



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Inyección de Nanopartículas
de SiO₂ como método EOR en
un yacimiento carbonatado
bajo un esquema *huff & puff***

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero petrolero

P R E S E N T A

Arturo Calderón Vieyra

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rodolfo Gabriel Camacho
Velázquez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



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.

Dedicatoria

A mis queridos padres, Antonio Calderón Hernández y Herminia Vieyra Gómez, por apoyarme y guiarme siempre, por brindarme su cariño, comprensión y los recursos necesarios para mis estudios y por formarme para ser la persona que soy hoy en día.

A mi hermano Antonio Calderón Vieyra, por ser mi compañero de vida, por apoyarme e impulsarme a ser mejor todos los días y por nunca dejarme solo.

A mis amigos Julio, Ismael, Mariana, Danery, Misael, Jerkan, Paul y Alejandro, por ser parte de las mejores etapas de mi vida y por estar siempre para apoyarme.

A mis compañeros de carrera por acompañarme en esta gran etapa y por impulsarme a dar lo mejor de mí.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por forjarme a lo largo de mi vida académica.

A CMG, a Víctor Salazar, Carol Fedun, Diana Mercado y todo su equipo de trabajo, por facilitarme la licencia para usar el software y poder realizar mi trabajo de simulación.

Al proyecto Sener Conacyt “Plataforma Yacimiento en miniatura para Estudios de EOR mediante Nanofluidos Inteligentes en Campos Maduros y No Convencionales de México” con número de proyecto 0280816, por brindar su apoyo para mi trabajo de tesis.

Al Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez, por confiar en mí y ser mi tutor, gracias por su valioso tiempo y por su gran disposición para ayudarme a desarrollar mi trabajo de tesis y por sus consejos y observaciones para realizar mi trabajo.

A la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, por los conocimientos que me transmitió en sus clases, por compartir su conocimiento de su trabajo experimental con nanopartículas y por sus comentarios acertados y constructivos que aportó en la revisión de este trabajo.

A el Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez, por sus comentarios constructivos en la revisión de la presente tesis y por formar parte del jurado de mi examen profesional.

A el Dr. Simón López Ramírez, por sus comentarios en la revisión del presente trabajo y por formar parte del jurado de mi examen profesional.

A el Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, por su colaboración en la revisión de este trabajo y por formar parte del jurado de mi examen profesional.

Al M.I. David Moedano Hernández, por enseñarme el uso del simulador comercial, por guiarme en el desarrollo de mi trabajo de tesis y por su paciencia y profesionalismo.

A mi compañero Daniel del grupo de simulación por el apoyo e intercambio de conocimientos para lograr desarrollar el trabajo de simulación.

Índice

Índice.....	iv
Lista de Figuras	vii
Lista de Tablas	xii
Resumen	xiv
Abstract	xv
Hipótesis y Objetivos	xvi
1 Introducción	1
2 Métodos EOR	2
3 Nanopartículas como método de EOR.....	10
3.1 Tipos de nanopartículas.....	11
3.2 Funciones de las nanopartículas y mecanismos de recuperación.....	16
4 Yacimientos carbonatados y sus problemáticas.....	22
5 Construcción del modelo estático del yacimiento del norte de México	25
5.1 Seleccionar y modelar un pozo de un yacimiento carbonatado para la simulación de inyección de NPs bajo un esquema <i>huff & puff</i>	25
5.1.1 Conversión del modelo de simulación del YNM, desde <i>GEM</i> a <i>STARS</i>	26
5.1.1.1 Creación del modelo de fluidos desde <i>GEM</i> a <i>STARS</i>	27
5.1.1.2 Creación de los tipos de roca (curvas de permeabilidad relativa)	29
5.1.1.3 Creación de los pozos	31
5.1.1.4 Control de calidad del modelo de simulación en <i>STARS</i>	32
5.2 Determinar el tiempo de inyección para la prueba <i>huff & puff</i> en el pozo inyector del YNM	33
6 Modelado de nanopartículas en <i>STARS</i>	36
6.1 Características de NPs usadas.....	36
6.2 Parámetros más importantes involucrados en la creación del componente y el modelado de NPs en <i>STARS</i>	37
6.3 Curvas de permeabilidad relativa correspondientes a la inyección de NPs.....	39
6.4 Configuración de cambios en porosidad y permeabilidad en <i>STARS</i> debido a la adsorción de NPs.....	44
7 Modelado y Simulación de la Prueba <i>huff & puff</i>	45
7.1 Configuración de prueba en <i>STARS</i>	46
7.2 Simulación y resultados de la prueba: Caso Base	46
7.3 Análisis de Sensibilidad	53
7.4 Análisis de sensibilidad local variando el tiempo de inyección	54

7.5	Análisis de resultados de la sensibilización de los tiempos de inyección	55
7.5.1	Escenario 1: Tiempo de inyección por 100 días.....	55
7.5.2	Escenario 2: Tiempo de inyección 180 días.....	59
7.5.3	Escenario 3: Tiempo de inyección de 360 días.....	62
7.5.4	Análisis de resultados de los tiempos de inyección.....	64
7.5.5	Comparación entre configuraciones tomando inyección de 58 días y 100 días	66
7.5.6	Efecto del tiempo de inyección sobre el cambio de mojabilidad.....	68
7.6	Análisis de Sensibilidad Global: parámetros involucrados en la simulación	71
7.6.1	Justificación de la sensibilización de parámetros.....	72
7.6.1.1	Gasto de Inyección de nanofluido.....	72
7.6.1.2	Adsorción máxima de nanopartículas	73
7.6.1.3	Concentración de nanopartículas a inyectar	73
7.6.1.4	Factor de resistencia residual	73
7.6.1.5	Densidad del nanofluido	74
7.6.1.6	Densidad bruta de las nanopartículas.....	74
7.6.1.7	Adsorción residual de nanopartículas	75
7.6.1.8	Isoterma de adsorción	75
7.7	Análisis de resultados.....	78
7.7.1	Escenario 4: Modificando gasto de Inyección, igualando la velocidad	78
7.7.2	Escenario 5: Cambiando el valor de adsorción máxima a 30 mol/m ³	81
7.7.3	Escenario 6: Inyección cambiando a una concentración de 5000 ppm	84
7.7.4	Escenario 7: Aumentar RRFT a 5.....	87
7.7.5	Escenario 8: Disminuir el RRFT a 1.19.....	88
7.7.6	Escenario 9: Disminuir densidad de fase acuosa.....	91
7.7.7	Escenario 10: Densidad bruta de NPs de 50 kg/m ³	93
7.7.8	Escenario 11: Densidad bruta de NPs de 2650 kg/m ³	96
7.7.9	Escenario 12: Definir una reversibilidad en la adsorción de NPs (30 mol/m ³)	98
7.7.10	Escenario 13: Nueva Isoterma de adsorción	103
7.7.11	Comparación de resultados	105
7.8	Diseño de la Prueba <i>huff & puff</i> óptima y refinamiento del bloque que contiene el pozo	106
7.8.1	Escenario 14: Combinando las mejores respuestas	106
7.8.2	Prueba <i>huff & puff</i> óptima	109

7.8.3	Refinación de bloques	114
8	Conclusiones	118
9	Referencias	122
Anexos		125
Anexo A: Comparación de parámetros entre el modelo de simulación de <i>GEM</i> y <i>STARS</i>		125
Anexo B: Isotherma de Adsorción		127
Anexo C: Gasto de inyección		132

Lista de Figuras

3.1 Taponamiento de gargantas de poro	18
3.2 Métodos de recuperación generados por las NPs.....	22
4.1 Medición de ángulo de contacto en roca carbonatada durante el proceso de inyección de 1 VP de NPs	25
5.1 Diagrama de flujo indicando el proceso de la creación del modelo estático	26
5.2 Dsistribución de la porosidad de la malla de simulación en <i>STARS</i> del YNM	27
5.3 Principales propiedades PVT del aceite del YNM, a) factor de volumen del aceite, (b) densidad del aceite, c) viscosidad del aceite. d) Relación de solubilidad.	28
5.4 Curva de permeabilidad relativa agua-aceite correspondientes al tipo de roca uno ...	30
5.5 Curva de presión capilar correspondiente al tipo de roca uno	31
5.6 Pozos y sus trayectorias del modelo del YNM en <i>STARS</i>	32
5.7 Comparativo de la producción acumulada de aceite del YNM obtenida mediante los modelos de <i>GEM</i> y <i>STARS</i>	33
5.8 Trayectorias entre el pozo inyector y sus pozos vecinos.....	34
6.1 Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1.....	42
6.2 Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 2.....	42
6.3 Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 3.....	43
6.4 Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 4.....	43
7.1 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> en el caso base	48
7.2 Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, con el caso base....	49
7.3 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	49
7.4 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	50
7.5 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	50
7.6 Perfiles de saturación de aceite entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de simulación	51
7.7 Perfiles de saturación y permeabilidades relativas entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3.....	53
7.8 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 1	55
7.9 Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, bajo el escenario 1	56
7.10 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 1	56
7.11 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 1.....	57

7.12 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 1	57
7.13 Perfiles de saturación de aceite entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de simulación para el escenario 1	58
7.14 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 2	60
7.15 Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, bajo el escenario 2	60
7.16 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2.....	61
7.17 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2.....	61
7.18 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2	62
7.19 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 3	63
7.20 Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, bajo el escenario 3	63
7.21 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 3.....	64
7.22 Producción acumulada de aceite bajo los distintos escenarios de tiempo de inyección	65
7.23 Perfiles de saturación y permeabilidad relativa entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3.....	69
7.24 Isotermas de adsorción propuestas para el modelo	78
7.25 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 4	79
7.26 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 4	79
7.27 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4.....	80
7.28 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4	80
7.29 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4.....	81
7.30 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 5	82
7.31 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 5	82
7.32 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5.....	83
7.33 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5	83

7.34 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5.....	83
7.35 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 6.....	85
7.36 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 6.....	85
7.37 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.....	86
7.38 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.....	86
7.39 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.....	86
7.40 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 7.....	87
7.41 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 7.....	88
7.42 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 8.....	89
7.43 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 8.....	89
7.44 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 8.....	90
7.45 Perfiles de presión entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3, bajo distintos escenarios, al final de la inyección del segundo bache de NPs.....	91
7.46 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 9.....	92
7.47 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 9.....	92
7.48 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 6.....	93
7.49 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 4.....	93
7.50 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 10.....	94
7.51 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 10.....	94
7.52 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.....	95
7.53 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.....	95

7.54 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.....	96
7.55 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 11	97
7.56 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 11	98
7.57 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 11.....	98
7.58 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 12	99
7.59 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 12	99
7.60 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 6, escenario 12.....	100
7.61 Perfil de adsorción de NPs a lo largo de los intervalos disparados, al final del tiempo de simulación, escenario 12.....	101
7.62 Comparación de modelos al final del segundo bache de inyección.....	101
7.63 Comparación de modelos al final del tiempo de simulación	102
7.64 Fracción volumétrica de NPs en suspensión en el nanofluido durante el tiempo de producción, escenario 12.....	102
7.65 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 13	104
7.66 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 13.....	104
7.67 Modelo del yacimiento mostrando adsorción de NPs en la capa 4.....	105
7.68 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el escenario 1 y el escenario 14	108
7.69 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 14	108
7.70 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 14.....	109
7.71 Comparación del comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> entre el caso base y la prueba óptima.....	111
7.72 Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el caso base y la prueba óptima	111
7.73 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación	112
7.74 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	113

7.75 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	113
7.76 Perfiles de saturación entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de interés.....	114
7.77 Modelo con refinación de bloques en la celda del pozo YNM-P1	114
7.78 Perfiles de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el YNM-P3	115
7.79 Comportamiento de la prueba <i>huff & puff</i> , bajo este escenario de bloques refinados	116
7.80 Modelo del yacimiento con bloques refinados., mostrando la adsorción de NPs al final del segundo bache de inyección de NPs.....	116
7.81 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación	117
7.82 Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.....	117
8.1 Producción acumulada del campo	121
8.2 Factor de recuperación de aceite del campo.....	121
B1. Isotermas de adsorción a diferentes temperaturas	128
B2. Isoterma ocupada para la simulación de inyección de NPs en el YNM Producción acumulada del campo.....	129

Lista de Tablas

3.1 Función de las NPs en la industria petrolera	11
3.2 Clasificación de NPs ocupadas como método EOR	11
3.3 Clasificación de NPs dado el mecanismo de recuperación	16
4.1 Resultados obtenidos por investigadores en experimentos relacionados con el cambio de mojabilidad en carbonatos	24
5.1 Características del yacimiento del norte de México	29
5.2 Propiedades promedio de las trayectorias entre el pozo inyector y sus pozos vecinos	35
5.3 Tiempo de inyección para la irrupción de nanofluidos en los pozos vecinos al pozo inyector	35
5.4 Radio de investigación del bache de NPs desde el pozo inyector hasta cada uno de los pozos del arreglo.....	36
6.1 Características del nanofluido usado.....	37
6.2 Parámetros de importancia para el modelado de NPs en <i>STARS</i>	39
6.3 Valores de los sets de curvas de permeabilidad de referencia	40
6.4 Valores para las curvas de permeabilidad relativa ocupadas para el YNM	41
7.1 Configuración prueba <i>huff & puff</i> para el caso base	47
7.2 Parámetros usados en la simulación del caso base	47
7.3 Valores de k_{ro} y k_{rw} en sets de permeabilidad relativa ingresados al modelo	52
7.4 Configuración de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 1.....	55
7.5 Configuración de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 2.....	59
7.6 Configuración de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 3.....	62
7.7 Comparación de resultados de la sensibilización del tiempo de inyección	66
7.8 Comparación de resultados entre el escenario 1 y el caso base	67
7.9 Valores de k_{ro} y k_{rw} en los sets de curvas de permeabilidad usados en el modelo	70
7.10 Valores originales de parámetros a sensibilizar	72
7.11 Valores de concentración y adsorbato adsorbido resultantes del cálculo de la nueva isoterma de adsorción.....	77
7.12 Configuración de la prueba <i>huff & puff</i> , escenario 4	78
7.13 Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 6 ...	84
7.14 Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 7 ...	87
7.15 Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 8 ...	88
7.16 Comparación entre escenarios de variación de RRFT	90
7.17 Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 10 .	94
7.18 Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 11 .	96

7.19	Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 12	99
7.20	Parámetros usados en la simulación de la prueba <i>huff & puff</i> bajo el escenario 13	103
7.21	Comparación de resultados de los escenarios propuestos	106
7.22	Valores de los parámetros fundamentales para la simulación de la inyección de NPs usados en el escenario 14	107
7.23	Parámetros seleccionados para la prueba <i>huff & puff</i> óptima	110
7.24	Parámetros usados para la simulación de la prueba <i>huff & puff</i>	115
A1.	Comparativo de los parámetros entre el modelo de simulación de <i>GEM</i> y el de <i>STARS</i>	125
B1.	Valores de concentración de NPs y de adsorbato adsorbido obtenidos para la isoterma propuesta, en distintas unidades	131

Resumen

En los yacimientos carbonatados, aún después de la recuperación secundaria, sólo se logra recuperar del 10 al 30% de aceite en un sitio. La implementación de nanopartículas de SiO_2 como método de recuperación mejorada tiene un impacto positivo para la producción de aceite en condiciones de baja permeabilidad y porosidad, cuando hay aceites pesados y en condición de mojabilidad inicial al aceite, esto debido a los mecanismos de recuperación que se presentan con su implementación, como lo son la alteración de mojabilidad y la reducción de la tensión interfacial. En el presente trabajo se indagó la función de las nanopartículas y se consultó bibliografía sobre experimentos con el uso de nanopartículas (NPs) como método de recuperación mejorada en núcleos con el fin de llevar a escala de yacimiento el uso de este novedoso método. Se partió de un trabajo de simulación realizado por Moedano (2022), en dónde logró reproducir el experimento de inyección de NPs en un núcleo de roca carbonatada realizado por Sepehri et al. (2019), usando el simulador comercial *STARS* de CMG. Basado en estos estudios se logró definir el componente de NPs en *STARS* tomando en cuenta los parámetros fundamentales para su correcta definición y se implementó una prueba *huff & puff* inyectando NPs de SiO_2 , tomando como caso base una inyección por 58 días, evaluando la respuesta que se tiene en la producción acumulada y los cambios resultantes en porosidad y permeabilidad debido a la adsorción de NPs. Los resultados de la prueba fueron satisfactorios, ya que se apreció un cambio en la mojabilidad en la roca, lo que indica que tienen potencial de que la recuperación de aceite aumente. Una vez analizados los resultados del caso base, se hizo un análisis de sensibilidad de ciertos parámetros involucrados en la simulación de la prueba, desde parámetros en la configuración de la prueba, como es el caso del tiempo de inyección, hasta los parámetros más importantes relacionados con las NPs, como lo son la concentración, densidad, adsorción y RRFT, por mencionar algunos. De la sensibilidad se concluyó que los parámetros con más influencia en la recuperación de aceite en yacimientos carbonatados son el factor de resistencia residual, el grado de reversibilidad de la adsorción y la densidad bruta de las NPs, además se recomienda tener definida una concentración óptima de no más de 2000 ppm.

Abstract

After secondary recovery, in carbonate reservoirs can only recovered 10 to 30% of oil in place. The use of SiO₂ nanoparticles as an enhanced oil recovery method has a positive impact for oil production, especially in low permeability and porosity conditions, in presence of heavy oils and with an initial oil-wet condition, this due to the main EOR mechanisms, such as wettability alteration and interfacial tension reduction. In this work, the function of nanoparticles was investigated, and bibliography on experiments using nanoparticles (NPs) as an EOR method in core samples was reviewed, to take the use of this novel method into a reservoir scale. It was based on a simulation work carried out by Moedano (2022), in which he successfully reproduced the NPs injection experiment in a carbonate rock sample that Sepehri et al. (2019) made, using CMG's STARS simulator. Based on the mentioned investigation, the correct definition of NPs component in STARS simulator was achieved, considering the fundamental parameters involved in its simulation, with this, it was implemented a huff and puff test, injecting SiO₂ nanoparticles, taking as base case an injection time of 58 days, evaluating the response of the cumulative oil production and the changes in porosity and permeability due to the adsorption of NPs. The results of the test were satisfactory since an alteration on wettability was observed, which indicates that NPs have the potential to increase oil recovery. Once the results of the base case were analyzed, a sensitivity analysis of certain parameters involved in the simulation of the test was carried out, this analysis involved parameters in the test configuration, such as the injection time, and the most important parameters regarding NPs behavior, such as concentration, density, adsorption, and residual retention factor, to mention a few. From the sensitivity analysis it was concluded that the parameters with most influence on oil recovery in carbonate reservoirs are the residual retention factor, the reversibility of adsorption and the bulk density of NPs, and it's also recommended an optimal concentration of no more than 2000 ppm.

Hipótesis y Objetivos

Hipótesis

Obtener un modelo de simulación a escala de yacimiento representativo de los trabajos experimentales reportados en literatura, con factores de recuperación al menos de 10%, presentando como principal mecanismo de EOR el cambio de mojabilidad, además tomando en cuenta que el yacimiento presenta un nivel alto de heterogeneidad, se espera que el daño generado a la porosidad y permeabilidad sea aproximado a los reportados en literatura.

Objetivo General

Diseño de una prueba *huff & puff* de inyección de nanopartículas de SiO₂ en un pozo de un yacimiento carbonatado del norte de México.

Objetivos Específicos

Modelar satisfactoriamente el componente de nanopartículas en el simulador comercial STARS.

Analizar el uso de nanopartículas de dióxido de silicio como método de recuperación mejorada en un yacimiento carbonatado del norte de México.

Hacer la simulación del caso base de la inyección de nanopartículas bajo un esquema *huff & puff*.

Definir rango óptimo para el tiempo de inyección de nanopartículas.

Desarrollar un análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados en la simulación de la prueba para encontrar los que tienen mayor impacto en el uso de nanopartículas como método de recuperación mejorada en yacimientos carbonatados.

Verificar el cambio de mojabilidad de la roca, de mojada por aceite a mojada por agua generado por la adsorción de nanopartículas.

