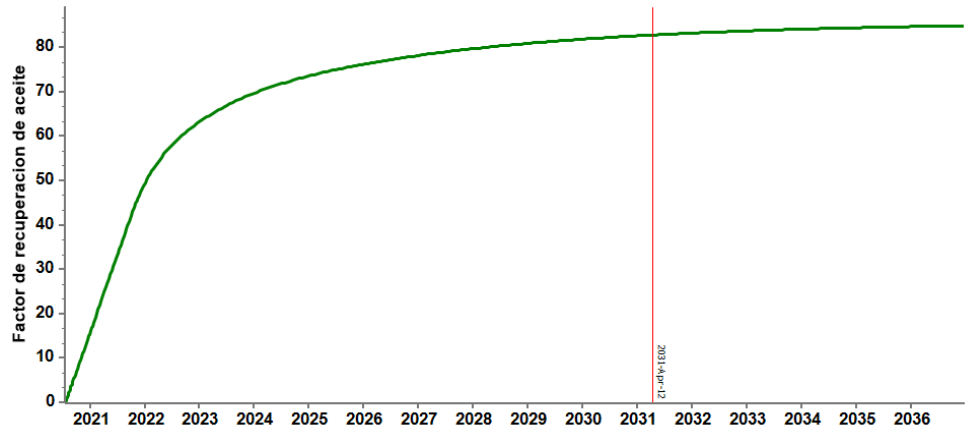


Figura 5.8 Factor de recuperación de aceite del caso 8.

Al inyectar nanofluido como método de EOR en el yacimiento del caso 8, se presentará el cambio de mojabilidad por efecto de las NPS, el cual es capturado en el simulador STARS, mediante la interpolación de dos juegos de curvas de permeabilidad relativa. El primero de estos corresponde a las curvas de permeabilidad relativa originales del yacimiento por desplazamiento con salmuera (Fig. 5.1), y el segundo es el correspondiente al desplazamiento por nanofluido (Fig. 5.9). Dicha interpolación se realiza en función del número capilar, ya que, cada juego de curvas está asociado con un número capilar. Es decir, si el número capilar es menor o igual que el asociado al primer juego, entonces las permeabilidades relativas que gobiernan el flujo de fluidos dentro del medio poroso, serán las correspondientes al desplazamiento por salmuera. Por otro lado, si el número capilar es mayor o igual a al número capilar asignado al segundo juego, entonces las permeabilidades relativas corresponderán al desplazamiento por nanofluido. Y finalmente, si el número capilar se encuentra entre los dos valores extremos de interpolación, las curvas de permeabilidad relativa se determinan por interpolación. En consecuencia, durante esta etapa de simulación, es relevante determinar el valor del número capilar asociado al desplazamiento por salmuera en el yacimiento, ya que, en presencia de nanofluido, para valores superiores a dicho número, se estará capturando el efecto de EOR por NPs.

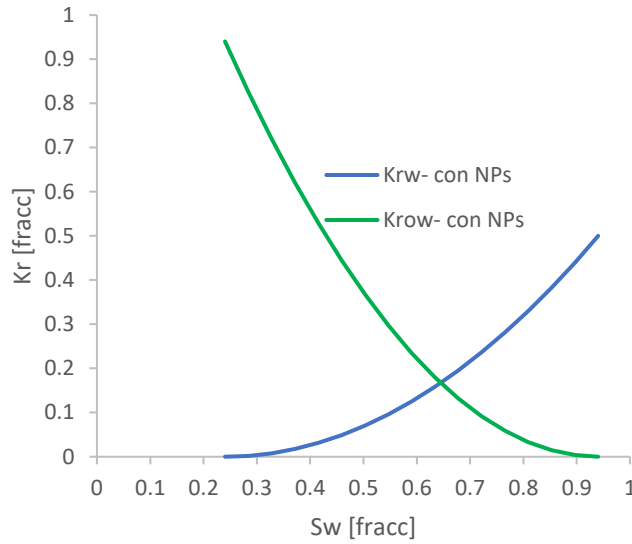


Figura 5.9 Set de curvas de permeabilidad relativa nanofluido-aceite del yacimiento sintético (Li, 2012).

Para determinar el número capilar por desplazamiento por salmuera, se sabe que el N_{ca} varía de una celda a otra, por lo tanto, dicha variación se analizó mediante trayectorias específicas, a fin de establecer un valor promedio para el desplazamiento con agua. Las trayectorias elegidas se muestran en la Figura 5.10, donde: la trayectoria uno va de la cima a la base del yacimiento, en las celdas ubicadas en la arista lateral posterior (sin pozo), la trayectoria dos va de la celda del vértice superior donde se encuentra el pozo productor, al vértice superior anterior del yacimiento, y las trayectorias tres, cuatro y cinco, son transversales y cortan a los pozos inyector y productor en las capas uno, tres y cinco, respectivamente.

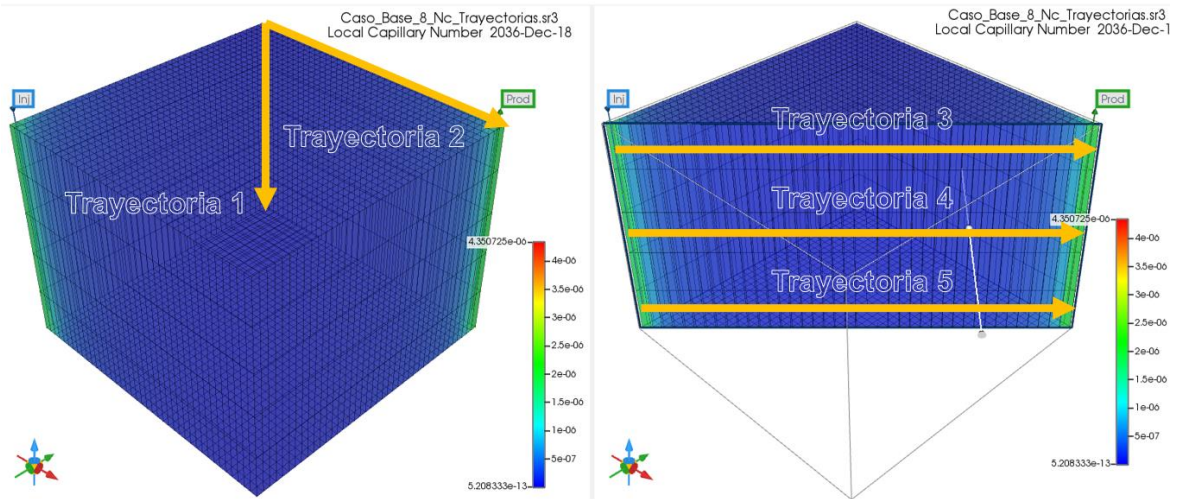


Figura 5.10 Trayectorias para el análisis del N_{ca} : Trayectoria 1 $\{1, 1, 1\}$ a $\{40, 40, 1\}$, Trayectoria 2 $\{1, 1, 1\}$ a $\{40, 1, 1\}$, Trayectoria 3 $\{1, 40, 1\}$ a $\{40, 1, 1\}$, Trayectoria 4 $\{1, 40, 3\}$ a $\{40, 1, 3\}$ y Trayectoria 5 $\{1, 40, 5\}$ a $\{40, 1, 5\}$.

En la Figura 5.11 se muestra la variación del N_{ca} por desplazamiento con salmuera a lo largo de las trayectorias previamente descritas, para el tiempo final de la simulación 6000 días (21-dic-2036). El número capilar para la trayectoria uno se muestra en la línea discontinua color rosa, para la trayectoria dos en color morado, para la trayectoria tres en color verde, para la trayectoria cuatro en círculos color naranja y para la trayectoria cinco en triángulos color azul. Como se puede observar en la Figura 5.11, los valores de N_{ca} más altos (1.8×10^{-6}) por desplazamiento con salmuera, se alcanzan en el punto de inyección y producción, mientras que en el centro del yacimiento se tienen los valores más bajos (0.7×10^{-7}).

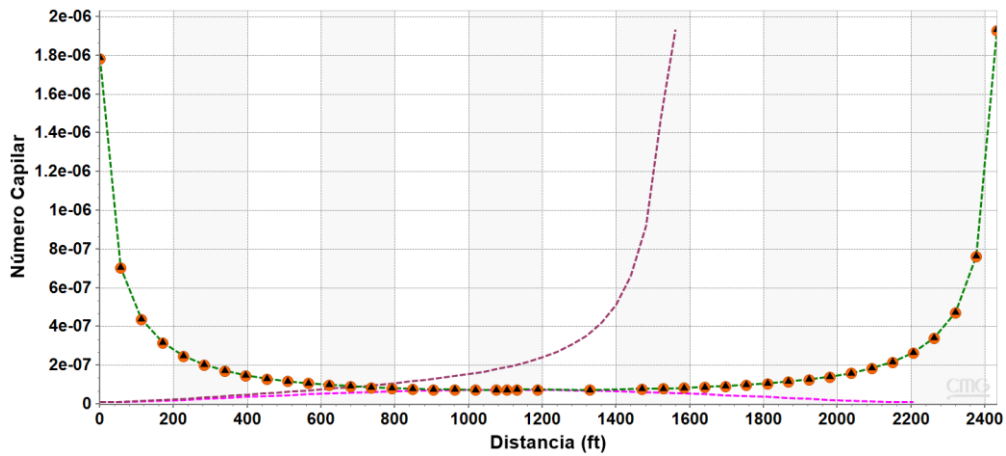


Figura 5.11 N_{ca} del Caso Base 8 en diferentes trayectorias al final del tiempo de simulación de 6000 días.

5.2 Simulación de la inyección de nanopartículas en un yacimiento de arenisca

El siguiente paso en el diseño de la prueba piloto fue implementar la inyección de NPs en el yacimiento sintético de arenisca. En consecuencia, los parámetros obtenidos de los modelos de inyección en núcleos se transfieren al modelo a escala del yacimiento para investigar el efecto de la inyección de NPs. El presente estudio tiene por objetivo evaluar alternativas para la explotación del yacimiento sintético, esto se realizará mediante el análisis del comportamiento del gasto de producción de aceite, el gasto de producción de agua, la presión promedio del yacimiento, el número capilar y el factor de recuperación obtenidos de la recuperación secundaria y la inyección de NPs como método de EOR.