Seleccionar los parámetros involucrados en la simulación de la inyección de nanopartículas que tienen el mayor impacto en la recuperación de aceite, en la adsorción de nanopartículas, permeabilidad y porosidad.

Definir una prueba *huff & puff* óptima en base a los resultados del análisis de sensibilidad.

1 Introducción

La extracción de aceite en yacimientos carbonatados ha sido un tema de gran interés para la industria, debido a que estos cuentan con al menos el 60% de reservas de aceite en el mundo. La producción de este tipo de yacimientos ha mostrado tener una alta complejidad dadas las heterogeneidades que presentan, como lo son las fracturas, vórgulos y la modificación de la red de poros gracias a los procesos diagenéticos que este tipo de rocas sufren. Dichas heterogeneidades generan que porosidad y permeabilidad en este tipo de yacimientos se alteren, además de que la roca es principalmente mojada al aceite. El principal problema es encontrar la manera de alterar la mojabilidad generando el menor daño posible a la roca. Recientemente con el avance en tecnología se han desarrollado novedosas técnicas que tienen el potencial para ser ocupadas como métodos de recuperación mejorada en todo tipo de yacimientos, un ejemplo de estas técnicas es el uso de nanopartículas (NPs).

El uso de NPs en carbonatos resulta de gran interés, las principales razones radican en la necesidad de tener un mayor control en el flujo de fluidos en estos yacimientos, una de ellas es el tamaño de las partículas siendo estas del orden de 0.1 a 100 nanómetros, lo que genera que entren con facilidad en el medio poroso, adicionalmente las NPs han probado tener la capacidad de resistir y tener estabilidad en ambientes hostiles, es decir en ambientes con presión, temperatura y salinidad elevadas.

Las NPs de SiO₂ han ganado relevancia debido a que ayudan principalmente a alterar la mojabilidad de la roca de mojada por aceite a mojada por agua, al cambiar la mojabilidad, las fuerzas capilares decrecen y la movilidad del aceite mejorará. Adicionalmente, las NPs de SiO₂ también ayudan a reducir la tensión interfacial entre el aceite en sitio y el fluido desplazante. En estudios experimentales realizados en núcleos de carbonatos el uso de NPs de SiO₂ ha probado tener resultados muy buenos en cuanto a recuperación de aceite gracias a los mecanismos ya mencionados, (Roustaei & Bagherzadeh, 2015; Amedi y Ahmadi 2016; Al-Anssari et al. 2016; Al-Anssari et al. 2018; Sepehri et al. 2019).

Además de los experimentos que se han realizado, recientemente, Sepehri et al. (2019) desarrollaron un simulador, tomando como base el modelo matemático de Ju et al. (2002), para modelar sus estudios experimentales en núcleos de carbonatos y predecir el efecto de las NPs de sílice en la EOR y en el corte de agua (Moedano, et al., 2022).

Adicionalmente Moedano (2022), usó el simulador *STARS* de CMG, para generar una simulación de la inyección de NPs presentes en una fase acuosa que valida los resultados experimentales obtenidos con la inyección de NPs en un núcleo de carbonato. No obstante, la simulación del uso de NPs es relativamente nueva, hasta la fecha no se han presentado simulaciones concretas en yacimientos y no hay un simulador disponible que logre representar todos los mecanismos que se han observado en estudios experimentales.

Gracias a los trabajos comentados anteriormente, en el presente trabajo se llevará a cabo la simulación de inyección de NPs de SiO_2 en un pozo de un yacimiento carbonatado del norte de México, bajo un esquema *huff & puff*, utilizando el simulador *STARS* de CMG, con el fin de evaluar la inyección de NPs como un método potencial de recuperación mejorada.

La prueba *huff & puff* es una prueba que se realiza de manera cíclica en un solo pozo, es similar al método de inyección de vapor cíclico (CSS, por sus siglas en inglés), la prueba consta de tres etapas, la primera es la etapa de inyección, la segunda etapa es el cierre del pozo inyector, donde se da el tiempo de remojo del fluido inyectado para generar interacción con el sistema roca-fluidos y la tercera etapa es la de la producción del pozo.

Una vez realizada la simulación del caso base, se presentará un análisis de sensibilidad de los parámetros más importantes relacionados con la prueba, como lo son el tiempo de inyección, adsorción de NPs, concentración de NPs, gasto de inyección, densidad bruta de las NPs, factor de resistencia residual, nivel de reversibilidad de la adsorción, entre otros. Con el fin de analizar cómo es que estos parámetros afectan a la recuperación en el yacimiento carbonatado y una vez analizado se presentará la prueba *huff & puff* óptima.

2 Métodos EOR

La recuperación mejorada de aceite se refiere a los métodos de recobro de aceite en donde se inyectan sustancias que alteran las propiedades originales del aceite, estas técnicas usualmente se realizan después de un proceso de recuperación primaria o recuperación secundaria, es decir que los métodos EOR suelen ser aplicados después de la producción del yacimiento con su propia energía, con los distintos mecanismos de empuje existentes, y después de la inyección de agua o gas para recuperar el aceite. Fundamentalmente la EOR es ocupada para mejorar el desplazamiento de fluidos en el yacimiento y disminuir la saturación de aceite por debajo de la saturación residual de

aceite, para mejorar el desplazamiento, los métodos EOR más populares son la inyección de químicos, vapor y polímeros miscibles.

Así mismo, la movilización del aceite residual es influenciada por dos factores, el número capilar y la relación de movilidad, la mejor forma de incrementar el número capilar es mediante la reducción de la tensión interfacial, la cual a su vez se logra ocupando surfactantes o aplicando calor al fluido (Thomas, 2008).

Los métodos de recuperación mejorada se clasifican principalmente en térmicos, químicos y procesos miscibles o solventes. Dentro de los procesos térmicos se destacan la inyección de vapor, combustión in situ y la inyección cíclica de vapor (CSS), los procesos químicos más importantes son la inyección de polímeros, álcalis, surfactantes y polímero micelar. Por su parte los procesos miscibles más usados son la inyección de CO₂, N₂ y gas enriquecido miscible.

Procesos térmicos

Los métodos térmicos son procesos que se ocupan fundamentalmente cuando el aceite a recuperar es pesado o extrapesado, ya que estos métodos generan que se eleve la temperatura del aceite en yacimiento y con ello se logra hacer más ligera la viscosidad del aceite y por lo tanto también la relación de movilidad disminuye.

Inyección de vapor: Este método presenta una inyección continua de vapor y forma una zona de vapor en el yacimiento que avanza lentamente hacia los pozos productores vecinos. El aceite se mueve dada la reducción de la viscosidad generada al entrar en contacto con el vapor. El factor de recuperación oscila entre el 50 y 60% del OIP.

Los principales mecanismos de recuperación presentados durante este proceso son la reducción de viscosidad, expansión térmica, destilación, imbibición capilar, gas en solución, generación de CO₂ y drene gravitacional. La mayoría de los mecanismos son independientes de la densidad relativa del aceite, lo cual hace que la inyección de vapor sea atractiva para yacimientos naturalmente fracturados de aceite ligero y pesado (Martínez, 2019).

Inyección cíclica de vapor (CSS): Este proceso se realiza en un solo pozo cíclicamente. Consta de tres etapas; la primera etapa es en la que se da la inyección del vapor hacia el yacimiento, la segunda etapa comienza con el cierre del pozo, para dejar un tiempo de remojo del vapor en el yacimiento y lograr que el vapor ayude a aligerar la viscosidad del

aceite presente. En la tercera etapa ya se vuelve a abrir el pozo ahora como productor, al inicio la producción se estima alta, sin embargo, esta se mantiene por poco tiempo y posteriormente la producción declina. Una vez que la declinación en producción es tal que ya no es económicamente rentable, el ciclo debe repetirse.

El factor de recuperación para este proceso se encuentra entre el 10 y 40% del OIP (Thomas, 2008).

Combustión *in situ*: En este proceso se inyecta aire en el yacimiento y el oxígeno en el aire quema una pequeña cantidad de aire, lo cual causa una producción de CO₂, vapor de agua y calor, la liberación de calor mejora las condiciones del aceite remanente para que pueda ser producido más fácilmente (Martínez, 2019).

Las temperaturas alcanzadas oscilan entre 450 y 600 °C y la mayor reducción en viscosidad del aceite se presenta cerca de la zona de combustión. Además, este proceso tiene una alta eficiencia térmica debido a que hay muy poca pérdida de calor.

El factor de recuperación se estima de un 70 a 80% del OIP (Thomas, 2008).

El lugar en el yacimiento dónde se presente la ignición, definirá que tipo de combustión se tiene, si la ignición se presenta en las cercanías del pozo inyector se tratara de una combustión hacia adelante, debido a que el frente de combustión viaja en dirección del flujo de fluidos.

Por otra parte, si se calientan los alrededores del pozo productor, la ignición tiene lugar cerca de este pozo y el frente de combustión viaja hacia el pozo inyector, en dirección opuesta del flujo de fluidos. A esto se le llama combustión reversible. (Teja, 2018)

Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD): Este método se caracteriza por tener dos pozos paralelos horizontales separados por un espesor definido, el pozo superior es el inyector de vapor, mientras que el pozo inferior es el pozo productor.

El concepto fundamental de este proceso es que el vapor inyectado transfiere calor dentro del yacimiento y el vapor se condensa en su fase líquida (Teja, 2018). Por lo anterior el mecanismo de recuperación es la disminución en viscosidad.

La inyección continua del vapor generará una cámara de vapor en las cercanías del pozo inyector, gracias a ella se da la transferencia de calor y se genera disminución en viscosidad del aceite, para que posteriormente este aceite se drene por gravedad hacia el

pozo productor. A medida que se produce el aceite la cámara de vapor irá expandiéndose vertical y lateralmente en las zonas cercanas al pozo inyector. En este proceso es muy importante tener una buena permeabilidad vertical. Adicionalmente, todos los métodos térmicos se consideran efectivos para la recuperación de aceite en la matriz en yacimientos naturalmente fracturados.

Procesos químicos

Estos métodos utilizan formulaciones químicas como fluido desplazante, el principal objetivo de estas sustancias es reducir la razón de movilidad y/o incrementar el número capilar. Los principales métodos químicos usados en la industria son los surfactantes, polímeros y álcalis. No obstante, se espera que con el avance de la tecnología emerjan novedosos métodos que mejoren la recuperación de hidrocarburos.

Polímeros: Los polímeros como las poliácridamidas y polisacáridos ayudan a mejorar la razón de movilidad, debido al aumento en la viscosidad de la fase acuosa para mejorar la eficiencia de barrido. El proceso de inyección de polímeros inicia con la inyección de la solución de polímero para formar un frente y desplazar el aceite hacia los pozos productores, posteriormente se inyecta agua o salmuera para desplazar el bache de la solución polimérica. Adicionalmente con el tiempo este método presenta degradación de polímeros y pérdida de estos al pasar por el medio poroso, esto generará un banco de agua, combinando agua de formación y la de inyección ya con poca concentración de polímeros.

Surfactantes: La inyección de surfactantes tiene como objetivo principal reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, debido a que las moléculas de surfactante se alojan en la interfase. Además, el comportamiento del surfactante depende de los grupos estructurales en las moléculas.

Los mecanismos de recuperación de aceite para este método involucran la reducción en la tensión interfacial, solubilización del aceite, emulsificación, mejora en la movilidad y el cambio de mojabilidad. (Martínez, 2019).

Al posicionarse el surfactante en la interfase entre el agua y el aceite, la parte polar de la molécula es atraída por el agua (hidrofílica) y la parte no polar es atraída por el aceite, este balance generado ayuda a disminuir la tensión generada y por ende una mejor movilización del aceite. La tensión interfacial debe mantenerse para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. (Surkale, 1990, como se citó en Martínez, 2019).

Álcalis: Este método de recuperación es de gran ayuda cuando se tiene un aceite con alta acidez por la presencia de resinas y asfaltenos. El proceso se da al inyectar una solución acuosa con químicos alcalinos hacia el yacimiento en forma de baches y el principal mecanismo de producción es la reducción en la tensión interfacial. La reducción en la tensión interfacial se da principalmente porque al entrar en contacto la solución alcalina con el aceite, se generan moléculas de surfactante en la interfase agua aceite. Adicionalmente se pueden llegar a formar emulsiones y dependiendo del tipo mejora la recuperación de aceite.

Estos químicos alcalinos también llegan a tener la capacidad de alterar la mojabilidad de la roca cuando se tiene una concentración alta, igualmente el desempeño de este método será dependiente de la concentración ocupada, por lo cual se necesita definir una concentración óptima en base al yacimiento en el que se ocupará este método.

Inyección Micelar: Las micelas se van a formar a raíz de una concentración alta de surfactantes en la fase acuosa, ya que, al tener una concentración alta, hay agregación de las moléculas y estas se unen y forman estructuras pequeñas. A la solución que contiene micelas se le llama micro emulsión.

La inyección de micelas se ha probado como un método con un desempeño exitoso en campo, más que cualquier otro método químico. El componente principal para este método es la inyección de un bache pequeño de micro emulsión (micelas), seguido de una inyección de un bache de polímeros y estos serán desplazados por la inyección de una salmuera. Este proceso implica que se obtenga una tensión interfacial muy baja y que esta se mantenga constante durante el barrido, para generar una mejor movilidad del aceite. Adicionalmente, se tiene que cuidar el nivel de salinidad presente, debido a que la solución alcalina es esencialmente una sal y al no tener un equilibrio se genera solubilización de una fase en la otra.

Métodos Miscibles

Los métodos miscibles requieren de una inyección de algún fluido que sea miscible con el aceite presente en el yacimiento, y al mezclarse con el aceite, este ya pueda tener una mejor movilización en el yacimiento y por ende se obtenga una mejor recuperación de aceite. Existen dos tipos de miscibilidad obtenida con la inyección de estos fluidos, la primera es la miscibilidad al primer contacto, donde el fluido inyectado se mezcla en su totalidad al momento en el que tiene contacto con el aceite en el yacimiento. Mientras que

la miscibilidad de múltiple contacto se da cuando no hay una miscibilidad a primer contacto y esta se alcanza cuando hay un cambio en la composición del fluido inyectado o del aceite en el yacimiento, después de haber echo contacto.

En estos procesos se forma una pequeña zona de transición, que es dónde se mezclan los fluidos, entre el banco de aceite y el fluido inyectado, al continuar con la inyección del fluido miscible, la zona de mezcla y el perfil solvente se propagan en el yacimiento. Al generar la miscibilidad, la tensión interfacial se vuelve cero por lo que el número capilar tiende a infinito, así como la razón de movilidad tiende a ser menor a uno.

Su principio de acción es por medio de disolución, vaporización, solubilización, condensación o cualquier cambio de fase que involucre al hidrocarburo (Cruces, 2015). Algunos de los fluidos miscibles ocupados para la inyección son gas licuado de petróleo, gas natural licuado, dióxido de carbono, aire, nitrógeno, el gas de combustión e hidrocarburos refinados.

La mayoría de los mecanismos de inyección es con una inyección continua del fluido miscible, sin embargo, hay un mecanismo de inyección que es por medio de baches de solvente, el cual puede ser propano o pentano, este bache es empujado por medio de metano, nitrógeno o agua. Algunas problemáticas de este método son la segregación gravitacional o canalización, lo cual disminuye el potencial de la inyección de fluidos miscibles como método de recuperación mejorada.

Los principales métodos de inyección de un fluido miscible son la inyección de CO₂, nitrógeno, gas enriquecido y gas vaporizado. A continuación, se comenta brevemente la aplicación de algunos métodos mencionados.

Inyección CO₂ o N₂ miscibles: La inyección de CO₂ es un método favorable para la recuperación debido a que tiene una presión mínima de miscibilidad baja con una amplia gama de crudos. El CO₂ extrae fracciones pesadas (C₅-C₃₀) del aceite del yacimiento y genera la miscibilidad después de tener múltiple contacto. El proceso es aplicable en aceites ligeros y medianos mayores a 30 °API y a temperaturas bajas (Thomas, 2008).

Cuando la miscibilidad del CO₂ se alcanza, el aceite comienza a hincharse y disminuye su viscosidad. Con el fin de alcanzar la miscibilidad muchas veces se debe esperar un periodo de tiempo para que el CO₂ pueda mezclarse y así reducir la viscosidad. Algunas veces se inyecta agua para empujar el banco de aceite y la zona de mezcla. (Cruces,

2015). Por otro lado, si no se alcanza la miscibilidad, aun así, el CO₂ ayuda a reducir la viscosidad y la tensión interfacial debido a su vaporización.

La inyección de CO₂ puede hacerse en formaciones de permeabilidad alta o baja, en areniscas o carbonatos.

La inyección de N₂ es similar a la inyección de CO₂ solo que en este caso el nitrógeno tiene una alta presión mínima de miscibilidad, el método es aplicable para aceites por arriba de los 30 °API y con temperaturas medias.

Un proceso variable de la inyección de CO₂ es el WAG, dónde se alterna la inyección de gases miscibles con inyección de agua. Las variables en la inyección de gases miscibles llevan a modificar infraestructura y a analizar las condiciones económicas que implica para determinar si hay viabilidad en el proyecto.

Gas enriquecido: En este método se inyecta gas natural, nitrógeno o gas combustible enriquecido con fracciones ligeras desde C₂ a C₄, cuando se alcanza presiones de entre 1160 y 1740 psi (8000-12000 kPa), estas fracciones comienzan a condensarse en el aceite y se desarrolla entonces una zona de transición. Este método tiene miscibilidad de múltiple contacto, esto indica que después de una interacción múltiple entre el gas y el aceite ya se logra la miscibilidad, una vez alcanzada, el aceite comienza a disminuir su viscosidad y por ende mejora la movilidad de este en el yacimiento hacia los pozos productores. Igualmente, para lograr la miscibilidad correcta, la implementación de este método debe ser a profundidades mayores de 6000 pies (1830 metros).

Este proceso tiene 4 limitaciones principales de acuerdo con Cruces (2015), estas son que es un proceso de baja eficiencia, si los intervalos son gruesos ocurre segregación gravitacional, de haber fracturas los baches desaparecerán y el costo del gas es alto.

Otro proceso similar es la inyección de gas de vaporización, en el cual se inyecta igualmente gas natural o de combustión a presiones entre los 1450 y los 2170 psi (10000 – 15000 kPa), con el fin de que los componentes ligeros en el aceite se vaporicen y comiencen a tener contacto con el gas, y posteriormente, al tener múltiples contactos, ya se alcance la miscibilidad. Una condición imprescindible para la aplicación de este método es que el aceite contenga suficiente contenido de fracciones de C₂ a C₆, asimismo se necesita que la presión de inyección sea menor que la presión de saturación.

En general los métodos miscibles tienen altos factores de recuperación, sin embargo, tienen limitaciones que afectan el desempeño del proyecto, las limitaciones son (Cruces, 2015):

- Segregación gravitacional
- Puede generar digitación
- Falta de control de inyección
- Grandes fracturas y/o vóculos
- Presencia de un acuífero grande
- Alta variación de la permeabilidad
- Alta inversión inicial
- Permeabilidad vertical alta
- Se deben aislar las capas con empacadores para que cada capa reciba suficiente solvente

Los métodos químicos son muy útiles y se han probado con gran éxito en laboratorio, no obstante, al llevar estos métodos a campo, se presentan problemáticas por los costos de los químicos, la segregación gravitacional y por la pérdida excesiva de estos a causa de la adsorción y por la reacción con las arcillas y la salmuera.

Los métodos de recuperación mejorada mencionados anteriormente son los más populares y usados en la industria, algunos más efectivos que otros, sin embargo, tienen limitaciones que generan que su uso se analice a fondo, tomando todas las consideraciones necesarias y haciendo un análisis económico profundo antes de su implementación, además de que se restringen a implementarlos en la tercera etapa de producción.

Es por ello que, con el avance en la tecnología es necesario investigar que otros métodos EOR pueden ser aplicados para recuperar la mayor cantidad de aceite posible, que aún con los métodos tradicionales, todavía queda atrapado en los poros.