Modelo de Simulación de Inyección de Nanopartículas como método de EOR

Hendraningrat (2015) realizó experimentos de desplazamiento de aceite en núcleos de areniscas, mediante inyección de agua y posteriormente mediante inyección de NPs. Algunos de sus resultados incluyen las condiciones finales de saturación de agua y aceite residual, tanto para el desplazamiento con agua como con nanofluido. Estos datos se utilizaron previamente en las secciones 4.2 y 4.3 para representar los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa por desplazamiento por agua (Figura 4.4) y por nanofluido (Figura 4.6), respectivamente. Dado que no se cuenta con información de producción de campo para inyección de NPs, se modificaron los parámetros de las curvas de permeabilidad relativa originales del yacimiento sintético para inyectar NPs junto con agua como vehículo de inyección. Para lograr lo anterior, se utilizó la reducción de aceite irreducible igual a 0.0403, la cual registró Hendraningrat (2015).

Al tomar en cuenta la reducción de aceite irreducible, se creó un juego nuevo de curvas de permeabilidad relativa. Estas curvas representan el comportamiento del fluido cuando se encuentran presentes las NPs. En la Tabla 5.5 se muestran los parámetros propuestos para las curvas de permeabilidad relativa con NPs. En la Figura 5.12 se presentan las curvas de permeabilidad relativa sin NPs (líneas azules) y con NPs (líneas verdes).

Tabla 5.5 Parámetros propuestos de las curvas de permeabilidad relativa con NPs.

C = 0.05 %peso	Agua	Aceite	Gas
Punto final de la curva de permeabilidad relativa de la fase	0.5	0.9403	1.0
Exponente de Corey	2.0	2.0	2.0
Saturación residual	0.2403	0.1	0

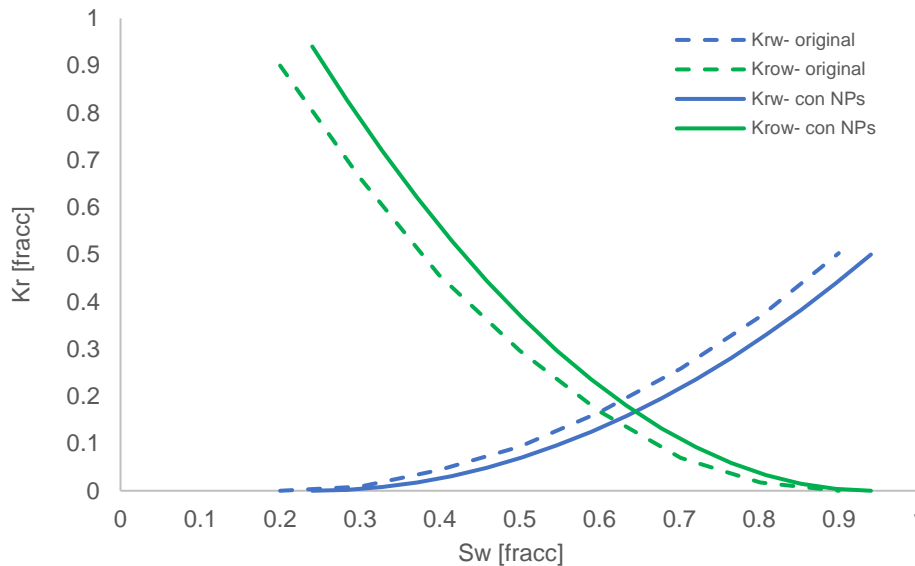


Figura 5.12 Curvas de permeabilidad relativa sin y con NPs del yacimiento sintético.

El Caso 9 se construyó tomando como base el Caso 8 e incorporando las curvas de permeabilidad relativa de la Tabla 5.5. De igual manera, se adicionó información obtenida como parámetros de ajuste del núcleo, esto es, los parámetros de la Isoterma de Langmuir $a = 40 \text{ mol}/\text{ft}^3$ y $b = 20900$ y la adsorción se definió como un proceso irreversible. Para incorporar el efecto de la caída de presión, se utiliza el factor de resistencia residual ($RRFT$) igual a 1.27, el exponente característico de la ecuación de Carman-Kozeny, $\varepsilon = 1.5$, y se definió una concentración de NPs de 2.0% peso. Además, se utilizan las propiedades del nanofluido mostradas en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Propiedades de los fluidos utilizados en la simulación de inyección de nanofluidos.

Fluidos	Densidad [g/cm^3]	Viscosidad [cp]	MM [g/mol]
Salmuera	1.022	1.0	18.01528
NPs	0.050	1.01	60.08

Resultados de la Simulación de Inyección de Nanopartícula como método de EOR

Para analizar el comportamiento del yacimiento durante la inyección de NPs del Caso 9, se analizó el tiempo de simulación de 440 días (01-oct-2021) y se consideraron las respuestas de presión promedio del yacimiento (Figura 5.13a), producción acumulada de agua (Figura 5.13b), distribución de presiones (Figura 5.13c) y distribución saturación de agua (Figura 5.13d), las dos últimas distribuciones se estudian sobre un plano de corte entre el pozo inyector y productor. En la Figura 5.13a, se observa que, al inicio de la inyección del nanofluido, la presión promedio del yacimiento incrementa rápidamente desde 200 hasta 911 *psi*. Este incremento en la presión es generado por el gasto de inyección de nanofluido de 3500 *STB/día* en el pozo inyector. Además, en esta figura se muestra que el mantenimiento de presión ocurre durante 1 mes más que en la inyección con agua. Después del mantenimiento de presión, se presenta un incremento en la presión promedio del yacimiento hasta un valor máximo de 1009 *psi*, el cual es ligeramente menor a la presión máxima alcanzada durante la inyección de agua. La reducción de la presión se debe a una mayor facilidad de flujo de aceite a través del medio poroso, ya que las NPs incrementan la mojabilidad al agua. De acuerdo con la Figura 5.13b, el incremento de presión se debe al inicio de la producción del agua de inyección a los 440 días (01-oct-2021), lo cual ocasiona un incremento de presión en la vecindad del pozo productor (Figura 5.13c) para el tiempo de simulación de 440 días. Otra observación importante de la Figura 5.13a, es que después de 1078 días (01-juli-2023) la presión incrementa paulatinamente hasta lograr un diferencial de presión promedio de 120 *psi*, con respecto al Caso 8. El incremento de presión en el yacimiento se debe a que la presión de inyección aumenta. El incremento en la presión de inyección ocurre para mantener un gasto de inyección constante, ya que la permeabilidad efectiva se reduce por adsorción o atrapamiento mecánico de las NPs, lo cual dificulta la inyectividad. Finalmente, en la Figura 5.13d, se muestra de manera cualitativa el movimiento del agua de inyección en el yacimiento, en un plano de corte entre el pozo inyector y productor, para el tiempo de simulación de 440 días (01-oct-2021). Como se observa, la irrupción del agua en el pozo productor se presenta desde la parte baja del yacimiento, al igual que en el desplazamiento con agua. La diferencia entre los frentes de avance de agua y nanofluido, radica en que existe un retraso en el avance del frente con el desplazamiento cuando se usan NPs, en consecuencia, la producción de agua se retrasa, lo cual puede deberse a diferentes motivos; por ejemplo, 1. a la densidad mayor del fluido

(nanofluido) inyectado; 2. a la adsorción de las NPs en la formación; 3. el cambio progresivo de mojabilidad durante el desplazamiento; y 4. a una mejora ligera en eficiencia de barrido.

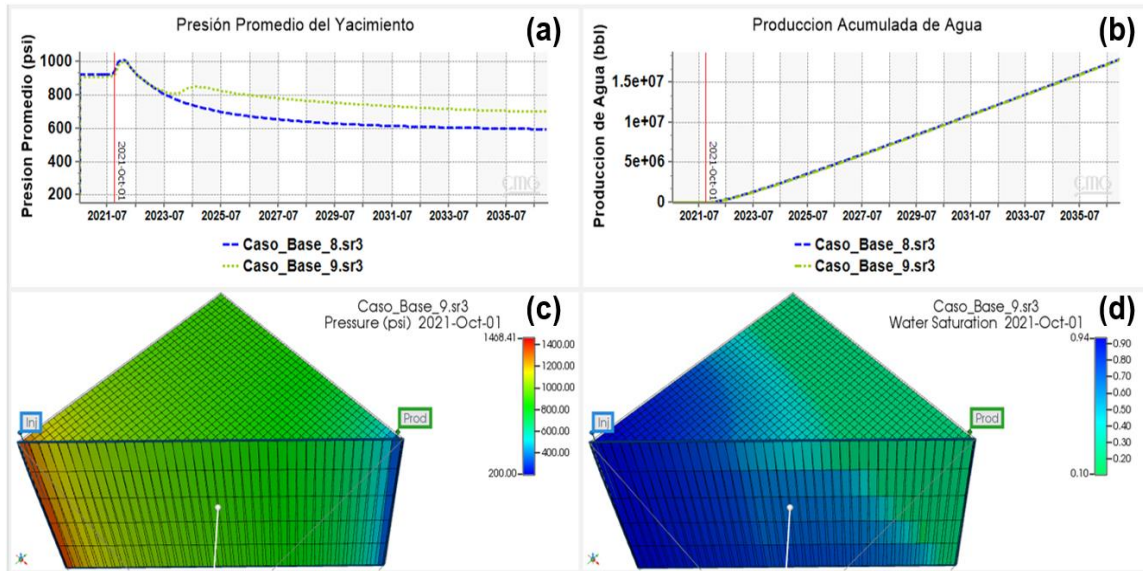


Figura 5.13 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio, (b) Producción acumulada de agua, (c) Distribución de presiones y (d) Saturación de agua en un plano de corte entre los pozos.

En la Figura 5.14, se presentan las respuestas de los gastos de producción de aceite (Figura 5.14a) y agua (Figura 5.14b), así como de la saturación de aceite (Figura 5.14c) y agua (Figura 5.14d) en el yacimiento, las dos distribuciones de saturación se estudian sobre un plano de corte entre el pozo inyector y productor para el tiempo de simulación de 2020 días (28-ene-2026). En la Figura 5.13a, se observa que la producción de aceite debido al desplazamiento con NPs (línea verde) aumenta rápidamente y alcanza su gasto máximo (3500 *STB/dia*) 20 días después del inicio de la inyección, el cual se mantiene por 15 meses. Durante estos primeros 15 meses la producción de agua es nula (ver Figura 5.14b), por lo tanto, la producción de aceite es igual al gasto de inyección de nanofluido. A continuación, la curva de producción de aceite por desplazamiento con NPs presenta una caída abrupta y se incrementa la producción de agua en el pozo productor (ver Figura 5.14b). Como resultado del desplazamiento con NPs, también se pudo observar que la producción de aceite disminuye hasta coincidir con la curva de producción por desplazamiento con agua 2020 días (28-ene-2026) después del inicio de la inyección de NPs. Después de este periodo la producción de aceite de ambos métodos de desplazamiento es análogo. En la Figura 5.14c se observa cualitativamente la saturación

de aceite del yacimiento, en la cual se muestra que el aceite remanente se encuentra en las aristas superiores contiguas al pozo productor. Este comportamiento es el esperado, debido a la forma en la que avanza el frente de desplazamiento en las capas del yacimiento, en la Figura 5.14d, se observa la saturación de agua que presenta el yacimiento para el tiempo de simulación de 2020 días (28-ene-2026).

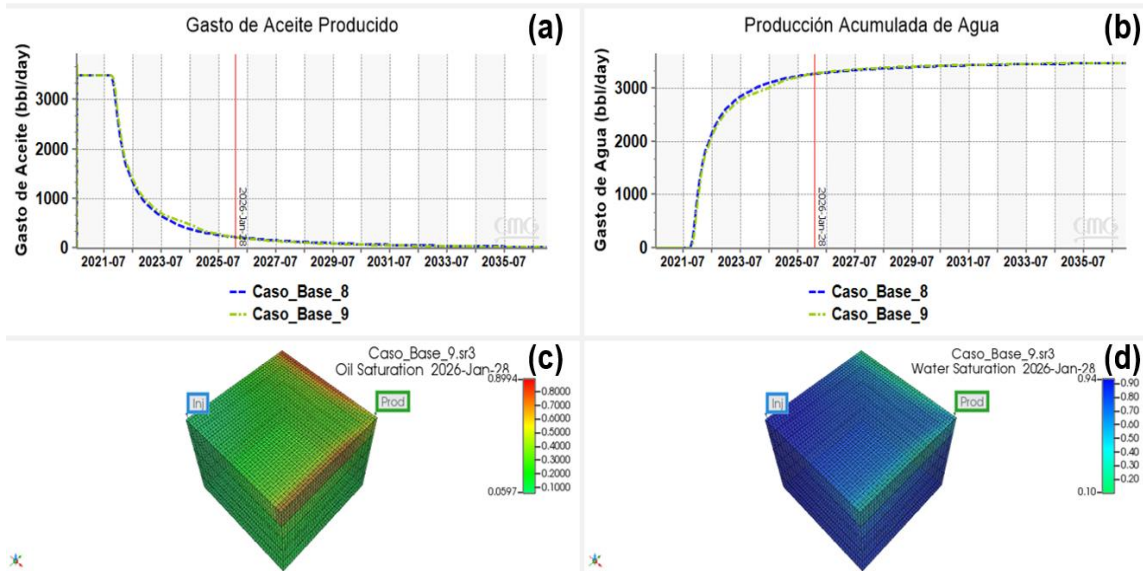


Figura 5.14 Respuestas del yacimiento: (a) Gasto de producción de aceite, (b) Gasto de producción de agua, (c) Saturación de aceite y (d) Saturación de agua en el yacimiento.

Como se analizó anteriormente, existe un tiempo a partir del cual la producción de aceite es análoga en los casos 8 y 9, esto sucede después de los 2020 días (28-ene-2026). Por este motivo, se realizó un comparativo del factor de recuperación a ese tiempo. La Figura 5.15 muestra que la recuperación incremental debido al método de EOR es de 3%, cuando se han inyectado 1.53 VP de nanofluido de NPs de SiO₂ a una concentración de 2.0% peso. La recuperación obtenida es menor a la esperada, de acuerdo con el experimento de laboratorio, por lo cual, se considera importante analizar la concentración de NPs empleada, el frente de avance del nanofluido inyectado y sus efectos sobre el yacimiento.

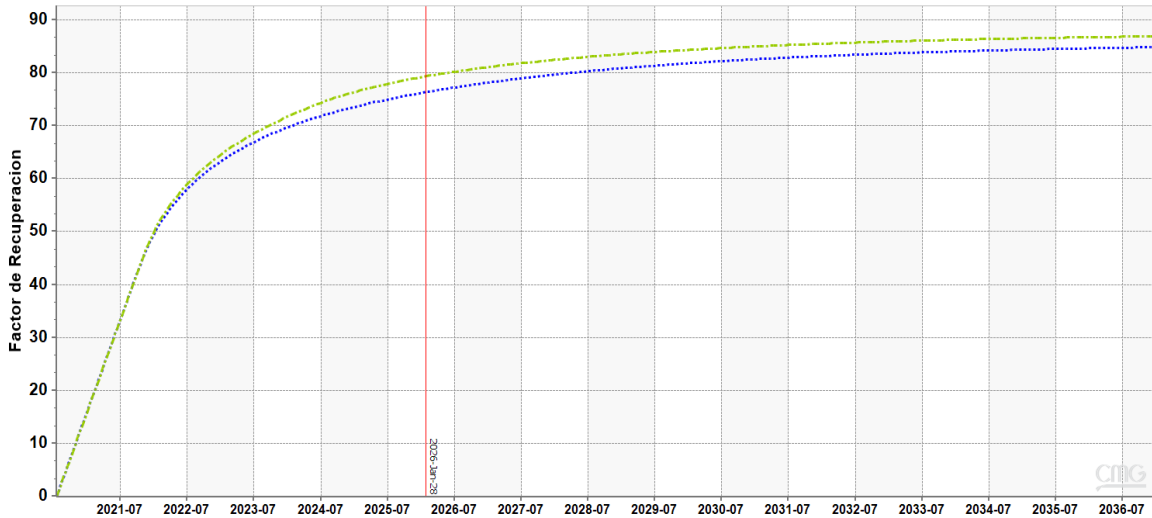


Figura 5.15 Diferencia entre el factor de recuperación de aceite obtenido mediante el desplazamiento con agua del Caso 8 (línea azul) y el desplazamiento con nanofluido del Caso 9 (línea verde).

A fin de analizar el frente de avance del nanofluido inyectado a través del tiempo, se utilizan gráficos que muestren las distribuciones de los diferentes componentes, así como su facilidad de flujo. La Figura 5.16 muestra la distribución de saturación de aceite (5.16a), fracción mol del agua *in-situ* (5.16b), fracción mol de salmuera (5.16c), fracción mol de NPs (5.16d), velocidad del fluido (5.16e) y número capilar (5.16f), todos ellos corresponden a un paso de tiempo posterior a la irrupción de agua para el tiempo de simulación de 480 días (10-nov-2021). En la Figura 5.16a se observa en la parte inferior del pozo productor un decremento de la saturación de aceite. Esto indica que en estas celdas ha existido movimiento de fluidos, es decir, el aceite ha sido producido por desplazamiento con NPs. Otra consecuencia, es que la saturación de agua y salmuera han incrementado, lo que ocasiona la canalización de agua hacia el pozo productor, ya que la saturación de agua crítica es de 0.2. La canalización del agua crea un canal de flujo preferente, lo que se traduce en una digitación del agua a través de la base del yacimiento, por lo tanto, la eficiencia de barrido del yacimiento se ve afectada negativamente. Por otro lado, existe un retraso significativo en el desplazamiento de las NPs (Figura 5.16d), al compararse con el frente de avance del fluido de inyección (Figura 5.16c), se observa que las NPs presentan un avance simétrico tanto en la base como en la cima del yacimiento. Mientras que el flujo de salmuera es mayor en la base del yacimiento que en la cima, lo que indica que la salmuera se está moviendo de forma escalonada a través de las capas (5.16c). La velocidad de los fluidos dentro del yacimiento se muestran cualitativamente en la Figura 5.16e. La

velocidad en las celdas del pozo inyector es de alrededor de 11 *ft/día* y en las celdas del pozo productor aproximadamente es de 16 *ft/día*, mientras que en la parte media del yacimiento el movimiento es prácticamente nulo. En la Figura 5.16f se observa un mayor N_{ca} en la vecindad de los pozos productor e inyector, alrededor de $2.5-4.7 \times 10^{-6}$, mientras que en la parte media del yacimiento es un orden de magnitud menor. La velocidad de los fluidos y el N_{ca} tiene el comportamiento esperado, ya que las NPs todavía no alcanzan la zona media del yacimiento y, por lo tanto, la zona es barrida por la salmuera del frente.

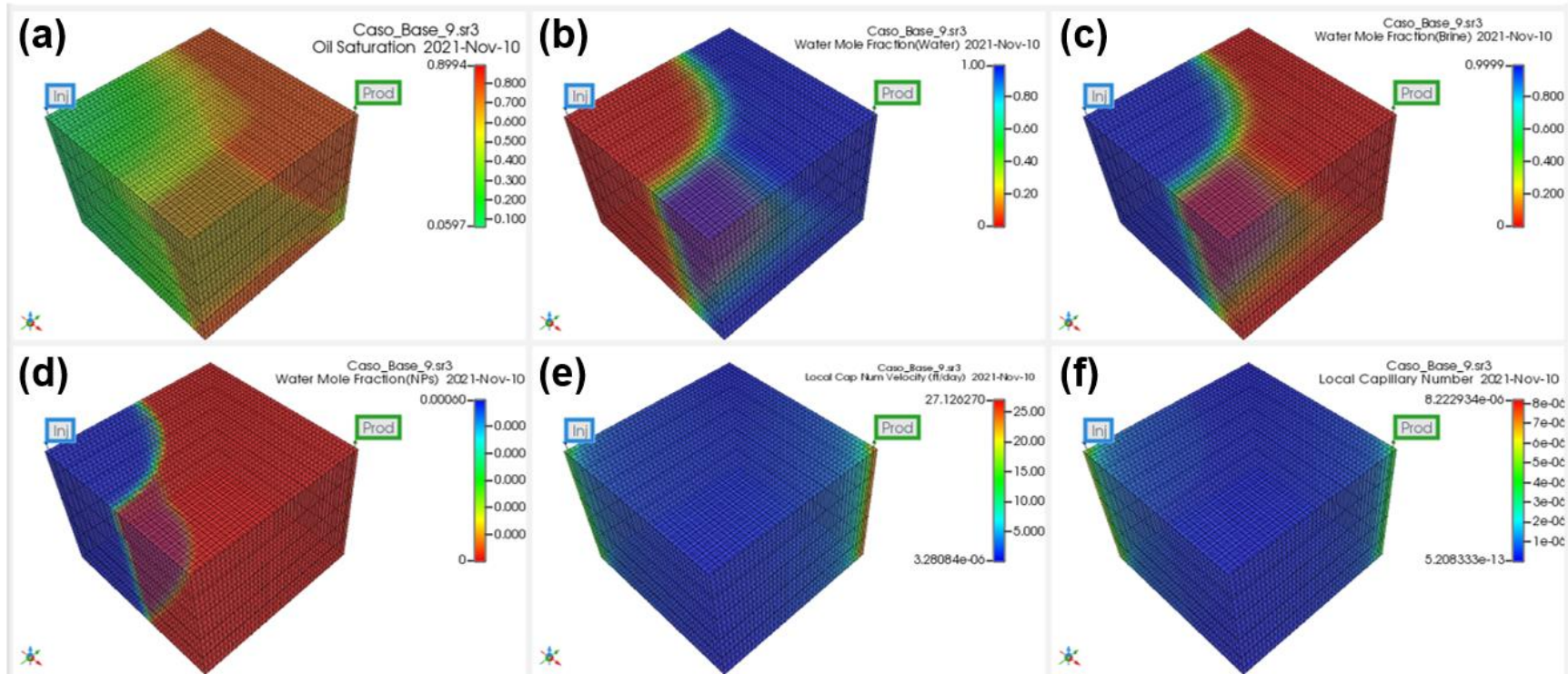


Figura 5.16 Respuestas del yacimiento a 480 días (10-nov-2021) desde el inicio de inyección de NPs: (a) Saturación de aceite, (b) Saturación de agua connata (c) Distribución de NPs, (d) Distribución de salmuera, (e) Velocidad del fluido ($ft/día$) y (f) Número capilar en el yacimiento.