Para mejorar la eficiencia de barrido y evitar las problemáticas se necesita tener más control sobre los métodos de recuperación mejorada implementados. Con el fin de alcanzar un mejor control, la nanotecnología es una opción llamativa, principalmente, por el tamaño de las partículas y por las funciones que se han descubierto en años recientes.

3 Nanopartículas como método de EOR

Las nanopartículas (NPs) han sido un descubrimiento de gran importancia en la industria petrolera, un aspecto importante es que las NPs pueden ser utilizadas como método de recuperación mejorada (EOR), el uso de los nanofluidos o fluidos inteligentes ha demostrado eficiencias muy altas para la recuperación de aceite, debido a que las NPs tienden a modificar la mojabilidad de la roca. La inyección de nanofluidos en yacimientos puede ayudar a recuperar el aceite hasta un 50% más que con recuperación primaria, secundaria y que algunos métodos químicos de recuperación mejorada.

Las NPs tienen un tamaño menor a 100 nm, están compuesta por un núcleo y una especie de protección o caparazón, es importante conocer las características químicas de este caparazón para poder conocer la solubilidad de las NPs. De acuerdo con lo anterior, puede haber NPs hidrofílicas que se suspenden en agua (un solvente polar) y las lipofílicas que se suspenden en solventes no polares (Hendraningrat, 2015).

Ahora bien, a una mezcla de un fluido dispersante con NPs, se le llama nanofluido. Las NPs se dispersan y suspenden en el líquido, este puede ser salmuera, diesel, etanol o agua destilada. De acuerdo con distintos estudios realizados, se ha visto que el uso de salmuera como fluido desplazante genera muy buenos resultados, sobre todo con NPs de óxido de sílice (Sepehri et al. 2019; Hendraningrat, 2015; Roustaei & Bagherzadeh, 2015; Amedi y Ahmadi 2016; Al-Anssari et al. 2016; Al-Anssari et al. 2018). Por otro lado, para NPs de óxidos metálicos, el diesel apunta como un buen fluido desplazante, obteniendo recuperaciones altas.

Se ha mostrado que las NPs tienen distintos usos en la industria petrolera, uno de ellos es la recuperación mejorada de hidrocarburos, además de su uso para exploración geofísica y como fluido de perforación cuando hay problemas con arenas. Además, de acuerdo con Hendraningrat 2015, el uso de NPs se puede ver en las áreas de exploración, producción, perforación, yacimientos, en el *downstream* y también con las instalaciones son útiles. En la tabla 3.1. se muestra la función que las NPs tienen en las distintas áreas de la industria petrolera. En el presente trabajo se hará énfasis en las NPs como método de recuperación mejorada.

Tabla 3.1: Función de las NPs en la industria petrolera

ÁREA	FUNCIÓN
EXPLORACIÓN	Mejora el éxito de la exploración
PERFORACIÓN	Mejoran la perforación al darle más fuerza y durabilidad a los materiales
INSTALACIONES	Ayuda a controlar la corrosión en tuberías e instalaciones superficiales y subsuperficiales
DOWSTREAM	Tecnología en la refinación y en procesos petroquímicos
PRODUCCIÓN	Garantizar y controlar producción, con seguimiento y estrategias
YACIMIENTO	Procesos EOR

Las NPs además de probar que tienen grandes condiciones para ser ocupadas como método EOR, no son tóxicas ni dañinas para los yacimientos, además de estar compuestas por materiales que existen en abundancia en la corteza terrestre, como lo es el sílice; lo que las vuelve un método de recuperación mejorada muy atractivo para su futuro uso.

3.1 Tipos de nanopartículas

Las NPs pueden estar compuestas por diversos componentes los cuáles tienen características que nos ayudan a distinguir los diferentes tipos que puede haber. Las NPs que se han usado más en estudios como agente para mejorar la recuperación de aceite en núcleos, son las de dióxido de silicio (SiO_2), sin embargo, hay más tipos que han dado buenos resultados. Se dividen en grandes grupos, como las NPs de óxidos metálicos, NPs magnéticas, NPs orgánicas y NPs inorgánicas. En la siguiente tabla se muestran ejemplos de los distintos tipos de NPs.

Tabla 3.2: Clasificación de NPs ocupadas como método EOR

Nanopartículas inorgánicas	Nanopartículas orgánicas	Nanopartículas de óxidos metálicos
SiO_2 SiO_2 hidrofóbica Sílice recubierta de alúmina Poli silicio Poli silicio hidrofóbicas y lipofílicas	Carbón Nanotubos de carbono	Óxido de aluminio (Al_2O_3) Óxido de cobre (CuO) Óxido de hierro ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Fe}_3\text{O}_4$) Óxido de Níquel (Ni_2O_3) Óxido de Magnesio (MgO) Oxido de Zinc (ZnO)

Nanopartículas de Óxidos metálicos

Las propiedades principales de este tipo de elementos son la alta densidad, alto punto de fusión, y baja electronegatividad. Estas propiedades generan que estos elementos sean

reactivos e inestables, además estas moléculas de óxidos metálicos se consideran siempre como polares o hidrofílicas.

Óxido de aluminio (Al_2O_3). Diferentes investigadores han hecho estudios sobre el efecto de estas NPs en la recuperación mejorada, se observó que los mecanismos de recuperación con estas NPs son la reducción de la viscosidad, la reducción en la tensión interfacial y la alteración de la mojabilidad. Su uso es recomendable para aceites pesados y para yacimientos de areniscas.

Óxido de cobre (CuO). Como mecanismo de recuperación, este tipo de NPs mostró una buena reducción en la viscosidad en un estudio realizado por Shah, dónde también se indicó que son más eficientes cuando se usan en la recuperación de aceites pesados.

Óxido de hierro ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Fe}_3\text{O}_4$). Dan mejor respuesta en la recuperación para yacimientos de arenas, además se puede ocupar diesel o salmuera como agentes dispersantes y se obtendrán buenos resultados.

Óxido de níquel (Ni_2O_3). En experimentos en núcleos han probado aumentar el factor de recuperación al ser inyectadas después de una inyección de agua, ya que estas NPs aumentan la viscosidad de la salmuera y ayudan a reducir la viscosidad del aceite presente.

Las NPs de Óxido de magnesio (MgO) no son tan recomendables como método EOR para yacimientos de arenas. (Negin et al. 2016). Las NPs de óxido de zinc (ZnO), al igual que las de magnesio, no han probado efectividad al usarlas para la recuperación mejorada de aceite, esto porque generan una mayor obstrucción en las gargantas de poro en las cercanías de la inyección.

NPs de Óxido de circonio (ZrO_2) y óxido de estaño (SnO_2) no han tenido buenos resultados en núcleos de areniscas, el fluido desplazante no debe ser salmuera ni etanol.

Las NPs de óxidos metálicos en general han sido probadas en estudios solamente en núcleos, no se ha investigado ni caracterizado a escala de yacimiento por los fluidos desplazantes que requieren, ya que, para cierto tipo, como es el caso de las de SnO_2 y ZrO_2 , el uso de salmuera genera una disminución en el factor de recuperación.

En resumen, las NPs de óxidos metálicos se han investigado en estudios con núcleos de areniscas dando como resultado que tienen como mecanismo principal la reducción en la viscosidad, por lo que estas son más recomendables cuando se tienen aceites pesados.

Además, se tienen que ser cuidadoso con el fluido desplazante ya que estudios realizados por Ogolo et al. 2012, indicaron que las NPs de óxidos metálicos, como las de SnO₂, ZrO₂ y ZnO₂ no generan aumento en el factor de recuperación al usar salmuera, generando que se use diesel o agua destilada, aumentando el costo del uso del método.

Nanopartículas magnéticas

Estas NPs se han estudiado en conjunto con la adición de surfactante al nanofluido, esto ha generado muy buenos resultados en relación con la disminución en la tensión interfacial, probando que tienen potencial para ser ocupadas como método de recuperación mejorada, no obstante, todavía necesitan de mayores estudios.

Nanopartículas orgánicas

Estas NPs son referentes a que incluyen carbón en su composición, pueden ser NPs de carbono y nanotubos de carbón (CNT).

A raíz de experimentación de NPs compuestas con carbono, se ha mostrado que estas son de gran ayuda para recuperar el aceite remanente en carbonatos, además se ha indagado ligeramente su uso en pruebas a condiciones de presión y temperatura altas, dando como resultado un efecto en la reducción de la viscosidad como mecanismo principal en el caso del uso de nanotubos de carbono. (Chandran, 2013, como se citó en Negin, 2016).

Nanopartículas inorgánicas

Estas NPs abarcan las que no tienen componentes de carbón en su estructura molecular, adicionalmente este grupo se divide en aquellas que contienen sílice y las que no. Las NPs con contenido de sílice son las NPs más interesantes de acuerdo con sus funciones para la recuperación mejorada.

Dióxido de silicio (SiO₂).

Las NPs de SiO₂ se pueden obtener de forma natural o pueden ser creadas sintéticamente. Este tipo de NPs son las que más se han implementado teniendo resultados exitosos en núcleos, sus mecanismos principales son el cambio de mojabilidad y la reducción en la tensión interfacial. De acuerdo con experimentos de Ogolo et al. (2012), se mostró que el etanol como agente dispersante junto con estas NPs ayudan a reducir la tensión interfacial y a generar que la roca tenga mojabilidad mixta.

De acuerdo con Sun et al. (2017), en estudios realizados por Li y Parvazdavani las NPs de SiO₂ tuvieron un mayor potencial reduciendo la tensión interfacial que alterando la mojabilidad. Adicionalmente, en estudios de Wang et al., las NPs de SiO₂ probaron ser independientes de la temperatura, ya que se observó que a un rango amplio de temperaturas estas tuvieron prácticamente el mismo comportamiento. Además de ser flexibles en cuanto a la temperatura, este tipo de NPs permiten que las propiedades térmicas, reológicas y el estado de esfuerzos se adapten durante su producción, debido a que estas propiedades dependen en gran medida del tamaño y de la forma de las NPs.

De acuerdo con Miranda et al. (2012), las ventajas del uso de las NPs de óxido de sílice son la estabilidad de la suspensión de las NPs, dado que las fuerzas superficiales generan un contrabalanceo con la fuerza de gravedad, igualmente señalaron que las propiedades fisicoquímicas pueden ser influenciadas con facilidad. Por otra parte, una desventaja es la agregación de las NPs, la cual llega a generar taponamiento de las gargantas de poro. Un factor que vieron estos autores que fue fundamental es la concentración de sal, ya que a medida que se aumentó, la recuperación de aceite también aumentó.

En comparación con cualquier otro químico, las NPs de SiO₂ son más recomendables y seguras de usar en yacimiento debido a que estas son inocuas, no son tóxicas y gracias a que el sílice es el principal componente de las arenas y un material muy abundante en la corteza terrestre.

En cuestión de emulsiones este tipo de NPs pueden formar mejores y más estables emulsiones en comparación con las NPs de óxidos metálicos, dada su condición, estas generan emulsiones de agua en aceite al contrario a las de SiO₂ hidrofílicas. (Negin et al 2016).

En adición, Hendraningrat, (2015), mostró que para mantener estable el nanofluido con base de NPs de SiO₂, a este se le puede añadir un polímero de polivinilpirrolidona (PVP), con ello se espera evitar agregación temprana de las NPs en el nanofluido. Añadiendo el PVP obtuvo resultados muy parecidos en cuanto a recuperación de aceite, encontró que el uso del estabilizador ayuda a aumentar la viscosidad y por ende mejora la relación de movilidad, siendo este un mejor mecanismo para la recuperación que el cambio de mojabilidad, adicionalmente el estabilizador ayudó a la reducción del pH y con ello también a la reducción de la tensión interfacial. Por último, comentó que el uso de

estabilizador es de gran ayuda cuando se pretenda usar una concentración de estas NPs por arriba de 1 %p/p.

NPs de sílice recubierta de alúmina. Estas NPs tienen una superficie mayor a las de SiO₂ solas, además al estar recubiertas de alúmina las propiedades originales del SiO₂ se alteran, volviendo a la nanopartícula hidrofóbica.

Las NPs de dióxido de silicio hidrofóbicas se crean mediante reacciones químicas ya que en estado natural o sintetizadas las NPs de SiO₂ son hidrofílicas. Estas han probado ser más efectivas bajo el uso de etanol como agente dispersante, además en estudios el factor de recuperación obtenido es mayor que al usar NPs de óxidos metálicos.

NPs esféricas de sílice pirogénicas. Usadas en su mayoría como estabilizador de emulsiones aceite/agua, dependiendo del porcentaje de estas, evitan el taponamiento de las gargantas de poro dado su tamaño.

NPs de poli-sílice, NPs de poli-sílice hidrofóbicas y lipofílicas (HLP), NPs de poli-sílice hidrofílicas y lipofóbicas (LHP).

El SiO₂ es el principal componente, se tienen tres tipos de poli-sílice, las que tienen mojabilidad natural (NWP), las hidrofóbicas y lipofílicas (HLP) y las hidrofílicas y lipofóbicas (LHP). Los principales mecanismos observados con el uso de estas son la reducción en la tensión interfacial y la alteración de la mojabilidad, para el caso de las NWP es más acentuada la alteración en la mojabilidad, en estos casos es mejor la recuperación de aceite cuando las NPs son inyectadas al inicio y no después del flujo de agua.

Adicionalmente de acuerdo con Ju & Fan estas NPs ayudaron a mejorar la inyección en formaciones de baja permeabilidad, así mismo la permeabilidad efectiva del agua se vio mejorada con el uso de NPs HLP, dichas NPs son útiles para lograr mojabilidad intermedia en medios mojados por agua. Por otra parte, las hidrofílicas (LHP) no se recomienda en rocas mojadas por agua ya que alteraran el sistema a uno mojado fuertemente por agua, dando como resultado menores factores de recuperación. Para las NPs de poli-sílice se ha encontrado que la concentración óptima varía entre 3 y 4 g/L (3000 y 4000 ppm). El fluido dispersante más apropiado, dadas las características (hidrofílica e hidrofóbica) de las NPs, es el etanol.

NPs con núcleo de sílice con cubierta de polímero: recomendables para condiciones de temperatura y salinidad elevadas dada su tolerancia a la sal, los principales mecanismos para la recuperación de aceite son la reducción en tensión interfacial y en viscosidad.

De acuerdo con Negin et al., hay NPs de SiO₂ que pueden ser modificadas con el uso de grupos funcionales de silanos con el fin de sintetizar el dióxido de silicio para distintos fines, al hacer esto se mostró que en distintos experimentos citados por el autor se dio una mejor recuperación en comparación con la obtenida con NPs de óxidos metálicos, en especial con uso de etanol como dispersante.

Conocer las cualidades de las distintas NPs conocidas hasta ahora, es de gran utilidad para analizar qué tipo es mejor para el yacimiento al que se le aplicará este método de recuperación. Cabe aclarar que actualmente no hay ningún simulador en el que se puedan reproducir todas las características de las NPs, sin embargo, en los trabajos de Moedano (2022) y Moedano et al. (2002) se logró reproducir el uso de NPs de SiO₂ en un núcleo usando el simulador comercial STARS de CMG, logrando reflejar los mecanismos de alteración de mojabilidad y reducción en la tensión interfacial.

En la tabla 3.3 se muestran las NPs más probadas y el mecanismo de recuperación principal que cada una genera, dentro de los mecanismos principales son la reducción en la tensión interfacial, la alteración o cambio de mojabilidad y la reducción de la viscosidad.

Tabla 3.3: Clasificación de NPs dado el mecanismo de recuperación (Negin et al 2016).

Mecanismo Principal	Nanopartículas
Reducción en tensión interfacial	SiO ₂ , Poli-sílice (HLP)
Alteración de la mojabilidad (de aceite a agua)	SiO ₂ , Poli-sílice (LHP)
Alteración de la mojabilidad (de fuertemente agua a intermedia)	Poli-sílice (HLP), SiO ₂ recubierta de alúmina
Reducción en la viscosidad	Al ₂ O ₃ , CuO, Fe ₂ O ₃ /Fe ₃ O ₄ , MgO

3.2 Funciones de las nanopartículas y mecanismos de recuperación

El uso de NPs como método de recuperación mejorada ha probado ser muy exitoso en experimentos en núcleos en laboratorio, en gran medida, el éxito obtenido se debe a la alteración en la mojabilidad de la roca y la reducción en la tensión interfacial, no obstante, algunos otros métodos de recuperación observados son la presión de disociación estructural y la disminución en viscosidad del aceite o disminución de la razón de

movilidad. Además, de acuerdo con Sun et al. (2017), también se añaden el taponamiento de las gargantas de poro y la prevención de la precipitación de asfáltenos.

En adición, la estabilidad de las emulsiones es una muy importante función de las NPs y es de suma importancia para la extracción de aceite, las NPs han probado ser agentes estabilizadores en emulsiones, además, las emulsiones se pueden manipular dependiendo de la morfología y la modificación superficial de las partículas. La estabilidad de las emulsiones con NPs vuelven muy atractivo su uso, incluso en condiciones de presión, temperatura y salinidad altas. Lo anterior indica que el uso de estas no tiene limitaciones tan marcadas como otros métodos de recuperación mejorada.

Disminución en la relación de movilidad del fluido inyectado (control y reducción de viscosidades)

La razón de movilidad es la relación entre el fluido desplazante (nanofluido) y el fluido desplazado, mejorar la razón de movilidad es un mecanismo importante para lograr aumentar la eficiencia de barrido. Con el uso de las NPs esto se logra, ya que estas incrementan la viscosidad del nanofluido y reducen la del fluido desplazado, que será la del aceite. De acuerdo con la ecuación 3.1, donde k_{ri} y k_{ro} son las permeabilidades relativas del nanofluido y del aceite respectivamente y μ_i y μ_o se refieren a la viscosidad del fluido inyectado y del aceite respectivamente, al generar los fenómenos mencionados anteriormente la razón de movilidad disminuye.

$$M = \frac{k_{ri}\mu_o}{k_{ro}\mu_i} \quad (3.1)$$

El valor de viscosidad del nanofluido depende de la temperatura, de la concentración de NPs, de la velocidad de corte, de la salinidad de la salmuera del fluido desplazante y del tipo de NPs que se usen. Un ejemplo es que las NPs de SiO_2 generan una mayor viscosidad que las de Al_2O_3 .

Presión de disociación estructural

Durante el flujo del nanofluido en núcleos se ha observado que las NPs forman una especie de película en forma de cuña entre la superficie de la roca y la interfase nanofluido-aceite. Esta película ayuda a remover el aceite residual que queda en la superficie de la roca. La película en forma de cuña se presenta por la presión de

disociación estructural que se genera en la zona, la magnitud de la presión que se genera depende de la temperatura, del fluido desplazante, de las propias propiedades de la roca y del espesor de dicha película, que a su vez depende de la cantidad de NPs y de su tamaño.

De acuerdo con Sun et al. (2017) la presión de disociación se genera a raíz de la presión de inyección, el nanofluido ejerce una presión tal que obliga a las NPs a irse a la región confinada hacia adelante, generando que se vayan acomodando en capas formando la cuña, este efecto se muestra en la Figura 3.2 (a).

Taponamiento de las gargantas de poro

La adsorción de NPs es de gran ayuda para lograr el cambio de mojabilidad en la roca, sin embargo, el tener NPs que se adsorben en la formación puede llegar a generar problemas de taponamiento en las gargantas de poro. Una razón del taponamiento es cuando las NPs empleadas en la inyección tienen un tamaño mayor a las gargantas de poro, este mecanismo es llamado atrapamiento mecánico, dicho atrapamiento solo se dará en el caso de usar NPs de óxidos metálicos que tienden a ser de un tamaño cercano al de las gargantas.

Por otra parte, la heterogeneidad del medio es un factor que tomar en cuenta para el comportamiento del nanoflujo, las NPs pueden generar taponamiento en las gargantas de los poros cuando se da la transición del flujo de poro a garganta, debido a la reducción de área por donde pueda fluir el nanofluido, aumentando la velocidad de éste. Cuando se genera este fenómeno las moléculas de H₂O fluirán más rápido que las NPs generando acumulación de NPs en la entrada de las gargantas de poro (Sun et al. 2017). Este comportamiento se muestra en la Figura 3.1 (b).