En la Figura 5.17 se muestran las mismas respuestas del yacimiento que en la Figura 5.16, solo que se presentan para el día 2020 (28-ene-2026), donde los gastos de producción por desplazamiento con agua y con NPs son análogos. En este paso de tiempo se observa que, la mayor saturación de aceite se encuentra en las aristas superiores contiguas al pozo productor (Figura 5.17a) y justo esa zona muestra un deficiente desplazamiento, ya que se encuentran las saturaciones de agua connata originales (Figura 5.17b) y nula presencia de salmuera (Figura 5.17c). Por otro lado, la distribución de las NPs dentro del yacimiento (Figura 5.17d) muestra que se han canalizado las NPs desde la parte inferior del yacimiento y están a 20 días de irrumpir en la parte superior del yacimiento para la zona disparada. Esta canalización puede ser una de las causas por las cuales la producción de aceite por inyección de agua y NPs es similar. La distribución de componentes dentro del yacimiento es un indicativo de una eficiencia de barrido pobre hacia la parte final de la inyección de NPs.

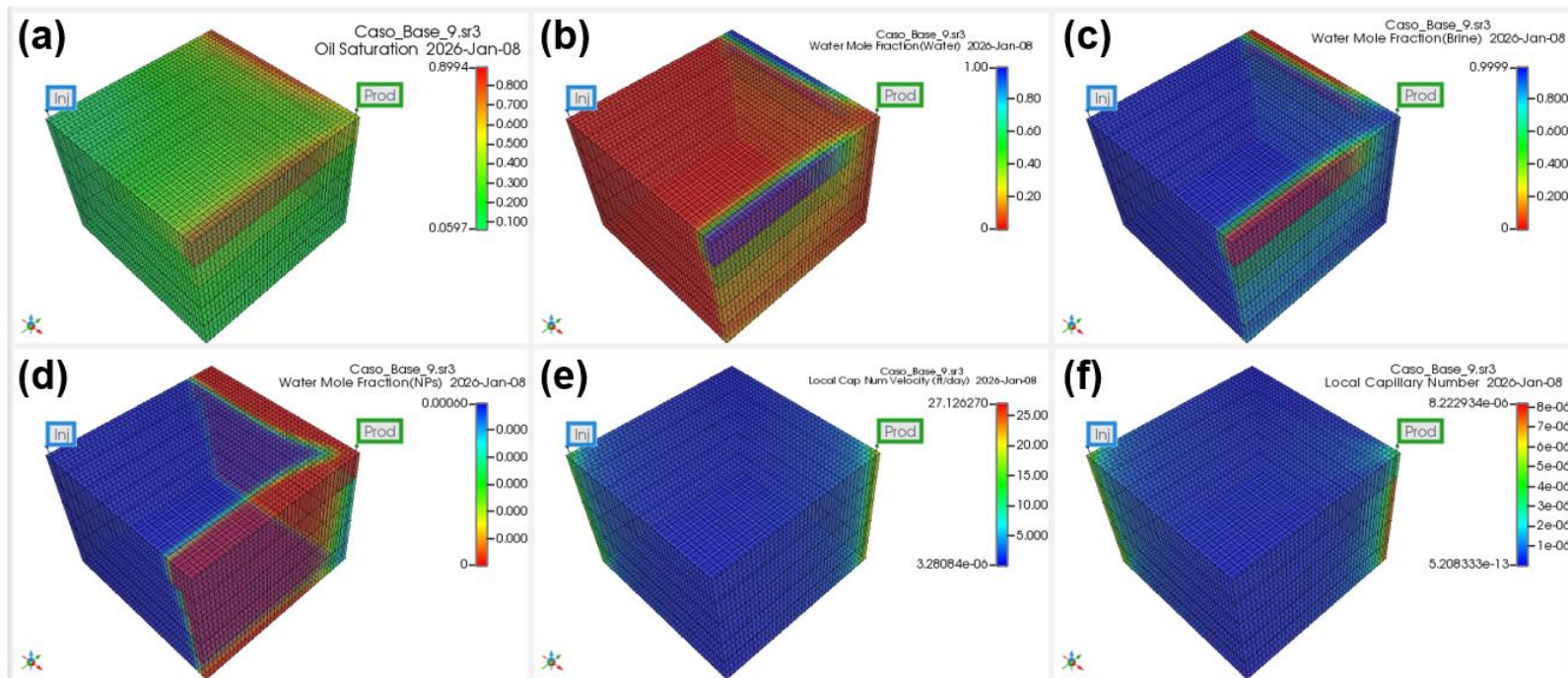


Figura 5.17 Respuestas del yacimiento a 2020 días (28-ene-2026): (a) Saturación de aceite, (b) Saturación de agua connata (c) Distribución de NPs, (d) Distribución de salmuera, (e) Velocidad del fluido ($ft/día$) y (f) Número capilar en el yacimiento.

Cabe mencionar, que la máxima recuperación incremental por efecto de las NPs es mayor a 2.9% y se obtiene hasta los 660 días, de mayo del 2025 a marzo del 2027. Por otro lado, si se inyectan 3 VP de nanofluido, es decir, 3920 días (12-abr-2031) 3920 días (12-04-2031) la recuperación máxima alcanzada es del 86.9%, lo cual representa una recuperación incremental por efecto de las NPs del 2.0%. Por lo tanto, es importante establecer un límite económico para el método de EOR.

5.3 Estudios paramétricos al modelo de inyección de nanopartículas

En un modelo numérico, el análisis de sensibilidad (SA, por sus siglas en inglés) es un método que mide cómo impacta la incertidumbre asociada a una o más variables de entrada y la que se puede generar sobre las variables de salida. Este análisis es útil porque mejora la predicción del modelo de simulación, o limita el estudio cualitativo y/o cuantitativo de la respuesta del modelo al cambiar variables de entrada, o al estudiar el fenómeno mediante el análisis de interacciones entre variables (Meloni y Dellino 2015). En otras palabras, el intervalo de valores estimado de los diferentes parámetros, pueden usarse para evaluar la "sensibilidad" de los resultados, lo cual permitirá identificar los valores que produzcan mayor impacto en la respuesta del modelo.

El análisis de sensibilidad (SA), es un paso importante en los estudios integrales de simulación de yacimientos, ya que permite identificar los parámetros geológicos y operacionales más influyentes, los cuales afectan la respuesta del flujo del yacimiento. Entre los parámetros operacionales de mayor interés en un SA se consideran: concentración de nanopartículas (ca); adsorción máxima de nanopartículas (a/b); y gasto de producción de aceite (q_o), y representa el ritmo al cual se realiza la explotación de aceite de un yacimiento. Además, se consideran como parámetros con una gran incertidumbre al: el factor de resistencia residual ($RRFT$), el cual, indica el decremento de la permeabilidad efectiva del medio poroso, debido a la retención por adsorción o atrapamiento mecánico de las NPs; y el número capilar del segundo set de curvas de permeabilidad relativa (N_{ca}), este valor indicará el grado en el que la concentración de nanopartículas contribuirá en el cambio de las curvas de permeabilidad relativa.

Análisis de Sensibilidad Local del Caso de Estudio

El Caso 9 fue sometido a un análisis de sensibilidad local, es decir, se evaluó la respuesta del yacimiento al variar los parámetros previamente descritos de manera independiente. El

análisis se realizó sobre la respuesta de la producción acumulada de aceite del yacimiento, debido a que el objetivo es maximizar la producción de aceite, y sobre la presión del yacimiento.

En el análisis de sensibilidad se consideró que a mayor concentración de NPs, mayor sería la adsorción de NPs en el medio poroso, esta propuesta se apoya en el trabajo de Zhang et al. (2015). Dichos autores observaron que la interacción entre las NPs y el medio poroso depende tanto del gasto de inyección, concentración de NPs, tipo de NPs y medio poroso. Zhang et al. (2015) realizaron pruebas de desplazamiento de NPs en núcleos de arenisca y NPs de SiO_2 , y a partir de sus resultados experimentales se construyó una función que relaciona la concentración de NPs y su adsorción en la roca. Dicha función fue integrada en el parámetro MolFrac_Brine, que es la fracción mol de salmuera inyectada al yacimiento. En la Tabla 5.7 se muestran los parámetros empleados en el análisis de sensibilidad junto con los valores empleados en el estudio.

Tabla 5.7 Parámetros del análisis de sensibilidad por inyección de NPs en el yacimiento sintético.