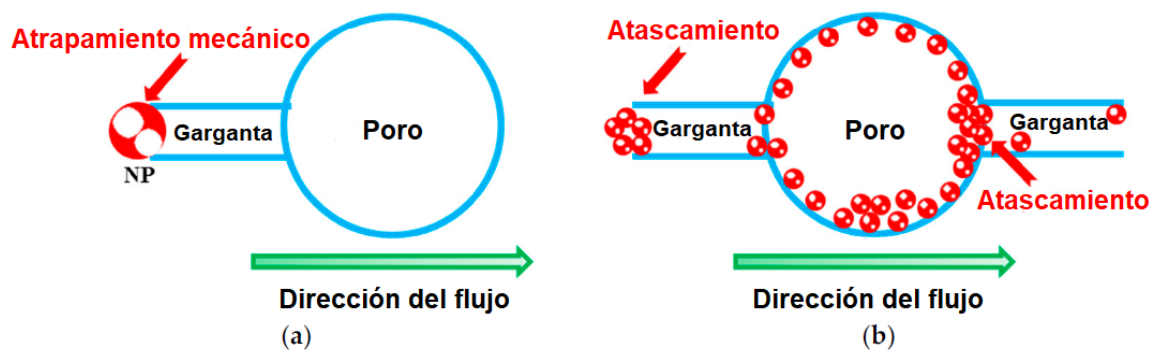


Figura 3.1 Taponamiento de gargantas de poro (Modificada de Sun et al. 2017)

Adicionalmente el taponamiento puede ser reversible dependiendo si hay una desorción de NPs o gracias a que la presión cae una vez que el aceite se produce.

Dependiendo de la heterogeneidad del medio, el taponamiento de gargantas de poro será conveniente para obtener una mayor recuperación de aceite, debido a que el taponamiento en una garganta pequeña genera que en la adyacente se acumule la presión ayudando a liberar el aceite en esa garganta, dicho comportamiento se aprecia mejor en la Figura 3.2 (b).

Prevención de la precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos siempre es un factor que se debe de tomar en cuenta al producir y transportar crudos pesados, los asfaltenos no son deseados debido a que pueden llegar a taponear tuberías y tienden a aumentar la viscosidad del aceite. Las NPs ayudan a evitar la precipitación ya que tienden a recubrir las moléculas de asfaltenos, es decir que las NPs se van a adsorber en la superficie de las moléculas de asfaltenos, al hacer esto la floculación de asfaltenos en el medio poroso se reduce. Este comportamiento se aprecia en la Figura 3.2 (c). Adicionalmente, la adsorción los asfaltenos en las NPs se dará mucho mejor si el tiempo de contacto entre estos es mayor (Sun et al 2017).

Reducción en la tensión interfacial

La mayoría de los métodos de recuperación mejorada tienden a reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, las NPs no son la excepción, este mecanismo es el principal generado por muchos tipos de NPs. La forma más común de reducir la tensión con el uso de las NPs es modificar la superficie, ahora bien, si las NPs son modificadas con grupos hidrofílicos e hidrofóbicos en lados opuestos, creando la partícula Janus (nombrada por Nobel Laureate P. G. de Gennes), entonces la partícula tiene el potencial para reducir la tensión interfacial (Peng et al. 2017).

Adicionalmente, Sun et al. (2017) mostraron que, en distintos experimentos, dónde es comparando el nivel de reducción en tensión interfacial con el uso de distintos tipos de NPs, las que tienen mayor efecto son las de SiO₂. Los autores indicaron que la principal razón de la reducción es por la alta adsorción de NPs porque estas modifican la superficie del agua y el aceite.

Por otra parte, Li et al. (2013) concluyeron que la razón principal por la cual se da la reducción en la tensión interfacial es porque se genera una capa de NPs que se posiciona en la interfase y esta ayuda a que la fuerza de fricción entre las dos fases se reduzca. Esta capa se genera porque la parte hidrofílica de las NPs se mantiene en el agua, mientras que la hidrofóbica tiende a adherirse al aceite.

El grado en que se reduce la tensión interfacial depende de factores tales como la concentración de NPs, de acuerdo con Hendraningrat et al. (2013), cuando hay un cambio de concentración de 0.05 a 0.1 %p/p la tensión interfacial pasa de 9.3 m/Nm a 5.2 m/Nm.

Alteración de la mojabilidad de la roca

La alteración en la mojabilidad de la roca depende primeramente del tipo de NPs ocupadas, la alteración se puede dar de mojada por aceite a mojabilidad intermedia o a mojada al agua, igualmente el cambio se puede dar de mojabilidad al agua a mojabilidad intermedia. Esta alteración se da principalmente por el efecto de la adsorción de NPs en las paredes de los poros.

La mojabilidad afecta directamente a la presión capilar, la saturación de fluidos y a la permeabilidad relativa. Es por ello que, la alteración de esta propiedad es un mecanismo de gran importancia en el uso de NPs. Cuando se presenta un cambio en la mojabilidad de la roca, la movilidad del fluido originalmente mojante se vuelve mejor, así mismo la fuerza capilar disminuye.

La medición de la alteración de mojabilidad en distintas pruebas con NPs en núcleos se ha hecho por medio de la medición del ángulo de contacto de la gota de aceite con la superficie de la roca. Para tener la certeza de la mojabilidad de la roca, hay rangos de valores de ángulos ya establecidos, una manera simple es que si el ángulo es mucho menor a 90° la roca es mojada por agua, si el ángulo es de alrededor de 90° se trata de mojabilidad mixta o intermedia y finalmente si el ángulo es mucho mayor a 90° se tendrá una mojabilidad al aceite.

Otra categorización de la mojabilidad por el ángulo de contacto más detallada es que para la roca mojada por agua el ángulo debe ser de 0° a 75° , la mojabilidad intermedia va de 75° a 105° y para una mojabilidad al aceite el ángulo va de 105° a 180° ; si el ángulo es de cero se dice que la roca es completamente mojada por el fluido más denso. (Li et al. 2013)

Adicionalmente la mojabilidad se puede medir con una celda de Amott y por medio del análisis de curvas de permeabilidad relativa con ayuda de pruebas de desplazamiento en núcleos como estudio complementario. Este último método es un gran indicador del cambio, en este se observa el comportamiento de permeabilidades relativas y de saturación de agua, esencialmente se analiza el cambio en saturación residual de agua, en la permeabilidad relativa del aceite y en el punto donde se cruzan las curvas, que es en donde los fluidos se mueven a la misma velocidad.

De acuerdo con Sun et al. (2017), el análisis del cambio en estos puntos se basa en las reglas de Craig, la cuales indican que, si la saturación de agua residual aumenta, la permeabilidad relativa del aceite y el punto donde se cruzan las curvas se mueven a la derecha después de la inyección de nanofluidos, si se estará generando el cambio de mojado por aceite a mojado por agua.

En los últimos años se han llevado a cabo distintos experimentos para analizar si las NPs, en especial las de SiO_2 , logran hacer un cambio de mojabilidad en distintos tipos de roca, de acuerdo con Sun et al. (2017) estudios de Al Anssari et al. (2015), Roustaei y Bagherzadeh, (2015), mostraron un buen cambio de mojabilidad a más mojada por agua en carbonatos. Por otro lado, mencionaron que Hendraningrat et al. (2014), en distintos experimentos indicaron que la alteración de la mojabilidad depende de la mojabilidad inicial del medio poroso, la composición iónica, la salinidad del agua y el tiempo de interacción entre las NPs y el sistema roca fluido. Adicionalmente, el grado de la alteración depende directamente de la concentración, a mayor concentración de NPs mayor cambio en mojabilidad.

Como complemento en la Figura 3.2 se muestra cómo se dan algunos de los mecanismos presentados después de la inyección de nanofluido. Se aprecia esquemáticamente cómo funciona cada método para poder recuperar el aceite remanente que quedaba en lugares con difícil accesibilidad.

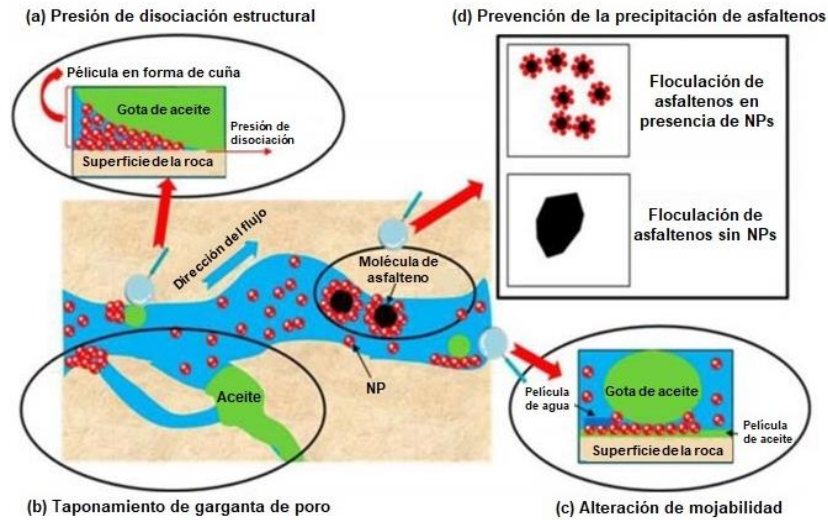


Figura 3.2: Métodos de recuperación generados por las NPs. (Moedano et al. 2022)

En general el desempeño del nanofluido en núcleos depende de factores tales como la morfología de las NPs, la estructura del material, salinidad de la formación, temperatura, pH, la modificación superficial del nanomaterial, propiedades intrínsecas del material, las características del medio poroso, salinidad del fluido dispersante, tamaño y concentración de las NPs y la mojabilidad inicial de la roca. Al ser llevado a escala de yacimiento se agregan más parámetros que afectaran el desempeño del método, como lo son el tiempo de inyección, la reversibilidad de la adsorción, la heterogeneidad del yacimiento, los intervalos disparados, el arreglo de pozos y el tipo de aceite presente, entre otros.

Es importante tener en cuenta todas las afectaciones posibles y las funciones que tienen las NPs como método de recuperación mejorada para evitar los mayores daños posibles. A la fecha es poca la información de su uso en yacimientos por lo que es fundamental analizar distintos experimentos llevados a cabo en núcleos y llevar esa información en la simulación de la inyección de NPs en yacimientos.

4 Yacimientos carbonatados y sus problemáticas

Los yacimientos carbonatados guardan una cantidad alta de reservas de hidrocarburos alrededor del mundo, más del 60% de las reservas de aceite y más del 40% de reservas de gas. La recuperación de hidrocarburos en este tipo de yacimientos es un desafío debido a las condiciones complejas que presentan, principalmente debido a la heterogeneidad presente, resultante de los cambios fisicoquímicos que sufren las rocas después de su sedimentación o depositación.

En este tipo de yacimientos se aprecian distintos tipos de porosidad formados por diferentes procesos, se encuentra la porosidad por depositación, porosidad generada por fracturas y vórgulos y porosidad generada por procesos de diagénesis, tales como recristalización, cementación, compactación y disolución. Dichos procesos son los responsables de la heterogeneidad en la porosidad en este tipo de yacimientos. Adicionalmente las fracturas y otras heterogeneidades, como los vórgulos, también afectan directamente a la permeabilidad, por el contraste que hay entre la de la matriz y las de las fracturas y los vórgulos, como lo demostraron Camacho-V., R. et al. (2005).

Toda la complejidad de aspectos geológicos que presentan los yacimientos carbonatados genera que el flujo de los fluidos presentes en la roca y que el acceso a ellos se vuelva complicado, además, si se le añade que estos yacimientos presentan mojabilidad principalmente al aceite, la recuperación de este se vuelve muy baja. El uso de inyección de agua como método de recuperación secundaria no alcanza a recuperar buenas cantidades de aceite, después de las etapas de recuperación primaria y secundaria en este tipo de yacimientos, solo se logra alcanzar factores de recuperación del 10 al 30 % por lo que es necesario implementar otros métodos para lograr mejores factores de recuperación.

Una solución para incrementar la producción en yacimientos carbonatados es aplicar un método de recuperación que pueda llegar a mayores zonas en la roca y que pueda entrar en la red de microporos que presentan estos yacimientos, las NPs son una opción llamativa por el tamaño y por los mecanismos de recuperación que han probado tener.

Las NPs han probado tener un efecto significativo en la recuperación de aceite en estudios experimentales en núcleos de carbonatos. Una ventaja del uso de NPs en yacimientos de este tipo es que, gracias a su tamaño y morfología, permiten que las propiedades térmicas, reológicas y el estado de esfuerzos se adapten durante su producción.

Los mecanismos que más ayudan a la recuperación de aceite usando NPs de SiO_2 son la alteración de la mojabilidad y la reducción en la tensión interfacial, de los estudios realizados en carbonatos se han obtenido recuperaciones desde 9% hasta 20%. De acuerdo con estudios en núcleos carbonatados realizados por Sepehri et al. (2019); Al Anssari et al. (2015); Roustaei y Bagherzadeh, (2015); se demostró el uso efectivo de NPs de SiO_2 para lograr alterar la mojabilidad, de mojada por aceite a mojada por el agua

o mojabilidad mixta. En la tabla 4.1 se muestra el porcentaje de aceite recuperado por este método en dichos estudios, además de la concentración de NPs ocupada y los cambios de mojabilidad obtenidos.

Tabla 4.1: Resultados obtenidos por investigadores en experimentos relacionados con el cambio de mojabilidad en carbonatos (Modificado de Moedano, 2022)

Autor	Safari y Jamialahmadi (2013)	Nazari M. et al. (2015)	Roustaei & Bagherzadeh . (2015)	Safari et al. (2015)	Amedi y Ahmadi (2016)	Al-Anssari et al. (2016)	Al-Anssari et al. (2018)	Sepehri et al. (2019)
Mojabilidad antes de NPs (θ inicial)	Mojado por aceite (124°)	Mojado por aceite (122°)	Mojada por aceite (145°)	Mojado por aceite	Mojada por agua	Mojada por aceite (122°)	Mojada por aceite (151°)	Mojado por aceite (140.34°)
Mojabilidad después de NPs (θ resultante)	Mojado por agua (30.2°)	Mojabilidad neutra (<90°)	Mojabilidad al agua (50°)	Mojado por agua	Fuertemente mojada por agua	Fuertemente mojada por agua 1 h (30°) 3 h (18°)	Fuertemente mojada por agua (82°)	Mojado por agua (47.53°)
Recuperación Mejorada (%) (EOR)	20	7.7	9 -12 16 -17*	6.06	9.26	-	-	8 – 10

*Añejamiento por 24 hrs.

Por ilustrar un ejemplo en el cambio de mojabilidad, en experimentos realizados por Sepehri et al. (2019) se mostró que después de la inyección de un volumen poroso de nanofluido, con NPs de SiO₂ y salmuera como fluido dispersante, en un núcleo carbonatado, si se obtiene el cambio en el ángulo de contacto, donde se aprecia que disminuye de 104.34° a 47.53°. Este comportamiento se aprecia en la Figura 4.1 dónde el inciso (A) muestra el ángulo antes de la inyección de NPs (104.34°), en el inciso (B) se muestra el ángulo de contacto después de inyectar 0.5 volumen poroso de NPs (98.60°) y finalmente en el inciso (C) se muestra el ángulo de contacto después de haber inyectado un volumen poroso de nanofluido (47.53°). Adicionalmente estos autores mostraron el desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativas obtenidas, dónde igualmente se aprecia el desplazamiento a la derecha de la permeabilidad relativa al aceite y del punto de cruce.

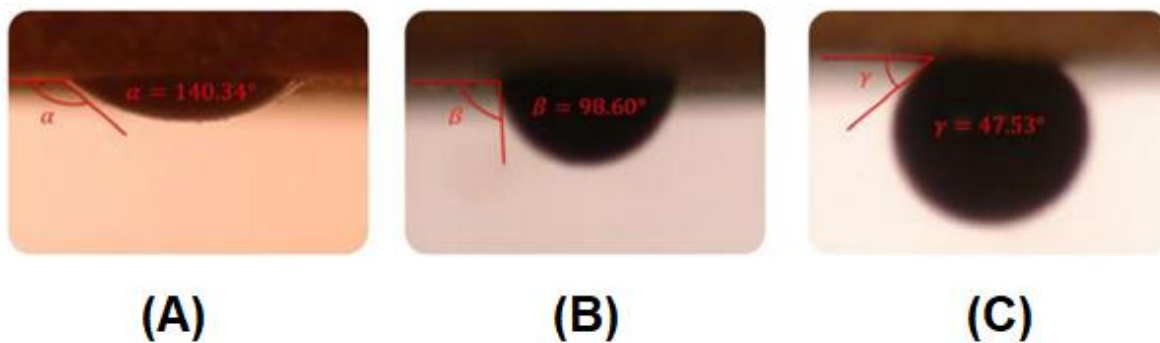


Figura 4.1: Medición de ángulo de contacto en roca carbonatada durante el proceso de inyección de 1 VP de NPs (Modificada de Sepehri et al., 2019)

Basado en los estudios mencionados queda claro que la alteración en mojabilidad se logra exitosamente en estas rocas con el uso de las NPs, por lo que ya se podría dar el siguiente paso que sería la simulación de su uso a escala de yacimiento, basándose en los resultados obtenidos en laboratorio, y analizar el incremento en el factor de recuperación.

5 Construcción del modelo estático del yacimiento del norte de México

5.1 Seleccionar y modelar un pozo de un yacimiento carbonatado para la simulación de inyección de NPs bajo un esquema *huff & puff*

El modelo de simulación del yacimiento del norte de México (YNM), fue proporcionado en un formato exclusivo para el simulador numérico *GEM* de CMG. Sin embargo, el modelado y simulación de las NPs se realiza en el simulador *STARS* de CMG, ambos considerando un yacimiento de una sola porosidad, es decir la presencia de fracturas ni de vórgulos se considera. Adicionalmente, avances recientes de CMG implementan a las NPs como método de EOR en el simulador *STARS*. Por tal motivo, es necesario realizar la conversión del modelo de simulación desde *GEM* a *STARS*.

Para la comprensión de cómo se llegó al modelo estático en el cual se implementó la prueba *huff & puff* se muestra a continuación, en la Figura 5.1, un diagrama de flujo en dónde se indica paso a paso como se llegó al modelo resultante.