Parámetro	Rango de valores	
	Concentración_NPs	500 ppm
MolFrac_Brine	99.98%	99.91%
a/b (Adsor)	22.9945 mol/m ³	414.4580 mol/m ³
Inj_Rate	2500 BPD	4500 BPD
RRFT	1.1	1.5
Log (N_{ca}) (DTRAP_2)	-6.3 ($N_{ca} = 5.0118 \times 10^{-7}$)	-5.5 ($N_{ca} = 3.1622 \times 10^{-6}$)

En la Figura 5.18 se observa una gráfica de tornado, en la cual, se mide el impacto de cada una de las variables bajo estudio. La línea vertical más oscura indica el valor de la función objetivo (factor de recuperación de aceite) de interés del Caso 9. Los valores de la función objetivo para un parámetro se muestran en las barras laterales. Los valores obtenidos por cada parámetro del experimento de referencia se muestran con una flecha vertical de color negro. Si hay una relación positiva entre la función objetivo y el parámetro, el parámetro Upside (barra azul) está a la derecha del experimento de referencia, mientras que el parámetro Downside (barra roja) está a la izquierda. Por otro lado, si la relación entre la función objetivo y el parámetro es negativa, la posición de las barras se invierte; es decir, la barra azul estará a la izquierda y la barra roja a la derecha. El cambio del valor del parámetro afecta el valor de la función objetivo, y este efecto está asociado con la longitud

total de la barra. Con la descripción anterior es posible identificar que el gasto de inyección tiene un impacto positivo sobre la producción acumulada de aceite, es decir, a mayor gasto de inyección corresponderá un incremento en el factor de recuperación. La variación del gasto de inyección puede producir un factor de recuperación que va desde 85.5% hasta un 88.6% en el estudio de análisis de sensibilidad. La concentración de NPs inyectada es el complemento de la fracción mol de salmuera inyectada (MolFrac_Brine). Este parámetro muestra que a mayor concentración de NPs (menor fracción mol de salmuera inyectada) el factor de recuperación es mayor, y va desde 86.6% hasta 87.8% en el estudio. Otro parámetro que muestra un impacto positivo es el factor de resistencia residual, ya que se mejora la movilidad del aceite, al existir una reducción en la permeabilidad efectiva al agua. El factor de recuperación obtenido al variar este parámetro va de 87.2% hasta 87.8%. Por otro lado, el número capilar del segundo set de curvas de permeabilidad relativa tiene una relación negativa, ya que cuando (N_{ca}) tiende hacia un valor más positivo la recuperación de aceite se incrementa. Esto se debe a que un número más cercano a cero representará un número capilar mayor, y un número capilar mayor está relacionado con una menor saturación de aceite residual en la curva de desaturación capilar (Lake, 1989). El factor de recuperación de aceite obtenido al variar este parámetro aumenta ligeramente, del 87.5% al 87.9%.

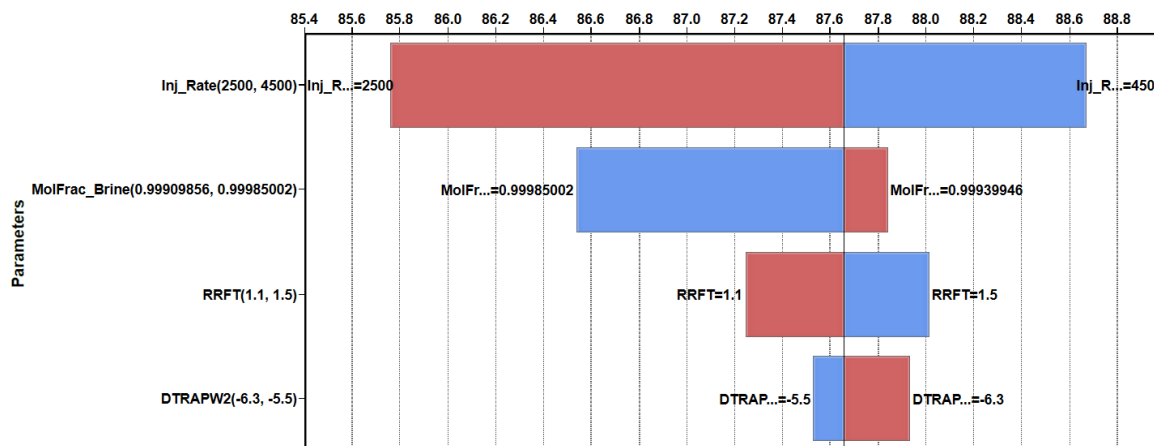


Figura 5.18 Análisis de sensibilidad local sobre la respuesta del factor de recuperación de aceite

En la Figura 5.19 se observa que los parámetros que impactan sobre un incremento de presión son el gasto de inyección, el factor de resistencia residual y la fracción mol de salmuera. Este comportamiento es el esperado, ya que el incremento en el gasto de

inyección represiona al yacimiento. El gasto de inyección provoca los cambios más importantes de presión, ya que van desde 570 a 830 psi para el rango de valores bajo estudio. El incremento en el RRFT significa una disminución de la permeabilidad efectiva al agua, por lo cual, para mantener el gasto constante se debe incrementar la presión de inyección. El incremento de presión debido a la variación del RRFT va desde 630 a 770 psi. La alta fracción mol de salmuera (MolFrac_Brine) significa bajas concentraciones de NPs, por lo cual, existe un menor aumento de presión debido a este parámetro; mientras una baja fracción mol de salmuera representa una mayor concentración de NPs, esto conduce a una reducción de la permeabilidad por adsorción o atrapamiento de NPs, en consecuencia, existirá un incremento de presión. Sin embargo, el rango de variación de la presión es reducido y va desde 680 a 700 psi. Por otro lado, tanto el número capilar como la adsorción máxima, no tiene un gran impacto sobre el incremento de presión.

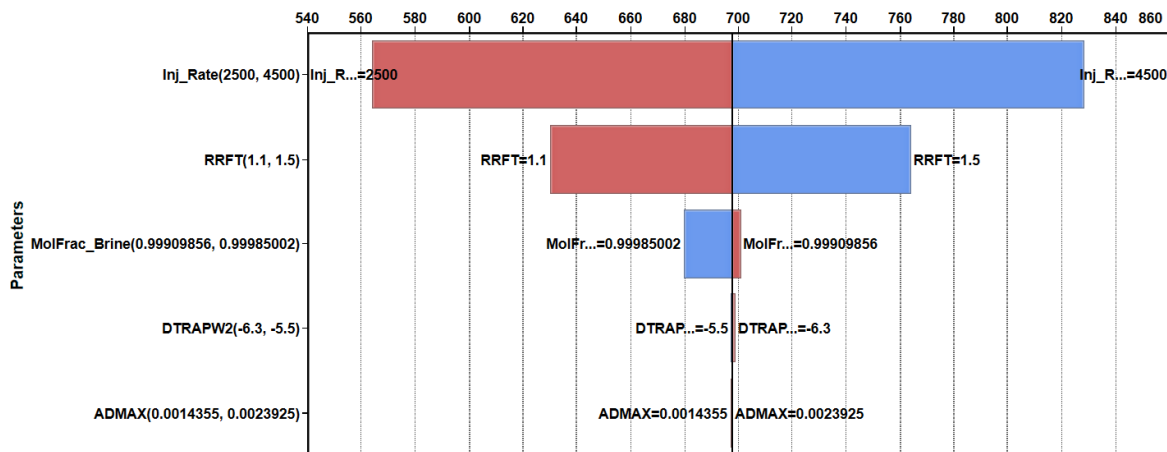


Figura 5.19 Análisis de sensibilidad local sobre la respuesta de presión del yacimiento.

Análisis de Sensibilidad Global del Caso de Estudio

El Caso 9 también fue sometido a un análisis de sensibilidad global, es decir, se evaluó la respuesta del yacimiento al variar los parámetros de la Tabla 5.7 en conjunto. El análisis se realizó sobre la respuesta del factor de recuperación, debido a que el objetivo es maximizar la producción de aceite, y también se observó la respuesta sobre el gasto de aceite producido.

En la Figura 5.20 se observa una gráfica de tornado, en la cual, se mide el impacto de parámetros independientes o bien su efecto en conjunto. La primera barra en color rojo

representa la máxima recuperación obtenida por el análisis de sensibilidad global, el cual, corresponde al 88.56%. La segunda barra en color amarillo representa la menor recuperación de aceite obtenida en este estudio y corresponde al 85.77%. Las siguientes barras indican el impacto de los diferentes parámetros incluidos en el estudio. Se observa que un gasto de inyección es el parámetro de mayor influencia sobre una mayor recuperación de aceite. Otro parámetro que incrementa la recuperación de aceite es el factor de resistencia residual. Por otro lado, altos valores del número capilar del segundo set de curvas de permeabilidad relativa repercuten en una menor recuperación de aceite. Mientras que altos valores de adsorción máxima de NPs, contribuyen a una mayor recuperación de aceite, sin embargo, su contribución es menor que la obtenida por el gasto de inyección y RRFT. Finalmente, la fracción mol repercute negativamente sobre el factor de recuperación, no obstante, su influencia es la más baja de todos los parámetros.

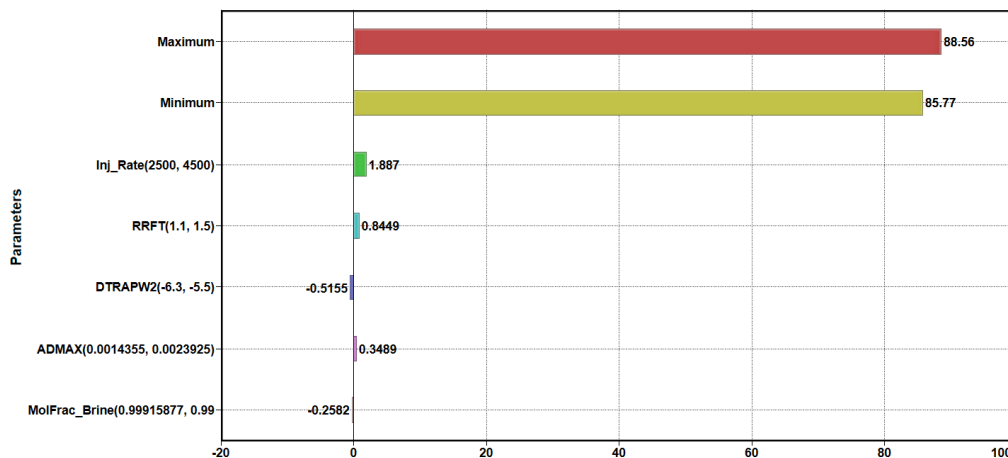


Figura 5.20 Análisis de sensibilidad global sobre el factor de recuperación de aceite.

En la Figura 5.21 se observa una gráfica de barras, la longitud de la barra está relacionada con el efecto que tiene cada parámetro sobre el gasto de producción de aceite. Los parámetros más relevantes son el gasto de inyección, el factor de resistencia residual y la fracción mol de salmuera inyectada junto con el nanofluido. Estos tres parámetros coinciden con los parámetros que influyen en mayor medida sobre la recuperación de aceite en el análisis de sensibilidad local. Además, cada uno de estos parámetros podría interactuar con otros parámetros considerados en el estudio y crear un impacto sobre el gasto de aceite, sin embargo, en este análisis el impacto por interacción entre parámetros es casi nulo.

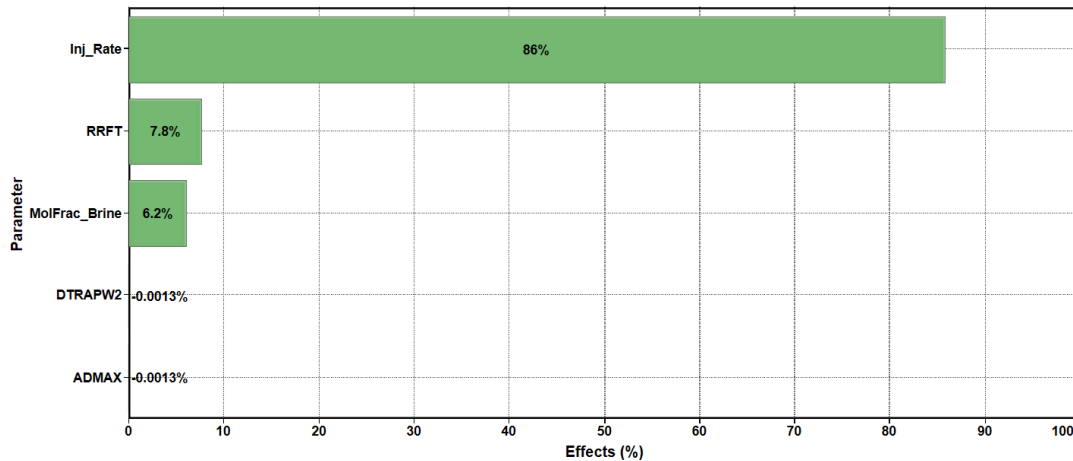


Figura 5.21 Análisis de sensibilidad global sobre la respuesta del gasto de aceite producido.

5.4 Optimización de la prueba piloto

El siguiente paso fue la optimización del modelo de simulación, es decir la propuesta de parámetros operativos que contribuyan a maximizar el factor de recuperación de aceite. El método de optimización utilizado se basa en la Metodología de la Superficie de Respuesta (RMS), cuyo concepto básico es generar conjuntos de variables de entrada que permitan predecir el comportamiento de la característica de interés y su optimización (Ghadami et al., 2015; Nóchez y Ventura, 2009). En consecuencia, se planteó una optimización que examinó la concentración de NPs, la fracción mol de salmuera inyectada, la adsorción máxima de NPs, el gasto de inyección del nanofluido, el factor de resistencia residual y el número capilar del segundo set de curvas de permeabilidad relativa. La optimización utiliza como punto de partida el Caso 9, y se analizó la inyección continua de NPs durante todo el tiempo de simulación. En este esquema de inyección se introducen al medio poroso diferentes volúmenes porosos de NPs.

En la optimización se consideró que a mayor concentración de NPs, mayor sería la adsorción de NPs en el medio poroso, esta propuesta se apoya en el trabajo de Zhang et al. (2015). Dichos autores observaron que la interacción entre las NPs y el medio poroso depende tanto del gasto de inyección, concentración de NPs, tipo de NPs y medio poroso. Zhang et al. (2015) realizaron pruebas de desplazamiento de NPs en núcleos de arenisca y NPs de SiO_2 , y a partir de sus resultados experimentales se construyó una función que relaciona la concentración de NPs y su adsorción en la roca. Dicha función fue integrada

en el parámetro de adsorción máxima de NPs en la optimización. En la Tabla 5.7 se muestra el detalle de los parámetros empleados para realizar la optimización automática por parámetros operativos.

En la Figura 5.22 se muestran las respuestas del yacimiento obtenidas durante el proceso de optimización para: (a) la presión promedio del yacimiento, (b) gasto de aceite producido, (c) gasto de agua producida y (d) producción acumulada de aceite. En cada una de las gráficas se observa un patrón de comportamiento de las respuestas del yacimiento, es decir, no se presentan comportamientos anormales que pudieran indicar un comportamiento erróneo en la predicción de resultados.

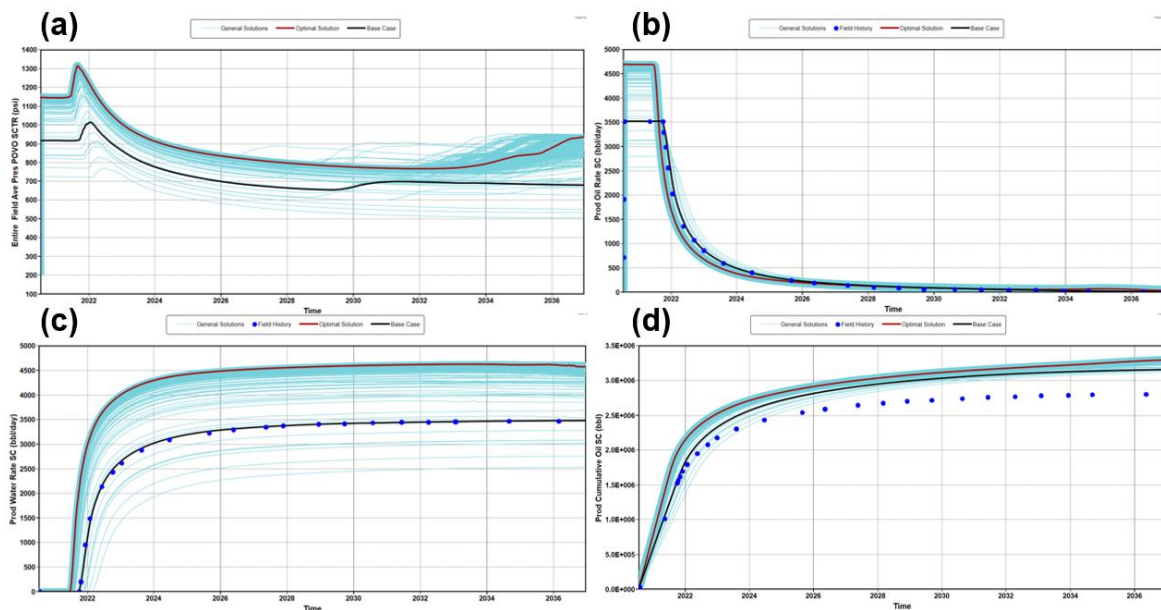


Figura 5.22 Respuestas del yacimiento: (a) Presión promedio del yacimiento, (b) Gasto de aceite producido (c) Gasto de agua producida y (d) Producción acumulada de aceite.

El factor de recuperación obtenido en este análisis de optimización se encuentra en el rango de 85.5% al 90.42% del aceite *in-situ*, en consecuencia, la recuperación incremental del caso óptimo es del 5.61%. Por otro lado, el núcleo H2, tomado como base para el estudio a escala de yacimiento, tiene una recuperación incremental del 5.32%. Por ello, se considera que se ha logrado optimizar este método de EOR bajo las condiciones del yacimiento. En la Tabla 5.8 se indican los valores de los parámetros para obtener las mayores recuperaciones de acuerdo con el estudio de optimización.

Tabla 5.8 Parámetros del análisis de optimización

Caso	a/b (Adsor)	Mol_Frac_ Brine	Concentración _ NPs (ppm)	Gasto_ Inyección	RRFT	DTRAP2	Factor_ Recuperación
Óptimo	0.017030663	0.99924906	2500	4500	1.498	-6.3	90.42
10	0.017030663	0.99924906	2500	4500	1.5	-6.3	90.41
11	0.015505662	0.99927915	2400	4480	1.5	-6.28	90.40
12	0.017030663	0.99924906	2500	4480	1.5	-6.3	90.40

Un aspecto de interés es la reducción de porosidad y permeabilidad del medio poroso debido a la adsorción y atrapamiento de NPs en el caso óptimo. La adsorción y/o retención de NPs dependen tanto de las características de las NPs, como del medio poroso y las condiciones de operación (Zhang et al., 2015; Abdelfatah et al., 2017). Por lo tanto, la reducción de porosidad y permeabilidad debido a la adsorción y atrapamiento de NPs debe ser mayor en el yacimiento que en el núcleo H2. Con la finalidad de observar de manera cualitativa el comportamiento de la permeabilidad en la dirección I, la porosidad y el número capilar se tomó el Caso Óptimo de la Tabla 5.8. Además, se tomaron los parámetros del Caso Óptimo y se generó un nuevo caso de simulación con el núcleo H2, modelado en el Capítulo 4.

En la Figura 5.23 se muestran los perfiles de la relación de permeabilidad (K/K_o) en I sobre diferentes trayectorias en el yacimiento utilizando los parámetros del Caso Óptimo. El núcleo H2 tiene una relación de permeabilidad en I de 0.38 al final del tiempo de simulación, mientras que el yacimiento muestra una relación de permeabilidad mínima de 0.37 sobre las trayectorias que van del pozo inyector al pozo productor (Trayectorias 1, 3, 4 y 5), para el final del tiempo de simulación de 6000 días (21 de diciembre del 2036). Las relaciones de permeabilidad en I en ambos medios son similares, sin embargo, Hendraningrat (2015) no proporciona información sobre la reducción de porosidad y permeabilidad debido a la inyección de NPs. A fin de analizar de manera cualitativa el comportamiento de la relación de permeabilidad de estos casos, también se examinaron los resultados obtenidos por Youssif et al. (2017). De acuerdo con sus resultados experimentales, se espera que la relación de permeabilidad se encuentre entre 0.4 y 0.6. En los casos bajo análisis la relación de permeabilidad es ligeramente menor, esto podría deberse a que en la optimización se consideró una función de adsorción máxima obtenida del trabajo experimental de Zhang et al. (2015), por lo cual, los resultados podrían diferir debido a que se consideran características de un medio poroso específico.

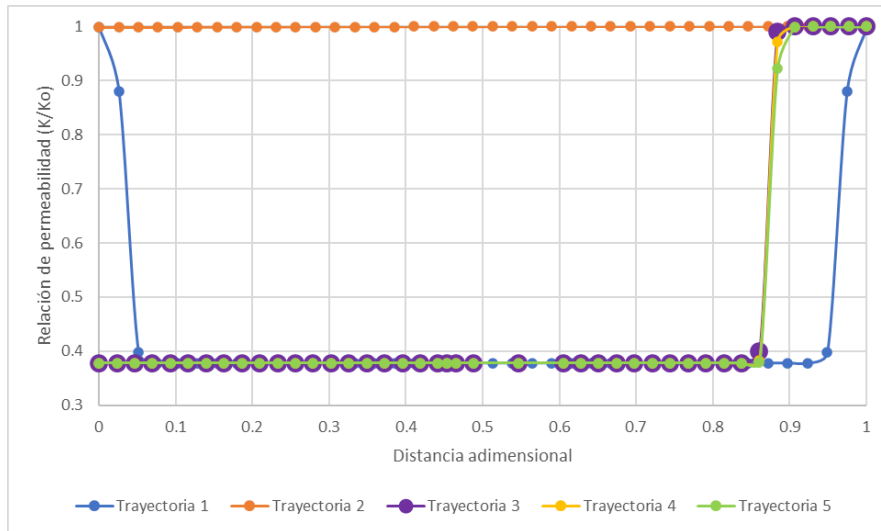


Figura 5.23 Relación de la permeabilidad en I sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.