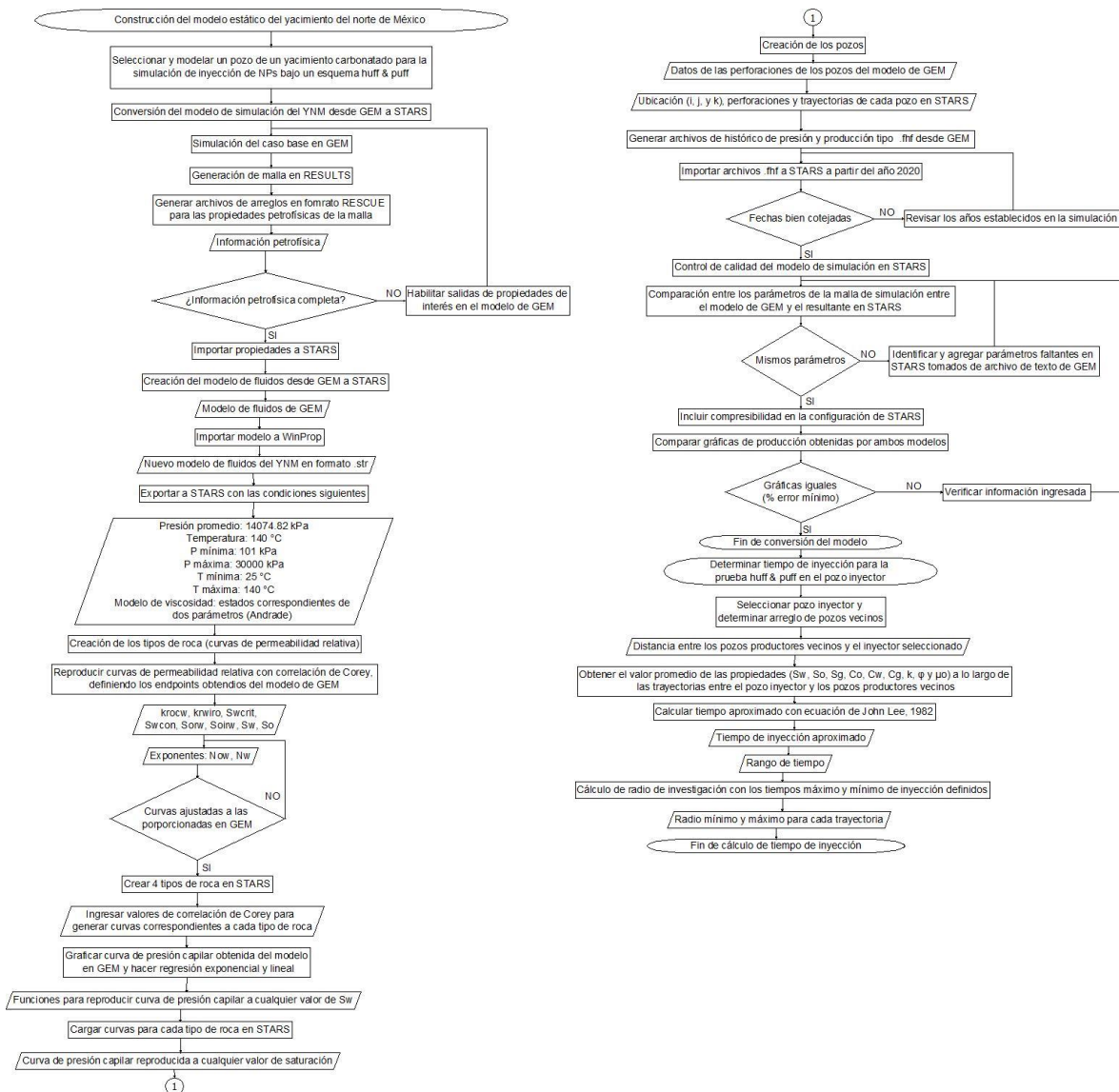


Figura 5.1: Diagrama de flujo indicando el proceso de la creación del modelo estático.

5.1.1 Conversión del modelo de simulación del YNM, desde GEM a STARS

El modelo de simulación estático del YNM en STARS, se construyó a partir del modelo proporcionado para la presente investigación. Para ello, se realizó la simulación del caso base en GEM y se utilizó la herramienta de visualización RESULTS de CMG, para generar la malla y los archivos de arreglos que contienen las propiedades principales del modelo (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, presión, etc.). Estos archivos se generan en un formato RESCUE, el cual es un estándar utilizado en la industria petrolera. El formato RESCUE es un archivo binario que contiene información de la malla de simulación la cual puede ser importada al simulador STARS. Esta información se puede presentar para cada una de las unidades geológicas definidas en el modelo, de las cuales

se pueden seleccionar aquellas de interés para el estudio. En la Figura 5.2, se muestra la distribución de porosidad de la malla de simulación del YNM, generada en el simulador *STARS*.

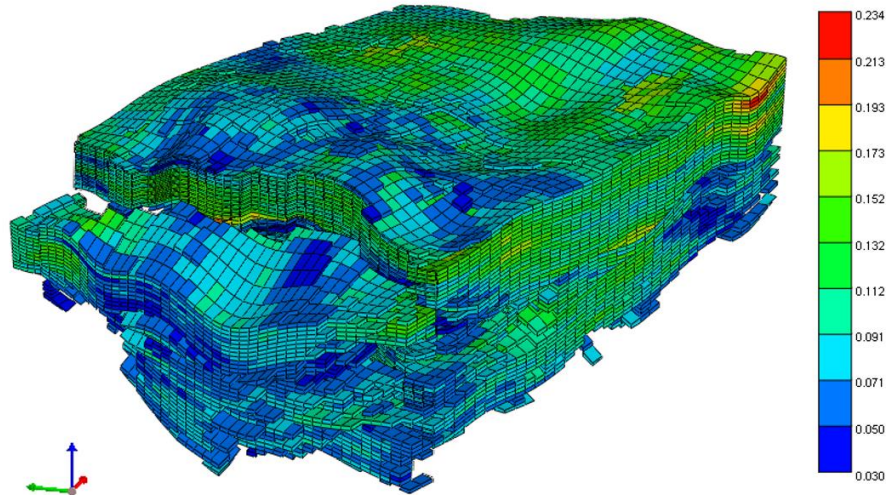


Figura 5.2: Distribución de la porosidad de la malla de simulación en *STARS* del YNM.

Cuando se crea el archivo *RESCUE*, se importa toda la información que está en el modelo, pero en algunos casos, como en el de los tipos de rocas del YNM, algunas variables no están declaradas como salidas en el modelo, por lo tanto, no se importan en el archivo *RESCUE*. En este caso, en el modelo de *GEM* se debe habilitar como salida la propiedad de interés, posteriormente, se corre nuevamente el modelo, al menos el primer paso de tiempo, y de este modo es posible importar la propiedad a *STARS*. Una vez importada la información petrofísica y la malla al simulador *STARS*, lo siguiente es generar el modelo de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, es decir generar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.

5.1.1.1 Creación del modelo de fluidos desde *GEM* a *STARS*

A diferencia de *GEM*, *STARS* no trabaja con ecuación de estado, sino con constantes de equilibrio (valores K) para representar el equilibrio de cada componente en su respectiva fase. Por lo tanto, tomando como base el modelo de fluidos de *GEM*, se exportó a *WinProp* de CMG, para caracterizar fluidos, y se creó el modelo de fluido del YNM en formato *.str* requerido por *STARS*. La condición de presión a la cual se exportó el aceite fue el valor de presión promedio del yacimiento (14,074.82 kPa), la cual se obtuvo desde el preprocesador *Builder* del modelo de *GEM*. El valor de temperatura se conservó igual a la temperatura de yacimiento para el modelo de fluido de *GEM*, la cual es de 140 °C.

Debido a que no se consideran cambios térmicos y no habrá cambio en la viscosidad del aceite por efecto de las NPs, el modelo de viscosidad utilizado fue el de estados correspondientes de dos parámetros (Andrade). Los valores K esperados se definieron en el rango máximo de valores de presión que se espera tener en el yacimiento. La presión mínima se definió como la presión de superficie $P = 101 \text{ kPa}$, con un valor máximo de $30,000 \text{ kPa}$. De manera similar la temperatura mínima fue de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y la máxima de $140 \text{ }^\circ\text{C}$. En la Figura 5.3 se muestran las principales propiedades del aceite importadas al modelo de STARS.

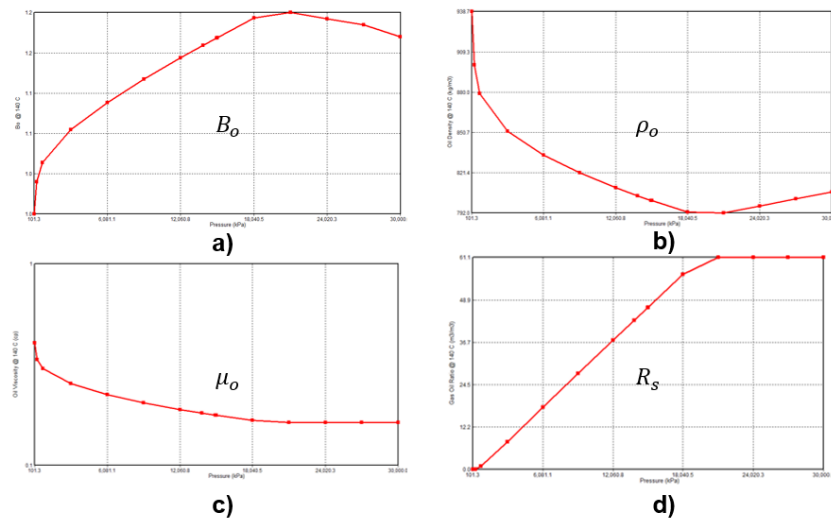


Figura 5.3: Principales propiedades PVT del aceite del YNM a) factor de volumen del aceite, b) densidad del aceite, c) viscosidad del aceite, d) Relación de solubilidad.

Hasta este punto ya quedaron definidas la malla de simulación y sus propiedades, así como los fluidos dentro del yacimiento. Las características principales del YNM ingresadas en el modelo se presentan en la tabla 5.1. Una vez definidos estos parámetros se procede a crear las curvas de permeabilidad relativa y posteriormente el arreglo de pozos y con ello terminar la construcción del modelo del YNM.

Tabla 5.1: Características del modelo del yacimiento del norte de México

Descripción	YNM
Roca productora	Caliza
Profundidad [mbNM]	1855
Porosidad [%]	14
Permeabilidad [mD]	4
Espesor neto [m]	40
Saturación de agua [%]	18
Temperatura [°C]	90
Presión inicial [psi]	3058.0
Presión de saturación [psi]	2474.86
Presión actual [psi]	2275.73
Tipo de fluido	Aceite pesado
°API	10-16
Viscosidad @ cy, [cP]	7.5
FR Actual [%]	16.6

5.1.1.2 Creación de los tipos de roca (curvas de permeabilidad relativa)

Las curvas de permeabilidad relativa del modelo de *GEM*, se generaron mediante tablas, sin embargo, para modelar la inyección de NPs en *STARS*, se requiere trabajar con varias curvas de permeabilidad relativa para considerar el cambio de mojabilidad. La interpolación de las curvas se realiza dependiendo de la condición impuesta por efecto de las NPs, por lo tanto, es más práctico utilizar correlaciones de Corey. Para representar las curvas de permeabilidad relativa en *STARS* mediante dichas correlaciones, primero se definieron los puntos finales de cada curva de *GEM* y se ajustaron los exponentes de las correlaciones de permeabilidad relativa al agua y al aceite, de modo que se pudiera reproducir el comportamiento de cada una de las curvas. Con los parámetros de Corey definidos, en el simulador *STARS* se generaron los tipos de roca por medio de correlación (curvas de permeabilidad relativa), indicando que la presión capilar no se considera. En la Figura 5.4 se muestran en color gris y verde punteado, las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite obtenidas mediante la correlación de Corey, respectivamente. En color naranja y azul, se muestran las curvas de permeabilidad relativa al agua y al

aceite del modelo original de *GEM*, respectivamente. Este procedimiento de cálculo se realizó para los cuatro tipos de roca.

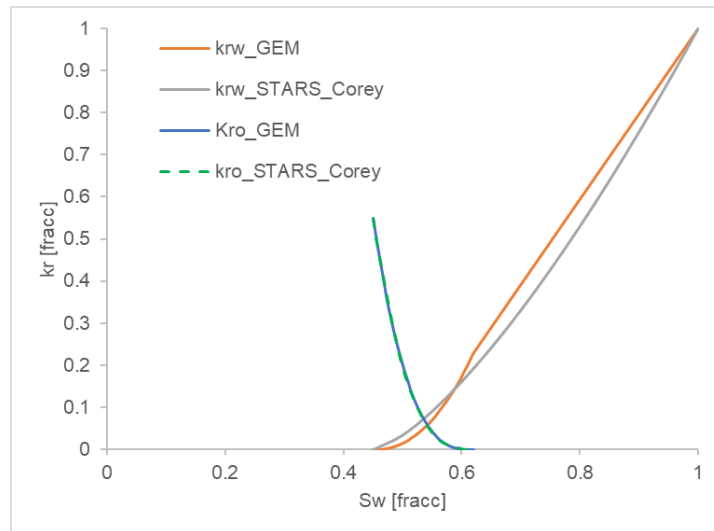


Figura 5.4: Curva de permeabilidad relativa agua-aceite correspondientes al tipo de roca uno.

Una vez que se generaron los datos de permeabilidad relativa con la correlación de Corey, se incluyó la curva de presión capilar, la cual se construyó con los valores de saturación de agua, generados por el simulador para las permeabilidades relativas. Para ello, se obtuvo la curva de presión capilar cargada en *GEM*, se graficó y se realizó la regresión exponencial y lineal, de modo que para cualquier valor de saturación se pudiera reproducir la curva de presión capilar. Con las funciones obtenidas, se generaron los datos de presión capilar para los valores de saturación de agua resultantes de las permeabilidades relativas calculadas mediante la correlación de Corey. En la Figura 5.5 se muestra la curva de presión capilar obtenida mediante regresión para el tipo de roca uno, utilizando los datos de saturación de agua de las curvas de permeabilidad relativa. Al igual que con las curvas de permeabilidad relativa, este procedimiento se repitió para cada uno de los cuatro tipos de roca.

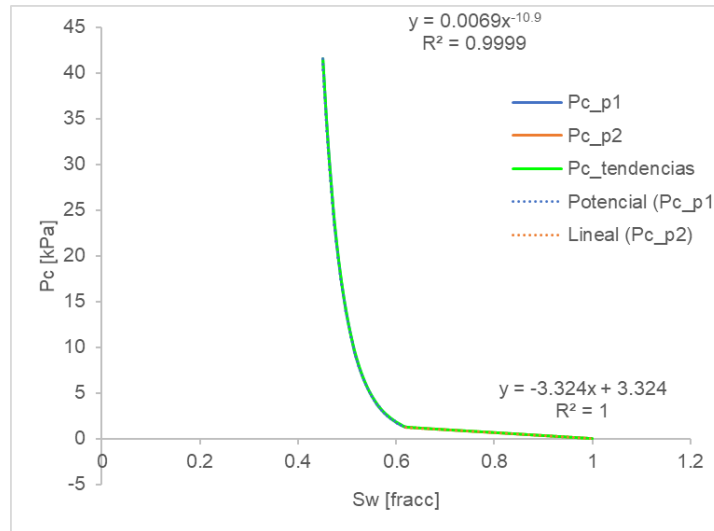


Figura 5.5: Curva de presión capilar correspondiente al tipo de roca uno.

5.1.1.3 Creación de los pozos

La información de los pozos no se cargó al modelo de *STARS* desde el archivo *RESCUE*, por lo cual fue necesario generarla tomando como base el modelo de *GEM*. Inicialmente se revisó la sección de trayectorias de pozos del modelo de *GEM* y se encontró que el modelo no tenía trayectorias de pozos, solo contaba con datos de perforación. Es decir, cuando se construyó el modelo de *GEM*, el archivo de pozos solo contenía información de la ubicación de cada perforación en la dirección i , j y k , con lo cual, se definió la sección del pozo perforada en el yacimiento, pero sin incluir su trayectoria desde el fondo hasta la superficie. Sin embargo, fue posible generar las trayectorias a partir de los datos de terminación y se importaron al modelo de *STARS*. La perforación de los pozos se realizó de manera manual, es decir, para cada pozo se definieron las celdas donde se tiene intervalo disparado. En la Figura 5.6 se muestran los pozos y sus trayectorias en el modelo del YNM en *STARS*. Es importante aclarar que la trayectoria resultante es una línea recta entre pozo y superficie.

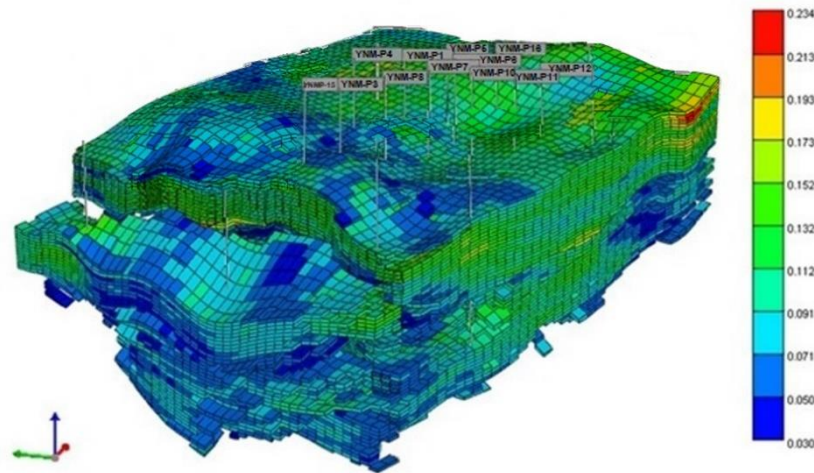


Figura 5.6: Pozos y sus trayectorias del modelo del YNM en STARS.

Posteriormente desde el modelo de *GEM* se generaron los archivos de datos históricos, en este caso, para el YNM solo se tienen datos históricos de producción y presión, los cuales se generaron como archivos *.fhf*. Sin embargo, al importar los datos históricos de producción al modelo de *STARS* se encontró que la primera fecha es de 1956, pero la simulación empieza en 2020. Esta situación puede deberse a que el modelo original de *GEM* tiene información desde 1956, por lo cual, al importar el archivo *.fhf* a *STARS* se encontró que las fechas no coinciden. Por lo tanto, solo se importaron los datos para fechas posteriores al 2020.

5.1.1.4 Control de calidad del modelo de simulación en STARS

Una vez concluido el modelo de simulación del YNM en *STARS*, antes de correr el caso base, se realizó un control de calidad de los parámetros de la malla de simulación, comparando la configuración en *GEM* con la resultante en *STARS*. Los parámetros resultantes de cada uno de los modelos se muestran en la Tabla A1 del anexo A, al hacer la comparación se aprecia que hay parámetros por completar para el modelo de *STARS*.

Para el modelo en *STARS* fue necesario agregar, entre otros parámetros, los sectores, los multiplicadores de transmisibilidad y los modificadores de volumen. Esta información se toma directamente desde archivo de texto del modelo de *GEM* y se agrega al archivo de *STARS*. Por otro lado, en el modelo de *GEM* se tiene una tabla de cambio de porosidad en función de la presión, la cual se convirtió a compresibilidad y se incluyó en el modelo de *STARS*. En la Figura 5.7 se muestra el comparativo de la producción acumulada de

aceite obtenida con el modelo de simulación de *GEM* y con el modelo en *STARS*. Como se puede observar, los resultados con ambos modelos son prácticamente iguales, por lo tanto, se concluye que la conversión del modelo fue exitosa, y el modelo de *STARS* es representativo del modelo en *GEM* proporcionado.

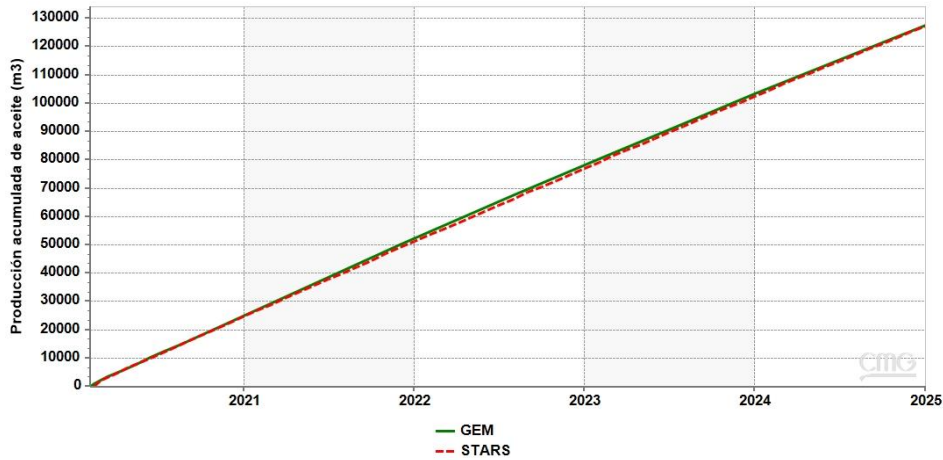


Figura 5.7: Comparativo de la producción acumulada de aceite del YNM obtenida mediante los modelos de *GEM* y *STARS*.