En la Figura 5.24 se muestran los perfiles de la relación de porosidad (ϕ/ϕ_o) sobre diferentes trayectorias en el yacimiento utilizando los parámetros del Caso Óptimo. El núcleo H2 tiene una relación de porosidad de 0.65, mientras que el yacimiento muestra una relación mínima de 0.69 sobre las trayectorias que van del pozo inyector al pozo productor (Trayectorias 1, 3, 4 y 5). La relación de porosidad en ambas escalas conserva concordancia, sin embargo, al no contar con información de la literatura en el que las propiedades del medio poroso y operativas sean similares, se toma en consideración las observaciones realizadas por Ju y Fan (2006) mostradas en la Figura 3.6, donde es posible examinar que para cualquier volumen de inyección, la reducción de permeabilidad es mayor que la reducción de porosidad. En los casos analizados esta observación se cumple.

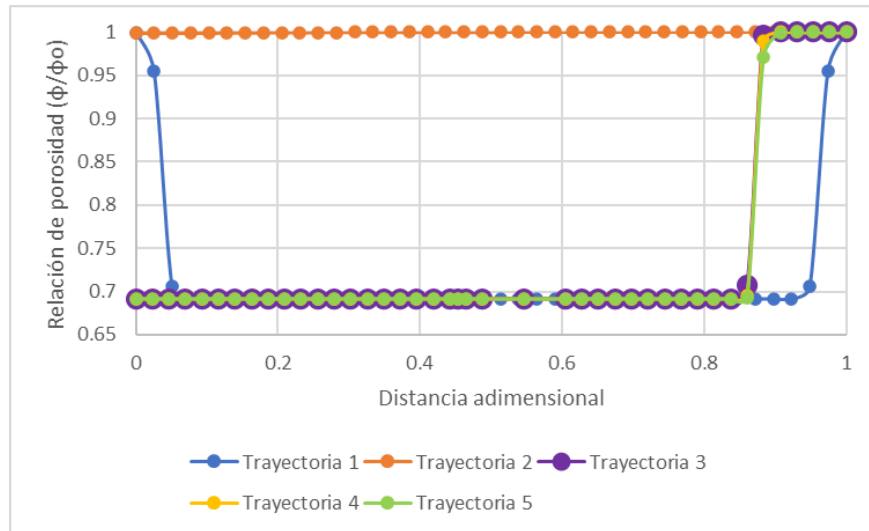


Figura 5.24 Relación de la porosidad sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.

El número capilar obtenido en el núcleo H2 es de 2.478×10^{-6} , mientras que los perfiles del número capilar para el yacimiento alcanzan valores similares en la cercanía del pozo productor (ver Figura 5.25). Cabe mencionar que el gasto del núcleo y yacimiento no se encuentran a escala, por lo cual, ésta es una de las razones por las que existe una diferencia en los números capilares alcanzados en ambas simulaciones.

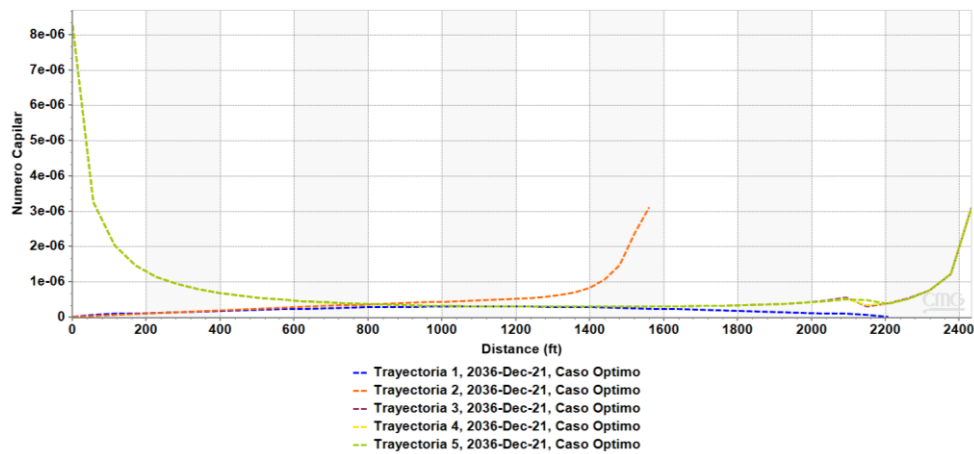


Figura 5.25 Número capilar sobre las trayectorias: Trayectoria 1 {1, 1, 1} a {40, 40, 1}, Trayectoria 2 {1, 1, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 3 {1, 40, 1} a {40, 1, 1}, Trayectoria 4 {1, 40, 3} a {40, 1, 3} y Trayectoria 5 {1, 40, 5} a {40, 1, 5}.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

- Las simulaciones que se presentan en este trabajo tanto a nivel de núcleo como de yacimiento, en los que se realizó ajuste histórico de datos de literatura, tienen buena concordancia con los resultados reportados en la literatura (error global menor al 3%).
- Los resultados del análisis de sensibilidad muestran que la recuperación de aceite está influenciada por el número capilar, la adsorción de NPs, la densidad del sólido (NPs) y el factor de resistencia a la adsorción.
- Los mecanismos que producen la mejora en la recuperación de aceite son la reducción de la tensión interfacial y el cambio de mojabilidad, el cual, incluye la presión de separación estructural.
- Por medio de las simulaciones se observó que la adsorción de NPs descrita por la isoterma de Langmuir, depende del tipo de roca, así como del tipo y tamaño de la NP inyectada.
- Los resultados de este trabajo muestran que es posible reproducir los efectos de inyección de NPs mediante STARS con una buena aproximación.
- La inyección de salmuera en el yacimiento sintético de arenisca muestra que existe una canalización en la base del yacimiento, por lo cual, la irrupción de agua en este punto ocurre antes que en la cima del yacimiento. En consecuencia, el barrido del yacimiento no es homogéneo.
- Existe un retraso entre los frentes de avance de agua y nanofluido, el cual, puede deberse a la densidad del nanofluido inyectado; a la adsorción de las NPs en el medio poroso, el cambio progresivo de mojabilidad durante el desplazamiento y a una mejora en eficiencia de barrido.
- La recuperación incremental de aceite en el yacimiento sintético de arenisca debido a la inyección de nanopartículas fue de 5.61%, al ser inyectados 3 VP. Mientras que al inyectar 3 VP a escala de núcleo la recuperación incremental fue de 5.32%. Lo que indica que se logró optimizar el método de EOR por inyección de nanopartículas.

- La aplicación de NPs como método potencial de EOR en un yacimiento actualmente productivo, puede ser de gran interés, ya que permitiría evaluar el desempeño de las NPs bajo una configuración de yacimiento real.
- Se recomienda evaluar curvas de permeabilidad relativa a diferentes concentraciones de NPs en trabajos posteriores, ya que la reducción de la saturación de aceite residual está en función de dicha concentración.
- Durante la construcción de la función que relaciona la concentración de NPs y su adsorción en la roca se observó que sería posible integrar como tercer parámetro el gasto de inyección, sin embargo, el artículo de Zhang et al. (2015), no cuenta con la información suficiente.
- La optimización muestra la tendencia a incrementar el gasto de inyección, con ello aumenta la velocidad del fluido dentro del medio poroso e incrementa el número capilar, por lo cual, se crece el factor de recuperación de aceite.
- En trabajos futuros la optimización podría considerar la inyección alternada de NPs y salmuera, por lo cual, se debe modelar un cambio permanente de mojabilidad en el medio poroso.
- En la optimización sería interesante evaluar diferentes arreglos de pozos, con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido del yacimiento.
- Es necesaria la evaluación económica de cada uno de los escenarios de simulación propuestos, a fin de determinar financieramente cuál de los casos podría ser aplicable a escala de campo.
- La investigación y simulación realizada acerca de la inyección de NPs como método potencial de EOR muestran que ésta puede ser una alternativa técnica viable para incrementar la recuperación de aceite residual.

Bibliografía

Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A. et al. 2007. Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review* Otoño del 2007: 48-67

Abdelfatah E., Pournik M., Shiau B.J.B. y Harwell J. 2017. Mathematical Modeling and Simulation of Nanoparticles transport in Heterogeneous Porous Media. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 40.1-6.

Agista M., Guo K. y 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.

Ahmed T. H. 2016. Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling. 2ed edition Cambridge, MA: Gulf Professional Publishing, an imprint of Elsevier.

Anastopoulos I., Hosseini-Bandegharai A., Fu J., Mitropoulos A. y Kyzas G. 2018. Use of nanoparticles for dye adsorption: Review, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 39:6, 836-847.

Bera, A., Mandal, A., y Guha, B. 2013. Synergistic Effect of Surfactant and Salt Mixture on Interfacial Tension Reduction between Crude Oil and Water in Enhanced Oil Recovery. *Journal of Chemical & Engineering Data*, **59** (1): 89–96. <https://doi.org/10.1021/je400850c>

Binks B.P. y Lumsdon S.O. 1999. Stability of oil-in-water emulsions stabilized by silica particles. *Phys. Chem. Chem. Phys.*

Buzea C., Pacheco II., Robbie K. 2007. Nanomaterials and nanoparticles: sources and toxicity. *Biointerphases* 2, MR17-71

Cao B., Luo X., Zhang L., Sui F., Lin H. y Lei, Y. 2017. Diagenetic Heterogeneity of Deep Sandstones and Its Relationship to Oil Emplacement: A Case Study from the Middle Jurassic Toutunhe Formation in the Fukang Sag, Central Junggar Basin (NW China). *Geofluids*, 2017, 1–23.

Carmona I. 2017. Inyección de nanopartículas de SiO₂ como método de recuperación mejorada. Tesis de licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.

Cheraghian G. 2015. Effects of nanoparticles on wettability: A review on applications of nanotechnology in the enhanced Oil recovery. *International Journal of Nano Dimension*, 6(5), 443-452.

Computer Modeling Group Technologies. STARS user guide. Version 2016.

Dandekar, A. 2013. *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*, segunda edicion. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group

Dang, C. T. Q., Chen, Z. J., Nguyen, N. T. B. et al. 2011. Development of Isotherm Polymer/Surfactant Adsorption Models in Chemical Flooding. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 20–22 September 2011. doi:10.2118/147872-ms

Das S., Choi S., Yu W., Pradeep T. 2007. *Nanofluids: Science and Technology*. New Jersey, USA. John Wiley & Sons, Inc.