5.2 Determinar el tiempo de inyección para la prueba *huff & puff* en el pozo inyector del YNM

Dado que el sector del YNM en el cual se desea implementar la prueba piloto cuenta con un arreglo de inyección de seis pozos productores y uno inyector en el cual se está inyectando agua desde 2020, se consideró conveniente realizar la prueba *huff & puff* de inyección de NPs a través del pozo inyector. Por lo tanto, como parte de las actividades de simulación, inicialmente se debe determinar el rango de tiempo que puede durar el ciclo de inyección. Determinar este tiempo de inyección, es de gran interés para el diseño de la prueba ya que permite asegurar que las NPs se adsorban en el yacimiento, evitando que estas se produzcan a través de pozos productores vecinos, lo cual reduciría la eficiencia del método. El cálculo del tiempo de inyección en el modelo *huff & puff*, se realizó mediante la Ec. 5.1 (John Lee, 1982), utilizando los datos del modelo de simulación del YNM obtenido en *STARS*.

$$t_{iny} = \frac{948 \phi \mu c_t r^2}{\kappa} \quad (5.1)$$

Debido a que alrededor del pozo inyector se tienen diferentes pozos productores, se tendrán diferentes tiempos de inyección, antes de que se dé la surgencia del nanofluido en cada uno de ellos, según las propiedades del medio poroso y de los fluidos que lo saturan. Por lo tanto, para alimentar la Ec. 5.1, se obtuvieron las propiedades promedio de porosidad, permeabilidad, viscosidad del aceite, saturaciones y compresibilidades de los fluidos (Aceite, Agua y Gas) entre el pozo inyector y cada uno de sus pozos productores vecinos. En la Figura 5.8 se muestran las trayectorias, para las cuales se obtuvieron las propiedades promedio y distancia entre los pozos que se muestran en la tabla 5.2. De manera similar se obtuvieron los valores promedio de saturación y compresibilidad de las fases agua, aceite y gas para determinar la compresibilidad total en cada trayectoria, donde la compresibilidad de la formación utilizada en los cálculos fue de 3.29×10^{-4} [1/psi] (4.77×10^{-5} [kPa]).

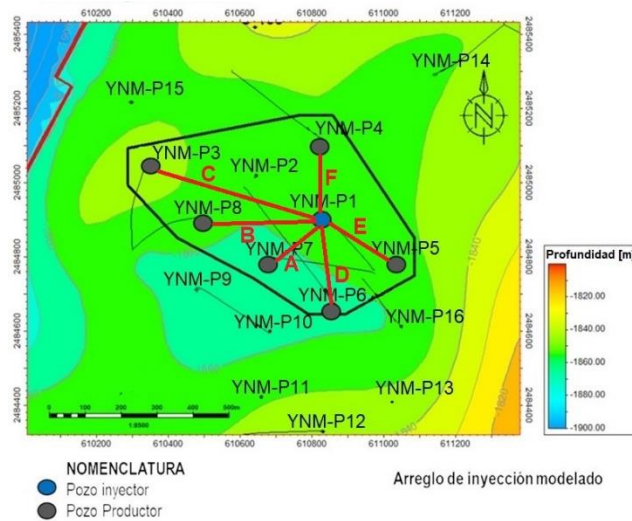


Figura 5.8: Trayectorias entre el pozo inyector y sus pozos vecinos.

Tabla 5.2 Propiedades promedio de las trayectorias entre el pozo inyector y sus pozos vecinos

Propiedad	Trayectoria					
	A	B	C	D	E	F
	YNM-P1 YNM-P7	YNM-P1 YNM-P8	YNM-P1 YNM-P3	YNM-P1 YNM-P6	YNM-P1 YNM-P5	YNM-P1 YNM-P4
μ_o (cP)	0.184297435	0.184328	0.184319	0.184239	0.184111	0.183963
k (mD)	2.156723321	1.200031	0.758732	1.268586	2.305032	0.754178
Φ	0.121145356	0.097099	0.087312	0.100326	0.118319	0.086304
r (ft)	681.3213501	1733.733	1200.098	729.7744	679.4344	1158.314
C_t (psi ⁻¹)	3.39E-04	3.39E-04	3.38E-04	3.38E-04	3.37E-04	3.34E-04

Con los datos de la Tabla 5.2 y la Ec. 5.1, se calculó un aproximado del tiempo al cual se comenzarían a producir los nanofluidos en cada uno de los pozos vecinos, los cuales se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Tiempo de inyección para la irrupción de nanofluidos en los pozos vecinos al pozo inyector

Propiedad	Trayectoria					
	A	B	C	D	E	F
	YNM-P1 YNM-P7	YNM-P1 YNM-P8	YNM-P1 YNM-P3	YNM-P1 YNM-P6	YNM-P1 YNM-P5	YNM-P1 YNM-P4
t_{iny} (h)	1543.1	14397.6	9798.8	2489.8	1395.3	8935.9
t_{iny} (d)	64.2	599.90	408.2	103.7	58.1	372.3

A partir de los tiempos obtenidos para que se presente la surgencia en cada uno de los pozos vecinos, se seleccionaron los tiempos de 58.1 y 103.7 días, como intervalo de tiempo para realizar la inyección de NPs en la prueba *huff & puff*. Con estos tiempos, se determinaron los radios de investigación del bache de NPs en cada una de las trayectorias, los cuales se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Radio de investigación del bache de NPs, desde el pozo inyector hasta cada uno de los pozos del arreglo.

Propiedad	Trayectoria					
	A	B	C	D	E	F
	YNM-P1 YNM-P7	YNM-P1 YNM-P8	YNM-P1 YNM-P3	YNM-P1 YNM-P6	YNM-P1 YNM-P5	YNM-P1 YNM-P4
r (ft) _{mínimo@58[d]}	647.86	539.73	452.86	546.31	679.43	457.71
r (ft) _{máximo@103[d]}	865.44	720.98	604.95	729.77	907.61	611.43

Una vez obtenidos estos datos ya se tiene la información suficiente para que se pueda realizar la prueba *huff & puff* en este modelo, lo restante es indicar en *STARS* la configuración del nanofluido a inyectar.

6 Modelado de nanopartículas en *STARS*

Las NPs más estudiadas y con mejores resultados como método de recuperación mejorada son las de SiO₂, por lo que el nanofluido que se ocupará para la prueba en yacimiento está compuesto por NPs de SiO₂ con salmuera como fluido dispersante. La selección del nanofluido para la prueba en yacimiento se hizo tomando en cuenta los trabajos en núcleos que se han realizado, Sepehri et al. (2019); Hendraningrat et al. (2013), Hendraningrat y Torstaer, (2015); Hendraningrat, (2015); Li et al., (2013); Roustaei y Bagherzadeh, (2015); por mencionar algunos. En todos estos trabajos se indicó que las NPs de SiO₂ dan buenos resultados como método de recuperación mejorada bajo distintos escenarios y concentraciones de NPs.

6.1 Características de NPs usadas

Para la prueba *huff & puff* se ocupará la inyección de NPs de SiO₂ hidrofílicas, debido a que han probado tener características para lograr una buena recuperación de aceite, las cuales tendrán como principal función, para este caso, el cambio en la mojabilidad de la roca, de mojada por aceite a mojada por agua. El fluido dispersante será una salmuera con una concentración de 80,000 ppm de NaCl. Las características del nanofluido ocupado para la inyección en esta prueba se muestran en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Características del nanofluido usado.

Tipo de NPs	SiO ₂
Masa Molecular NPs [g/mol]	60.08
Concentración de NPs [ppm]	2000
Densidad Bruta [kg/m³]	270
Densidad [kg/m³]	1066.32
Viscosidad [cP]	1.1
Concentración NaCl [ppm]	80000
Presión Crítica [kPa]	22048
Temperatura Crítica [°C]	347.2
Tamaño de NPs [nm]	20-70

Las NPs se deben modelar en *STARS* mediante la adición del componente de NPs, con las características mostradas en la tabla anterior, una salmuera adicional, sets de curvas de permeabilidad relativa referentes a la inyección de NPs y valores para ciertos parámetros de adsorción del componente.

Primeramente, se debe añadir en la sección de componentes el referente a NPs de SiO₂, definiendo a su vez el peso molecular, la presión y temperatura crítica. Así mismo en esta sección se tiene que definir que el componente de NPs estará presente para la fase líquida y para la fase sólida, esto porque posteriormente se definirá la adsorción de las NPs en la roca. Lo siguiente es añadir los valores de densidad de la salmuera y de las NPs, además de añadir la densidad bruta como densidad de fase sólida de las NPs, y finalmente en esta sección añadir la viscosidad de las NPs.

6.2 Parámetros más importantes involucrados en la creación del componente y el modelado de NPs en *STARS*

Una vez que se creó el componente con todas sus características lo siguiente es configurar como es que se comportaran estas NPs en el yacimiento, para ello se debe de ir a la sección de *Rock fluids*. En esta sección se configuran los parámetros más importantes relacionados con el modelado de la inyección de NPs en el yacimiento desde la adsorción de NPs, hasta la interpolación de curvas de permeabilidad. Lo primero es definir los parámetros involucrados en la adsorción de NPs en la sección de *Adsorption components*, en dicha sección se añadirá la isoterma de adsorción tomada de Monfared et al. (2015), además se definirá la adsorción máxima, factor de resistencia residual, fracción de poro accesible y adsorción residual.

La isoterma de adsorción que se tomó de los experimentos de Monfared et al. (2015) se muestra en el anexo B, esta isoterma es la misma que ocupó Moedano, (2022) para lograr reproducir los estudios experimentales de Sepehri et al. (2019).

La adsorción máxima definida puede estar en un rango de uno a el valor máximo mostrado en la isoterma de adsorción ocupada, mientras que la adsorción residual debe ser menor o igual a la adsorción máxima definida, la diferencia en estos dos parámetros indicará el grado de reversibilidad en la adsorción de NPs.

Por otro lado, el factor de resistencia residual (RRFT), el cual es un factor que relaciona la permeabilidad antes de la inyección del método EOR y después de la inyección, es un indicador de la reducción en permeabilidad, para la simulación este valor debe ser mayor o igual a uno.

Finalmente, el volumen poroso accesible tiene que estar en un rango de cero a uno ya que se hace referencia a la fracción total del volumen poroso en el que puede adsorberse el componente, al dejar el valor de uno significa que todo el volumen poroso es accesible a la adsorción de NPs.

Una vez definida la sección de la adsorción de la roca se definirán los parámetros relacionados a la interpolación de curvas de permeabilidad relativa, estos parámetros serán de gran importancia para simular como se dará el cambio de mojabilidad en la roca. Primeramente, se añadirá un segundo set de curvas de permeabilidad relativa, el cual corresponde a la inyección de NPs. Además, para la interpolación se tiene que definir a las NPs como el componente del cual dependerá la interpolación y definir la fase en la cual se tomará la composición del componente para la interpolación, para este caso se debe seleccionar la opción de la fase de adsorción, fracción del máximo. Esta opción es importante ya que se espera que se haga directamente la interpolación en un rango de cero a uno para tener un mejor control de que tanta fracción de las NPs se adsorba en el medio poroso. Al tener en cuenta lo anterior, se debe ingresar también en la sección de *interpolation set parameters* el valor de los parámetros de interpolación para la fase mojante (*DTRAPW*) y para la fase no mojante (*DTRAPN*), para el caso del set número uno estos valores serán de cero, mientras que para el caso del set de interpolación dos, el valor será de uno. Con esto se indica que para que las curvas de permeabilidad relativa se inclinen hacia el set dos al pasar el nanofluido, la interpolación estará en función de la

fracción de concentración de NPs presente, así mismo se espera que esta fracción de NPs en su totalidad se adsorban, para generar el cambio de mojabilidad en la roca.

En resumen, los parámetros más importantes para que las NPs funcionen de manera adecuada en la simulación se enlistan en la tabla 6.2, en esa misma tabla se muestran los valores ocupados para dichos parámetros en el caso base presentado más adelante.

Tabla 6.2: Parámetros de importancia para el modelado de NPs en STARS.

Parámetro	Valor
Componente a interpolar	NPs
Fase de la cual se tomará la composición del componente	Adsorción, fracción del máximo
DTRAPN para el set 1	0
DTRAPW para el set 1	0
DTRAPN para el set 2	1
DTRAPW para el set 2	1
Isoterma de Adsorción	Tomada de Monfared et al. (2015)
RRFT	2.5
Adsorción máxima	90
Adsorción residual	90
Volumen poroso accesible	1

Adicionalmente se debe plantear un grado de iteración alto para que el simulador arroje la mejor respuesta en cuanto a la interpolación de las curvas de permeabilidad relativa, esta iteración alta se configura en la sección de *Numerical* en el apartado de *ITERMAX* y *NORTH*.

6.3 Curvas de permeabilidad relativa correspondientes a la inyección de NPs

El cambio de mojabilidad por el efecto de la inyección de NPs se debe modelar por medio de la adsorción de estas en la roca y por medio de las curvas de permeabilidad relativa, para ello, se debe tener un par de sets de interpolación para las curvas de permeabilidad relativa, el primero corresponde al flujo de agua, mientras que el segundo corresponde a un flujo después de la inyección de NPs. La mojabilidad cambiará en función de la fracción mol de NPs presente, por lo que el valor de permeabilidad relativa al agua y al aceite estará en un rango de valores entre los dos sets de curvas de permeabilidad.

El modelo del yacimiento del norte de México tiene definidas las curvas de permeabilidad relativa para cuatro tipos de roca, estas curvas son referentes a la inyección de agua. Dado que ahora se implementará la inyección de NPs como método de recuperación mejorada, se necesitan curvas de permeabilidad relativa que se refieran a la inyección del nanofluido, normalmente se pueden obtener de experimentos de laboratorio, sin embargo, para estos tipos de roca no se tienen dichos experimentos. Es por ello que, se tomará como base la experimentación de Sepehri et al (2019) y el ajuste de Moedano et al. (2022) para hacer una aproximación de las curvas necesarias para este yacimiento referentes a la inyección de NPs.

Para hacer una aproximación del cambio que hay en las curvas de permeabilidad relativa después del paso de NPs de SiO₂ para este yacimiento, se tiene que tomar en cuenta que se crearán las curvas mediante la correlación de Corey.

Primero se determinó la proporción del cambio en los *endpoints* de las curvas de permeabilidad cuando cambia de un desplazamiento por salmuera (set 1) a un desplazamiento por nanofluido (set 2), los *endpoints* que cambian su valor son el N_{ow} , N_w , K_{roc} y K_{rwi} según Sepehri et al. (2019). Así mismo Moedano, (2022) señala que además de los anteriores, también corresponde un cambio en el *endpoint* referente a la saturación de aceite residual (S_{orw}), como un ajuste de las pruebas realizadas por Sepehri et al. (2019). Las proporciones de cambio para estos parámetros se muestran en la tabla 6.3. Los valores de los sets de interpolación 1 y 2, mostrados en esta tabla son los obtenidos de ajustes para la reproducción de la prueba obtenida por Sepehri et al. (2019), realizada por Moedano, (2022).

Tabla 6.3: Valores de los sets de curvas de permeabilidad de referencia.

Parámetro	Set 1	Set 2	Proporción de cambio
Exponente para calcular $k_{ro} N_{ow}$	3.825	3.45	0.90196
Exponente para calcular $k_{rw} N_w$	1.5	2.03	1.35333
k_{rw} en el punto de saturación de aceite irreducible K_{rwi}	0.928	0.12031	0.12963
Saturación de agua crítica S_{wcrit}	0.2	0.2	-
Saturación de agua connata S_{wcon}	0.2	0.2	-
Saturación de aceite residual S_{orw}	0.314	0.2	0.63694
Saturación de aceite irreducible S_{oiw}	0.2	0.2	-
k_{ro} en el punto de saturación de agua connata K_{rocw}	0.75	0.90977	1.21303

Posteriormente se tomará el valor de los parámetros involucrados en la correlación de Corey de las curvas de permeabilidad definidas para el yacimiento del norte de México, las que se nombrarán set 1, y estos valores se van a multiplicar por la proporción de cambio obtenida para generar los *endpoints* correspondientes al set 2. Este procedimiento se hará para cada tipo de roca presente en el yacimiento, y los resultados del set dos para cada roca se muestran en la tabla 6.4.

Tabla 6.4: Valores para las curvas de permeabilidad relativa ocupadas para el YNM.

Parámetro	ROCA # 1		ROCA # 2		ROCA # 3		ROCA # 4	
	Set 1 YNM	Set 2 YNM	Set 1 YNM	Set 2 YNM	Set 1 YNM	Set 2 YNM	Set 1 YNM	Set 2 YNM
Exponente para calcular k_{ro} (N_{ow})	3	2.7059	3	2.7059	2.9	2.6157	2.9	2.6157
Exponente para calcular k_{rw} (N_w)	1.4	1.8947	2.2	2.9773	2.5	3.3833	2.7	3.6540
k_{rw} en el punto de saturación de aceite irreducible (k_{rwiro})	1	0.1296	1	0.1296	1	0.1296	1	0.1296
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.45	0.45	0.28	0.28	0.18	0.18	0.1	0.1
Saturación de agua connata (S_{wcon})	0.45	0.45	0.28	0.28	0.18	0.18	0.1	0.1
Saturación de aceite residual (S_{orw})	0.38	0.2420	0.32	0.2038	0.27	0.1739	0.22	0.1401
Saturación de aceite irreducible (S_{oirw})	0	0	0	0	0	0	0	0
k_{ro} en el punto de saturación de agua connata (k_{rocw})	0.55	0.6672	0.65	0.7885	0.72	0.8734	0.85	1.0311

A continuación, en las figuras 6.1 – 6.4 se muestran las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para los 4 tipos de roca, las curvas azules representan la permeabilidad relativa del agua y las curvas verdes la permeabilidad relativa del aceite, así mismo las curvas continuas son referentes al set 1 de interpolación referente a flujo de agua, mientras que las curvas discontinuas representan el set de curvas de interpolación 2 referente a el paso del nanofluido.

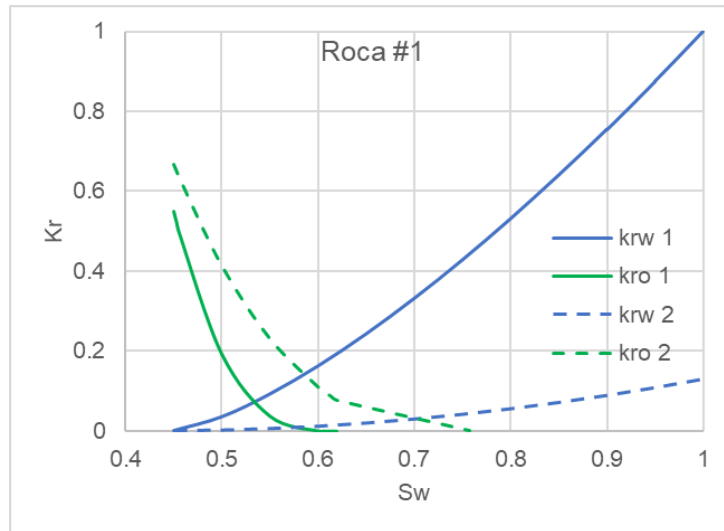


Figura 6.1: Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1.

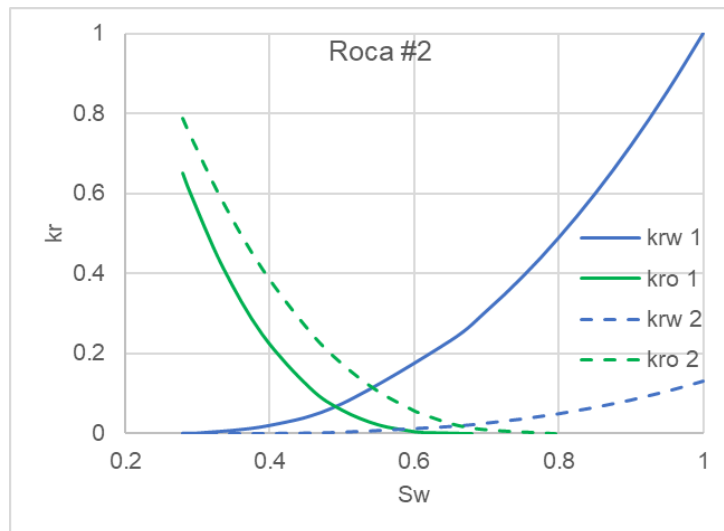


Figura 6.2: Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 2.

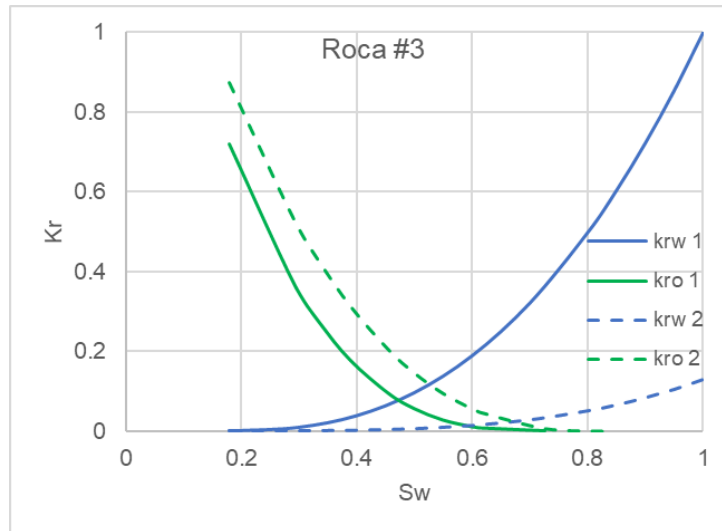


Figura 6.3: Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 3.

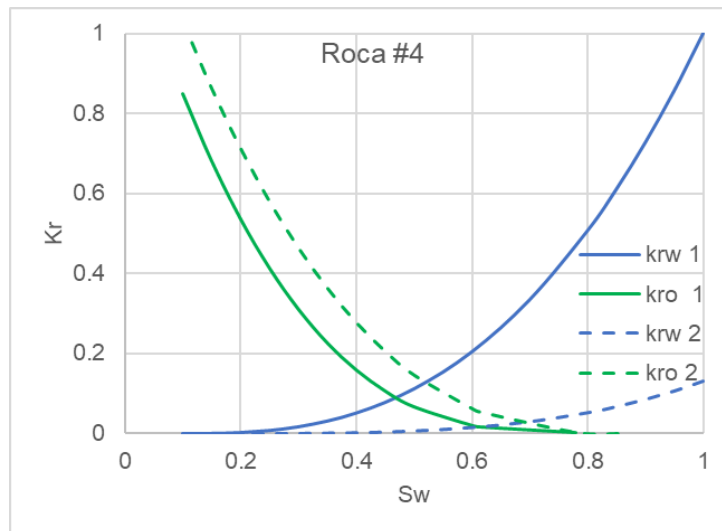


Figura 6.4: Sets de curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 4.

De estas figuras se aprecia que el punto de saturación residual del aceite se hace menor, además, la permeabilidad relativa y el punto dónde se cruzan las curvas se desplazan a la derecha, dado lo anterior se propicia entonces un mejor cambio en los cuatro tipos de roca a más mojada por agua.

6.4 Configuración de cambios en porosidad y permeabilidad en STARS debido a la adsorción de NPs

Se necesita modelar el efecto que la inyección de NPs tendrá en la porosidad y permeabilidad, para ello se necesita saber cómo es que el simulador comercial *STARS* maneja el cambio en dichas propiedades.

El cambio en la permeabilidad estará en función del cambio en porosidad del fluido y se expresa mediante la ecuación de Carman & Kozeny, Ec. 6.1.

$$k(\phi_f) = k_o \left(\frac{\phi_f}{\phi_o} \right)^\varepsilon \left[\frac{1 - \phi_f}{1 - \phi_o} \right]^2 \quad (6.1)$$

Dónde ϕ_f es la porosidad ocupada por el fluido; ϕ_o es la porosidad original; ε es el exponente de Carman & Kozeny; k_o es la permeabilidad original; y $k(\phi_f)$ es la permeabilidad resultante del cambio en porosidad.

Dada la ecuación Carman & Kozeny (Ec. 6.1), al tener un mayor cambio en la porosidad también se tendrá un mayor cambio en la permeabilidad, al aumentar la porosidad inicial también se estará propiciando un mayor cambio en la permeabilidad respecto a la original, esta permeabilidad resultante será menor que la original.

Por su parte la reducción en el volumen poroso se modela con la siguiente ecuación:

$$\phi_f = \phi_v \left[1 - \sum_i \frac{C_i}{\rho_{si}} \right]^2 \quad (6.2)$$

Dónde C_i es la concentración del componente sólido, ρ_{si} es la densidad del componente sólido, ϕ_v es la porosidad total y ϕ_f se refiere a la porosidad ocupada por el fluido.

Cabe aclarar que la relación de Carman & Kozeny usada por el simulador *STARS* es una aproximación de cómo se puede obtener el cambio de permeabilidad en función del cambio en porosidad, ya que en realidad relacionar un tensor con un escalar no es posible.

Dada la ecuación 6.2 se aprecia que, a una mayor concentración de NPs inyectada, habrá una reducción a la porosidad mayor. Si se tienen la misma densidad del componente sólido y la misma concentración de NPs, la porosidad original será la que indicará que tanto cambia la porosidad ocupada ya por el nanofluido.

Para el caso base se configuró el exponente de Carman & Kozenny con un valor de 2.9, este valor se tomó en base a los estudios realizados por Moedano (2022). Una vez configurado todo lo relacionado a las NPs, se procede a generar la configuración para la prueba *huff & puff*.

Adicionalmente, el cambio en la permeabilidad, también se puede representar como la relación entre la permeabilidad efectiva al agua original y la que se obtiene después de la adsorción de las NPs. Dicha relación se conoce como factor de resistencia residual (RRFT), cuyo rango de valores va desde uno, donde el cambio en la permeabilidad por la adsorción del componente es despreciable, hasta un valor de 12, donde la adsorción del componente genera una reducción significativa de la permeabilidad. El RRFT es utilizado por el simulador *STARS* para estimar el factor de reducción de la permeabilidad efectiva (R_{k_w}) mostrado en la siguiente ecuación (Moedano et al. 2022):

$$R_{k_w} = 1 + (RRFT - 1) \frac{Ad(C_i, T)}{Ad_{max}} \quad (6.3)$$

En la ecuación 6.3, $Ad(C_i, T)$ es la adsorción de las NPs a cierta concentración y temperatura y Ad_{max} es la adsorción máxima de las NPs.

A partir del valor del factor de reducción de la permeabilidad efectiva (R_{k_w}), se puede calcular la alteración en la permeabilidad efectiva al agua por adsorción y atrapamiento mecánico mediante la siguiente ecuación. (Cano 2021):

$$k_{ef_w} = \frac{k \cdot k_{r_w}}{R_{k_w}} \quad (6.4)$$

Donde k_{ef_w} es la permeabilidad efectiva al agua, k es la permeabilidad absoluta y k_{r_w} es la permeabilidad relativa al agua.

Basado en las ecuaciones mostradas anteriormente es posible reflejar el daño ocasionado por la adsorción de las NPs y por el factor de resistencia residual resultante de la inyección de este método de recuperación mejorada.

7 Modelado y Simulación de la Prueba *huff & puff*

El yacimiento en el que se va a llevar a cabo la prueba *huff & puff* es un yacimiento carbonatado ubicado en el norte de México, el aceite es del tipo pesado con una densidad

API entre 10 y 16, la viscosidad del aceite es de 7.5 cP. Se considera que el YNM es de una sola porosidad y que a la fecha tiene un factor de recuperación de 16.6%, estas y otras características fundamentales del yacimiento del norte de México se muestran en la tabla 5.1.

Con el fin de incrementar el factor de recuperación en el yacimiento se implementará un método de recuperación mejorada inyectando NPs de SiO₂, bajo un esquema *huff & puff*, este esquema se realizará para evaluar de mejor manera la acción de las NPs en el yacimiento, si se llega a resultados concretos, se implementará una prueba piloto.

7.1 Configuración de prueba en STARS

Lo primero a realizar es cerrar el pozo inyector de agua a partir del 3 agosto de 2022. Posteriormente se pasa a la creación de los pozos inyector de NPs y el productor de aceite, este par de pozos creados tendrán las mismas características que nuestro pozo inyector YNM-P1. Se definieron las mismas condiciones de inyección, mientras que para la producción se definieron las condiciones en relación con los pozos cercanos.

Al tener el par de pozos creados se procede a generar un par de grupos en la sección de *Wells & Recurrent*, el grupo "*Field*" y el "Grupo 1" con fecha de inicio del 3 de agosto de 2022 y una vez definido el Grupo 1, se le añadirán el par de pozos creados. Una vez añadidos, se hará la definición de la prueba *huff & puff* mediante el asistente de procesos cíclicos de *STARS*, para ello en la sección de *Cycling Group* se definen las condiciones del ciclo para inyección, remojo y producción. Dónde se definirán los tiempos de cada proceso dentro del ciclo, los gastos de inyección y producción máximos y mínimos, además del salto de tiempo entre cada proceso, entre otras condicionales que pueden plantearse para hacer el cambio de ciclo.

Con esta configuración usando el asistente de proceso cíclico de *STARS*, se plantea una inyección, un remojo y una producción con sus distintos gastos y con un tiempo definido, estos tiempos se respetan durante la simulación y hace el cambio automático de proceso cuándo se han alcanzado sus tiempos máximos de duración.

7.2 Simulación y resultados de la prueba: Caso Base

El modelo que se tiene considera una inyección continua de agua de enero del 2020 hasta el 2 de agosto del 2022, que es como venía trabajando el pozo YNM-P1, posteriormente, el 3 de agosto del 2022 inicia la prueba *huff & puff*, con los escenarios de

inyección, remojo y producción deseados. El nanofluido estará compuesto por una salmuera de 80,000 ppm de NaCl, con una concentración de 2000 ppm de NPs de SiO₂.

En este caso solo se definirán para la prueba, condicionales de gasto de inyección máximo, gasto de inyección mínimo, gasto de producción máximo, tiempos máximos de inyección, remojo y producción. La configuración de la prueba *huff & puff* quedará de la siguiente manera para cada ciclo (tabla 7.1).

Tabla 7.1: Configuración prueba *huff & puff* para el caso base.

Etap	Duración [días]	Gasto máximo [bbl/día]	Gasto mínimo [bbl/día]
Inyección	58	270.47	94.35
Remojo	3	-	-
Producción	730	283.05	-

Adicionalmente, en la tabla 7.2 se muestra el valor de los parámetros involucrados en la simulación de inyección de NPs, de estos los más importantes a tomar en cuenta son, el factor de resistencia residual, la adsorción máxima de las NPs en la roca, la isoterma de adsorción a ocupar y la densidad bruta de las NPs, ya que son parámetros con bastante incertidumbre en estudios que han involucrado la inyección de NPs. Los valores de los parámetros presentados se basan en distintos experimentos y simulaciones realizados en núcleos (Hendraningrat y Torsaeter 2015, Hendraningrat 2015, Monfared et al. 2015, Sepehri et al. 2019 y Moedano et al. 2022). En el anexo B se muestra la isoterma de adsorción ocupada.

Tabla 7.2: Parámetros usados en la simulación del caso base.

Adsorción Máxima [mol/m³]	90
Adsorción Residual [mol/m³]	90
Factor de resistencia residual	2.5
Masa molecular salmuera [kg/mol]	0.02121
Concentración de NaCl en salmuera [ppm]	80000
Densidad bruta de NPs [kg/m³]	270
Densidad de nanofluido [kg/m³]	1066.32
Viscosidad de NPs [cP]	1.1
Peso molecular de NPs SiO₂ [kg/mol]	0.0600843
Concentración de NPs a inyectar [ppm]	2000
Isoterma de Langmuir	Modificada de Monfared et al. 2015
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 1	0

Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 1	0
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 2	1
Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 2	1

Una vez simulada la prueba se obtuvieron los siguientes resultados:

En la Figura 7.1 se muestra la aplicación de la prueba *huff & puff* bajo el primer escenario de inyección, la curva en color azul representa el gasto de inyección de nanofluido y la curva en color verde es el gasto de producción de aceite. Como se puede observar, al iniciar el primer ciclo de producción, el gasto de aceite permanece constante (periodo de meseta de producción), entre los 6.5 y los 8.25 bbl/día, durante un periodo de 182 días y posteriormente comienza a aumentar hasta un gasto máximo de producción de aceite de 217.14 bbl/día. La meseta en la producción de aceite se debe a que el pozo se encontraba operando como pozo inyector previo a la inyección del nanofluido. Posteriormente, durante el segundo ciclo, esta meseta de producción es muy breve, ya que el banco de aceite se encuentra en la vecindad del pozo. En la Figura 7.2 se observa el comportamiento de la producción acumulada de aceite resultante del caso base, la cual alcanzó un valor de 187,162 bbl durante el periodo de la prueba, el cual fue de tres años con ocho meses.

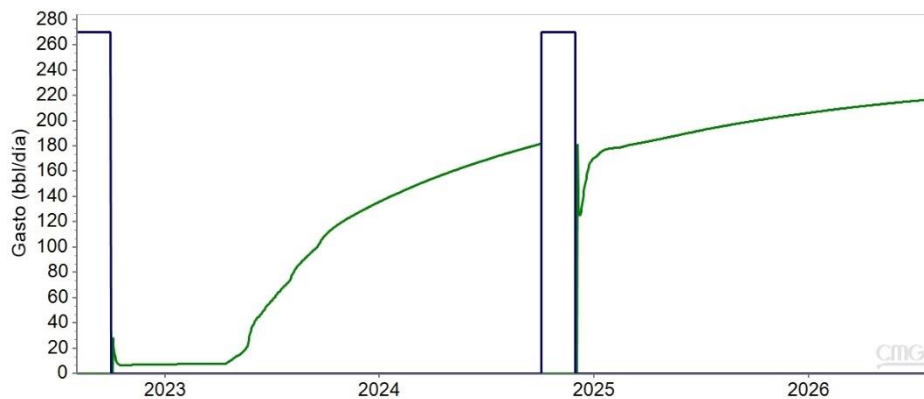


Figura 7.1: Comportamiento de la prueba *huff & puff* en el caso base.

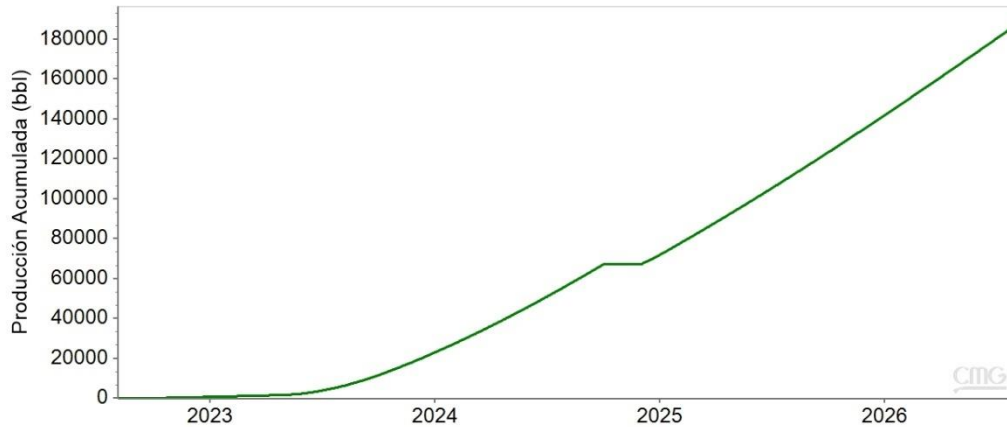


Figura 7.2: Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, con el caso base.

Al analizar el efecto de esta inyección de 58 días en las propiedades petrofísicas se aprecia que las NPs están generando una afectación a la permeabilidad y a la porosidad, en la Figura 7.3 se muestran los perfiles de permeabilidad para la capa 4 del modelo y en la trayectoria del pozo YNM-P1 al YNM-P3, donde la curva roja punteada representa el perfil de permeabilidad al final del tiempo de producción y la curva roja continua representa el perfil original, en esta figura se aprecia una disminución del 5.21% de permeabilidad respecto a la original en las cercanías del pozo. Estos perfiles tienen una distancia de 1733 ft, no obstante, en las figuras se presentan a una distancia de 160 ft, que es donde más se aprecia el daño en las propiedades.

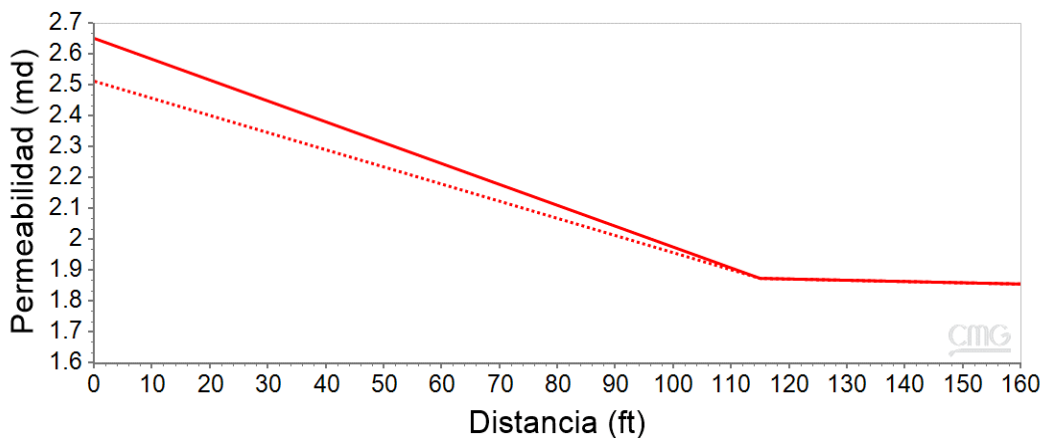


Figura 7.3: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

Por su parte en el perfil de porosidad mostrado en la Figura 7.4 dónde la curva verde continua representa la porosidad original y la curva verde punteada representa la

porosidad al tiempo final de producción, se aprecia una disminución del 1.677% respecto a la porosidad original.

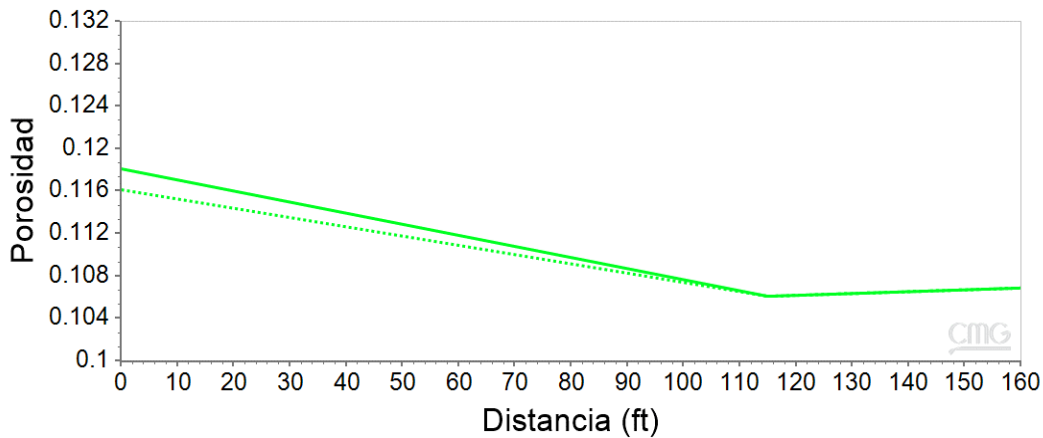


Figura 7.4: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

En la misma capa y trayectoria se muestra el perfil de adsorción de NPs para el tiempo final de producción en la Figura 7.5, en este perfil se aprecia una penetración del nanofluido hasta los 260 ft. La adsorción se dará en valores altos, por debajo de 75 mol/m³ hasta los 115 ft, mientras que de los 115 a 260 ft ya estará el valor de adsorción por debajo de los 0.26 mol/m³. Al igual que con los perfiles de porosidad y permeabilidad se presenta el perfil cortado a una distancia de 340 ft ya que hasta esa distancia se aprecia de mejor manera la penetración del nanofluido.