Ehtesabi H., Ahadian M., Taghikhani V. y Ghazanfari H. 2014. Enhanced Heavy Oil Recovery in Sandstone Cores Using TiO₂. *Nanofluids Energy Fuels*, 28 (1).

El Sherbeny W., Al-Baddaly H., Rahal A., Said M., Hardman D. y Henry T. 2014. Nanotechnology Applications to Minimize Geo-Mechanical Related Challenges While Drilling Intercalated Sediments, Western Desert, Egypt. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. SPE-172242-MS

El-Diasty, A.I.; Ragab, A.M.S. Applications of nanotechnology in the oil & gas industry: Latest trends worldwide & future challenges in Egypt. In *North Africa Technical Conference and Exhibition*; Society of Petroleum Engineers: Cairo, Egypt, 2013.

El-hoshoudy A., Gomaa S. y Taha M. 2018. Investigating the Effect of Different Nanoparticles on the Interfacial Tension Reduction. 2. 175.

Engates K. y Shipley H. 2010. Adsorption of Pb, Cd, Cu, Zn, and Ni to titanium dioxide nanoparticles: effect of particle size, solid concentration, and exhaustion. *Environmental Science and Pollution Research*, 18(3), 386–395.

Fanchi, J. R. 2018. Rock–Fluid Interaction. *Principles of Applied Reservoir Simulation*, 81–99.

Fletcher A., y Davis J. 2010. How EOR Can be Transformed by Nanotechnology. SPE Improved Oil Recovery Symposium. SPE-129531-MS

Foster W. R. 1973. A Low-Tension Waterflooding Process. *Journal of Petroleum Technology*, 25(02), 205–210.

Giraldo J., Benjumea P., Lopera S., Cortés F. y Ruiz M. 2013. Wettability alteration of sandstone cores by alumina-based nanofluids. *Energ. Fuel.*, 27 (7): 3659-3665.

Granados J. 2020. Conferencia: Caracterización de yacimientos altamente heterogéneos: Ejemplos de yacimientos en Chicontepec.

Gruesbeck C. y Collins R. (1982) Entrainment and deposition of fine particles in porous media, *SPE J.* 22, 06, 847–856.

Hashemi S., Fazelabdolabadi B., Moradi S., Rashidi A., Shahrabadi A. y Bagherzadeh H. 2015. On the application of NiO nanoparticles to mitigate in situ asphaltene deposition in carbonate porous matrix. *Applied Nanoscience*, 6(1), 71–81.

Hendraningrat, L. 2015. Unlocking the Potential of Hydrophilic Nanoparticles as Novel Enhanced Oil Recovery Method: An Experimental Investigation. Ph.D. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.

Hendraningrat, L., Li, S., y Torsæter, O. 2013. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 111:128–138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.003>

Ibrahim Khan, Khalid Saeed, Idrees Khan 2017. Nanoparticles: Properties, applications, and toxicities.

Izgec O., Demiral B., Bertin H. y Akin, S. 2007. CO₂ Injection into Saline Carbonate Aquifer Formations II: Comparison of Numerical Simulations to Experiments. *Transport in Porous Media*, 73(1), 57–74.

Joonaki, E. y Ghanaatian, S. 2014. The Application of Nanofluids for Enhanced Oil Recovery: Effects on Interfacial Tension and Coreflooding Process. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2599–2607. <http://dx.doi.org/10.1080/10916466.2013.855228>.

Ju B., Dai S., Luan Z., Zhu T., Su X., Qiu X. 2002. A study of wettability and permeability change caused by adsorption of nanometer structured polysilicon on the surface of porous media, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

Ju B., Fan T. y Li Z. 2012 Improving water injectivity and enhancing oil recovery by wettability control using nanopowders, *J. Petrol. Sci. Eng.* 86, 206–216.

- Ju B., Fan T. y Ma M. 2006. Enhanced oil recovery by flooding with hydrophilic nanoparticles. *China Particle*; 4:41–6
- Ju B., y Fan T. 2009. Experimental study and mathematical model of nanoparticle transport in porous media. *Powder Technology*, 192(2), 195–202.
- Kamal M. S., Adewunmi A. A., Sultan, A. S., Al-Hamad M. F. y Mehmood U. 2017. Recent Advances in Nanoparticles Enhanced Oil Recovery: Rheology, Interfacial Tension, Oil Recovery, and Wettability Alteration. *Journal of Nanomaterials*, 2017, 1–15.
- Kazemzadeh, Y., Malayeri, M., Riazi M. y Parsaei R. 2015. Impact of Fe₃O₄ nanoparticles on asphaltene precipitation during CO₂ injection. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 22, 227–234.
- Khilar K. C. y Fogler H. S. 1999. *Migration of Fines in Porous Media.*, 12, 30-52. Dordrecht: Kluwer Academic Pub.
- Kimoto S., Dick W., Syedain Z., Pui D.Y.H. y Roberts D.L., Effective Density of Silica Nanoparticle Size Standards, 2014 International Aerosol Conference, Busan, Korea. Sep 2014.
- Lake L. 1989. *Enhanced Oil Recovery.* New Jersey, USA. Prentice Hall, 1989
- Linàs, M. y Sàncnes, D. 2014. Nanopàrticulas de sílice: preparaci3n y aplicaciones en biomedicina. *Afinidad: Revista de quí mica te3rica y aplicada* **71**(565): 20-31
- Mcelfresh, P., Olguin, C., and Ector, D. 2012. The Application of Nanoparticle Dispersions To Remove Paraffin and Polymer Filter Cake Damage. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 15–17 February 2012, <https://doi.org/10.2118/151848-MS>
- Milton J. R. y Kunjappu J. 2012 *Surfactants and Interfacial Phenomena.* Edici3n 4, John Wiley & Sons.
- Monfared D., Ghazanfari M.H., Jamialahmadi M. y Helalizadeh A. 2015. Adsorption of Silica Nanoparticles onto Calcite: Equilibrium, Kinetic, Thermodynamic and DLVO Analysis, *Chemical Engineering Journal*.

Morrow N. R., Cram P. J. y McCaffery F. G. 1973. Displacement Studies in Dolomite With Wettability Control by Octanoic Acid. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 13(04), 221–232.

Mostafa K., Laurent S., y Dastafkan K. 2013. Nanoadsorbents: Classification, Preparation, and Applications (with Emphasis on Aqueous Media). *Chem. Rev.*, 113 (10), pp 7728–7768

Negin C., Ali S. y Xie, Q. 2016. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery – A review. *Petroleum*, 2(4), 324–333.

Nikolov A., Kondiparty K. y Wasan D. 2010. Nanoparticle Self-Structuring in a Nanofluid Film Spreading on a Solid Surface. *Langmuir*, 26(11), 7665–7670.

Ogolo N., Iloke E., Godstime T., y Onyekonwu, M. 2017. Mobilization of Clayey Fines by Different Water Salinity Values in the Presence of Aluminium Oxide Nanoparticles. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. doi:10.2118/189125-ms

Ogolo N., Olafuyi O. y Onyekonwu M. 2012. Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, 8-11, SPE 160847.

Omosho Y. A., Falode O. A. y Ojo, T. I. 2019. Experimental Investigation of Nanoskin Formation Threshold for Nano-Enhanced Oil Recovery Nano-EOR. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition.

Onyekonwu, M. y Ogolo N. 2010. Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery. Nigeria Annual International Conference and Exhibition.

Ramos B. 2003. Estudio de la mojabilidad y ángulo de contacto en sistemas crudo/sólido/fluido. Tesis Licenciatura Química. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

Reinek, H. y Singh, I. 1973. *Depositional Sedimentary Environments: With Reference to Terrigenous Clastics*, primera edición. Verlag Berlin· Heidelberg: Springer.

Rouquerol, F., Rouquerol, J., Sing, K.S.W. et al. 2014. *Adsorption by Powders and Porous Solids Principles, Methodology and Applications*, Second Edition. San Diego, CA/ USA: Elsevier.

Salem A. M., y Hannora, A. E. 2015. A Comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery – Experimental Work. SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference.

Selley, R. 2000. *Applied Sedimentology*, segunda edicion. San Diego, California: Academic Press

Sheng J. 2010. Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Primera edición. Oxford, UK. Gulf Professional Publishing.

Subramanian K., Tubati N. y Avinash B. 2019. Nanofluids and Their Engineering Applications. CRC Press; Edición: 1

Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. 2017 Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress, *Energies* 10, 3, 345.

Syfan F. E., Holcomb D. L., Lowrey T. A., Nickerson R. L., Sam A. B., y Ahmad, Y. 2018. Enhancing Delaware Basin Stimulation Results Using Nanoparticle Dispersion Technology. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE-189876-MS

Tarbuck, E. y Lutgens, F. 2005. *Ciencias de la tierra, una introducción a la geología física*, octava edición. Ribera del Loira, Madrid: Pearson Educación.

Wang C., Liu P., Wang Y., Yuan Z. y Xu Z. 2018. Experimental Study of Key Effect Factors and Simulation on Oil Displacement Efficiency for a Novel Modified Polymer BD-HMHEC. *Scientific Reports*.

Wasan D. y Nikolov A. (2003). Spreading of nanofluids on solids. *Nature*, 423(6936), 156–159.

Wasan D., Nikolov A., y Kondiparty K. 2011. The wetting and spreading of nanofluids on solids: Role of the structural disjoining pressure. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 16(4), 344–349.

Wheaton R. 2016. Fundamentals of applied reservoir engineering: Appraisal, economics and optimization. Cambridge, MA: Gulf Professional Publishing, an imprint of Elsevier.

Yan N., Grey M. y Masliyah J. 2001. On water-in-oil emulsions stabilized by fine solids colloids. *Elsevier, Colloids and Surfaces A*, 97-107.

Youssif M., El-Maghraby R., Saleh S. y Elgibaly A. 2017. Silica nanofluid flooding for enhanced oil recovery in sandstone rocks. *Egyptian Journal of Petroleum*. 27.

Yuan B., Moghanloo R. y Zheng D. 2016. Analytical Evaluation of Nanoparticle Application To Mitigate Fines Migration in Porous Media. *SPE Journal*, 21(06), 2317–2332.

Zhang H., Nikolov A., y Wasan D. 2014. Enhanced Oil Recovery (EOR) Using Nanoparticle Dispersions: Underlying Mechanism and Imbibition Experiments. *Energy Fuels* 28, 3002–3009.

Zhang, T., Murphy M.J., Yu H., Bagaria H.G., Yoon K.Y., Neilson B.M., Bielawski C.W., Johnston K.P., Huh C. y Bryant S.L. 2015. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media. SPE-166346-PA.