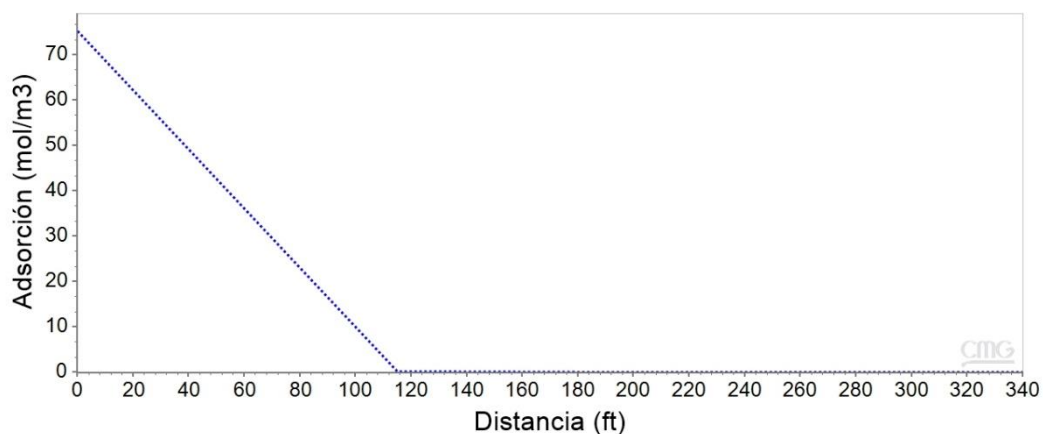


Figura 7.5: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

Se está tomando como referencia la capa 4 para todos los perfiles, ya que es la capa en donde más se está dando una adsorción de NPs y por lo tanto de acuerdo con la ecuación que describe el cambio de porosidad, a mayor concentración de NPs mayor disminución a la porosidad y permeabilidad, para el mismo tipo de roca. En la capa 6 del modelo se tiene otro tipo de roca con porosidad y permeabilidad menores, en dicha capa el nanofluido está teniendo una menor adsorción de NPs y por lo tanto los daños en las propiedades petrofísicas son menores, para la permeabilidad hay una disminución de 3.8%, mientras que para la porosidad se tiene una disminución de 1.68%.

En la Figura 7.6 se muestra el perfil de saturación de aceite para los distintos tiempos relevantes en la prueba *huff & puff* la curva en color café corresponde al final de la inyección del primer bache de NPs, la línea en color verde olivo corresponde al final del tiempo de producción del primer ciclo, la curva en color rojo corresponde al final del segundo bache de inyección de NPs, finalmente la curva en color verde claro corresponde al final del segundo ciclo de producción. En esta figura se aprecia como se está desplazando el banco de aceite al final del primer bache de inyección hasta una distancia de 400 ft aproximadamente, posteriormente al dejar producir el pozo, ya el banco de aceite está en las cercanías del pozo productor con una mayor saturación, ya para el final del siguiente ciclo de inyección el desplazamiento del banco de aceite está dándose hasta los 310 ft, una vez que se terminó el segundo periodo de producción el banco de aceite ya está más cercano a la vecindad del pozo con una saturación menor que con el primer ciclo de producción dado que ya se ha estado produciendo por más de tres años.

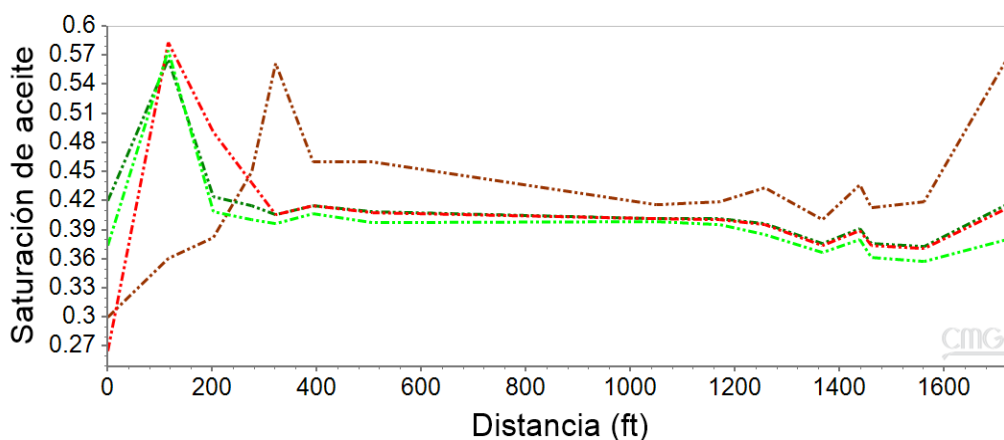


Figura 7.6: Perfiles de saturación de aceite entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de simulación.

Se aprecia una buena recuperación con este tiempo de inyección, sin embargo, la adsorción está siendo por debajo de la máxima y la penetración llega en una cantidad aceptable hasta los 115 ft y posteriormente disminuye y no entra bien a más distancia hacia el yacimiento. Además, se está teniendo una ligera afectación a la porosidad mientras que para la permeabilidad si hay más afectación.

La función principal de las NPs para este modelo y bajo la configuración planteada es hacer un cambio de mojabilidad en la roca, de aceite a agua, por lo tanto, lo siguiente es analizar este cambio, para ello se analizarán los perfiles de permeabilidades relativas y saturaciones de agua y aceite, en estos perfiles se tomarán valores a una distancia menor de los 115 ft, y se compararán con los valores obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa ingresadas al modelo, los cuales se muestran en la tabla 7.3.

En la Figura 7.7 se muestran los perfiles de permeabilidad relativa y saturaciones de agua y aceite entre el pozo de la prueba y un pozo vecino al instante de tiempo en que se llega al final de la inyección del último bache de nanofluido (30/noviembre/24), dónde la curva en color verde representa la permeabilidad relativa del aceite, la curva azul marino representa la permeabilidad relativa del agua, la curva color verde claro representa la saturación de aceite y la curva azul claro se representa la saturación de agua. En esta figura se aprecia que, bajo este escenario de 58 días de inyección, a los 65.6 ft se tiene una saturación de agua de 0.552275, una permeabilidad relativa del agua de 0.0641314 y una permeabilidad relativa del aceite de 0.0819665, estos valores de permeabilidad relativa leídos son más cercanos a los valores correspondientes al segundo set de curvas de permeabilidad relativa para ese valor de saturación de agua, el cual corresponde a la inyección de NPs, por su parte a los 16.4 ft, dónde la adsorción es mayor, se tienen valores de saturación de agua de 0.68875, permeabilidad relativa del agua de 0.083875 y una permeabilidad relativa del aceite de 0.0229012, estos valores son todavía más cercanos a los correspondientes al segundo set de interpolación.

Tabla 7.3: Valores de k_{ro} y k_{rw} en sets de permeabilidad relativa ingresados al modelo.

Set de interpolación	S_w	0.55228	0.68877
Set 1	k_{ro}	0.02468	0.000232
	k_{rw}	0.14244	0.3092
Set 2	k_{ro}	0.10049	0.022
	k_{rw}	0.00826	0.025

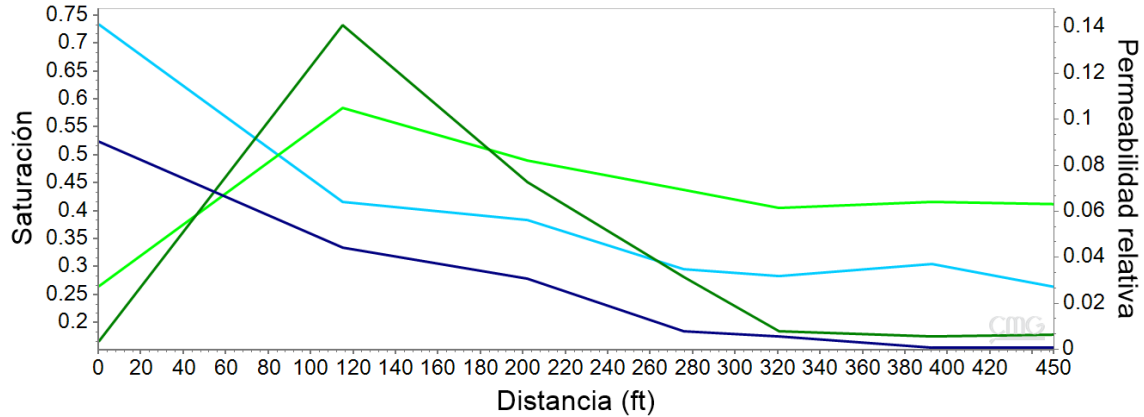


Figura 7.7: Perfiles de saturación y permeabilidades relativas entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3.

Al tener como resultado valores de permeabilidad relativa más cercanos al set de interpolación correspondiente a la inyección de NPs, se concluye que, si se está dando un cambio en la mojabilidad de la roca, al pasar de mojada por aceite a mojada por agua, dado que el aceite fluye con mayor facilidad.

Este caso base arrojó buenos resultados, obteniendo una recuperación de aceite de 187,162 bbl después de tres años con ocho meses de producción, se obtiene un daño en permeabilidad y porosidad del 5.2% y 1.68% respectivamente, estos valores están por debajo de lo obtenido por Sepehri et al. (2019) en sus experimentos en núcleo, lo que indica una buena aproximación. Además, se está generando un buen cambio en la mojabilidad de la roca aun cuando no se alcanza el valor de adsorción máxima definido. Con el fin de buscar una mejor penetración del nanofluido en el yacimiento y que con esto se genere un mejor cambio de mojabilidad en la roca a mayor distancia, se hará una variación en el incremento en tiempo de inyección, presentando diferentes escenarios con periodos de inyección mayor por cada ciclo.

7.3 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una herramienta ocupada para identificar la importancia de parámetros dentro del modelo de simulación, permite determinar cómo pueden afectar distintos valores de una variable a los resultados de un proyecto. El beneficio principal de aplicar un análisis de sensibilidad es que facilita la toma de decisiones, ya que al analizar

todas las variables y sus resultados ya se tiene una imagen general de lo que se desea realizar y cómo realizarlo.

Hay dos tipos, el global y el local, el análisis local o unilateral, se refiere a un análisis variando un solo parámetro a la vez, este análisis se enfoca en el comportamiento al variar una sola entrada mientras que las demás permanecen iguales, este tipo de análisis es útil para determinar que parámetro debe ser modificado para que el sistema o la simulación reproduzcan un comportamiento deseado.

El análisis global o multilateral, analiza la sensibilidad con respecto a toda la distribución de parámetros, este se centra en la variación de los resultados del modelo y determina como es que los *inputs* (entradas) afectan a los *outputs* (salidas). Este tipo de análisis es útil para reducir el número de parámetros a sensibilizar.

Dicho lo anterior se hará un análisis local enfocado en la variación del tiempo de inyección. Por otro lado, se hará un análisis global para todos los demás parámetros involucrados en el desempeño de la prueba y de la inyección de NPs.

7.4 Análisis de sensibilidad local variando el tiempo de inyección

La sensibilización en el tiempo de inyección se realizará con el fin incrementar la penetración del nanofluido en el yacimiento y analizar de qué manera afecta a los siguientes parámetros: producción acumulada de aceite, gasto máximo de aceite alcanzado, duración de la meseta de producción al inicio del primer ciclo de producción, perfil de adsorción de NPs y los perfiles de permeabilidad y porosidad, así como de la respuesta al cambio de mojabilidad.

Para este análisis se mantendrán todos los valores de los parámetros presentados en el caso base, a excepción del tiempo de inyección. Se variará el tiempo de inyección bajo tres escenarios, el primer escenario corresponderá a una inyección por cien días, el segundo escenario se hará considerando una inyección de 180 días y el tercer escenario se hará con una inyección por 360 días. Para cada escenario se presentará una tabla con la configuración de la prueba *huff & puff*.

7.5 Análisis de resultados de la sensibilización de los tiempos de inyección

7.5.1 Escenario 1: Tiempo de inyección por 100 días

Con el fin de incrementar la penetración del nanofluido, se probará un tiempo de inyección de 100 días por ciclo, la configuración ya con este cambio de tiempo de inyección se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7.4: Configuración de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 1.

Etapa	Duración [días]	Gasto máximo [bbl/día]	Gasto mínimo [bbl/día]
Inyección	100	270.47	94.35
Remojo	3	-	-
Producción	730	283.05	-

El comportamiento de la prueba *huff & puff* se muestra en la Figura 7.8, dónde la curva en color azul representa el gasto de inyección del nanofluido, mientras que la curva en color verde representa el gasto de producción de aceite, se aprecia que al inicio del ciclo de producción se da una meseta de producción, la cual tiene una duración de 184 días con gastos de entre 5.7 y 7.45 bbl/día, este comportamiento se debe a la inyección de agua y de NPs previa en este pozo, una vez finalizado este periodo la producción comienza a aumentar hasta llegar a producir un gasto máximo de 198.574 bbl/día. Por su parte en la Figura 7.9 se muestra la producción acumulada de aceite, la cual alcanza un valor de 151,648 bbl por un tiempo de producción de tres años con cinco meses.

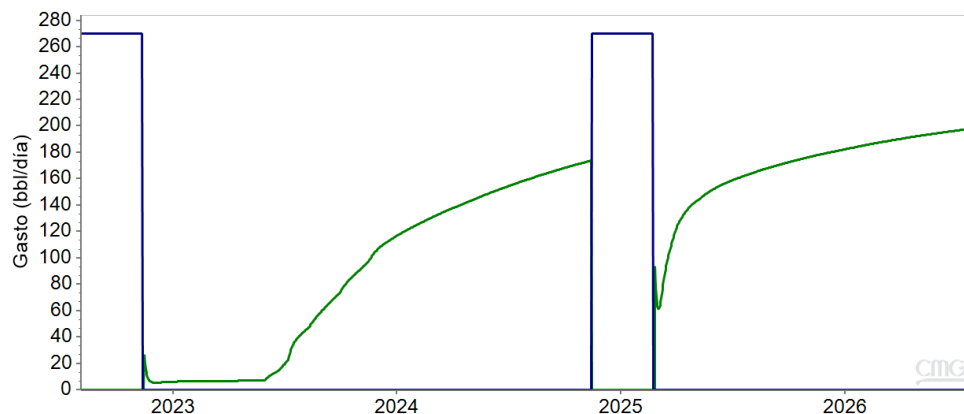


Figura 7.8: Comportamiento de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 1.

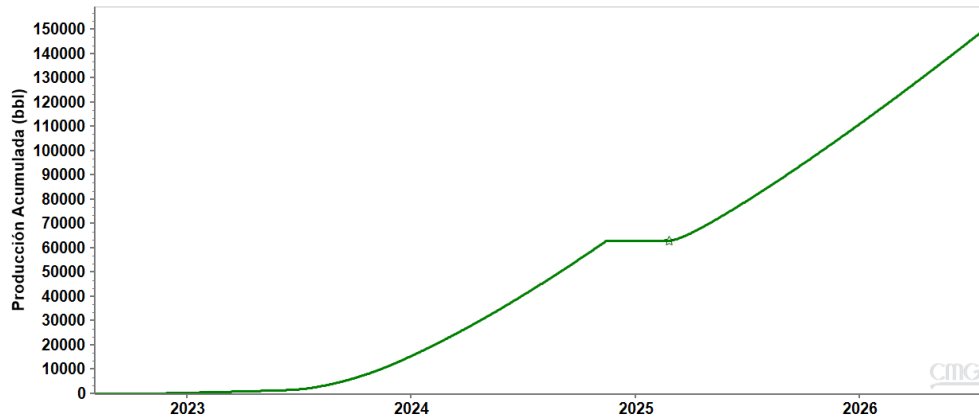


Figura 7.9: Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, bajo el escenario 1.

Con esta inyección de dos ciclos de cien días se estará dando una adsorción mayor. En la Figura 7.10 se muestra el perfil de adsorción para la capa 4, en la trayectoria del pozo YNM-P1 al pozo YNM-P3. Se aprecia que la adsorción estará llegando hasta los 115 ft con valores por debajo de los 90 mol/m³, que es la adsorción máxima definida, a partir de los 115 ft y hasta llegar a los 275 ft se dan valores de adsorción por debajo de los 0.8 mol/m³, por lo que con esta inyección mayor se está dando una mejor difusión.

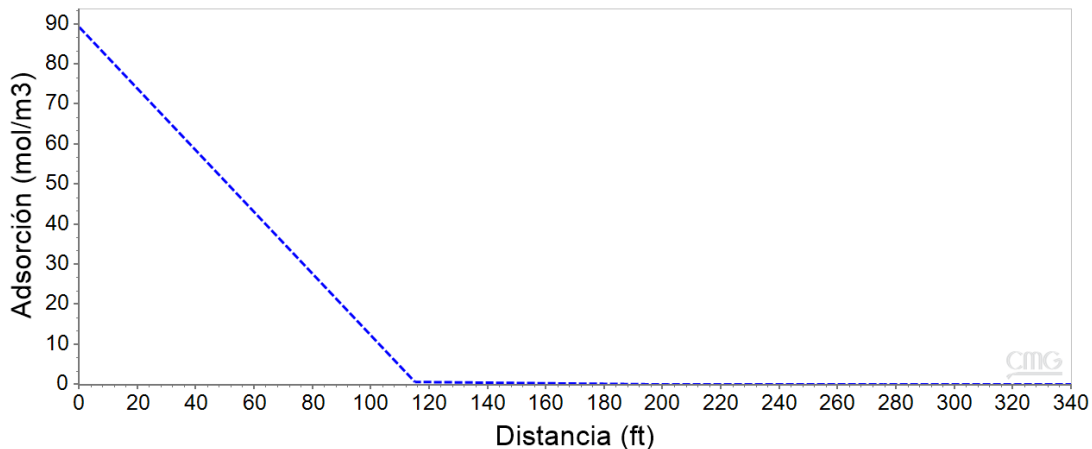


Figura 7.10: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 1.

Dada la adsorción mayor se estarán presentando mayores afectaciones a las propiedades petrofísicas, por su parte en la Figura 7.11, se presenta el perfil de permeabilidad en la capa 4 para la trayectoria del pozo YNM-P1 al pozo YNM-P3, la curva continua es la curva de permeabilidad del modelo sin inyección de método de recuperación mejorada, y la curva discontinua se refiere a la permeabilidad al final del tiempo de producción, en

este perfil se aprecia una disminución en la permeabilidad en la vecindad el pozo de 6.16%.

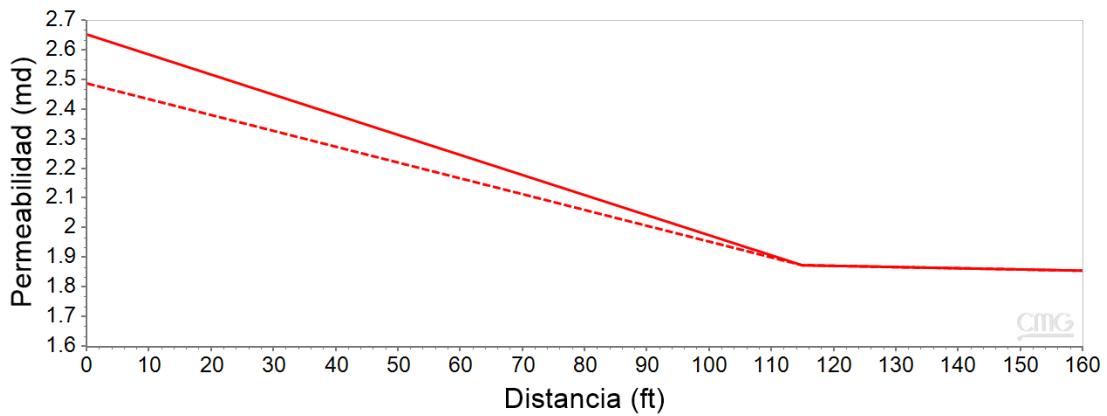


Figura 7.11: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 1.

Posteriormente en la Figura 7.12 se muestra el perfil de porosidad igualmente para la capa 4 y la misma trayectoria, donde la curva continua es referente a el perfil de porosidad original, mientras que la curva discontinua se refiere a la porosidad al final del tiempo de producción, para este caso la disminución se está dando en un 1.99%, estos porcentajes de disminución en las propiedades petrofísicas son cercanos a los obtenidos por Sepehri et al. (2019), en experimentos de núcleo.

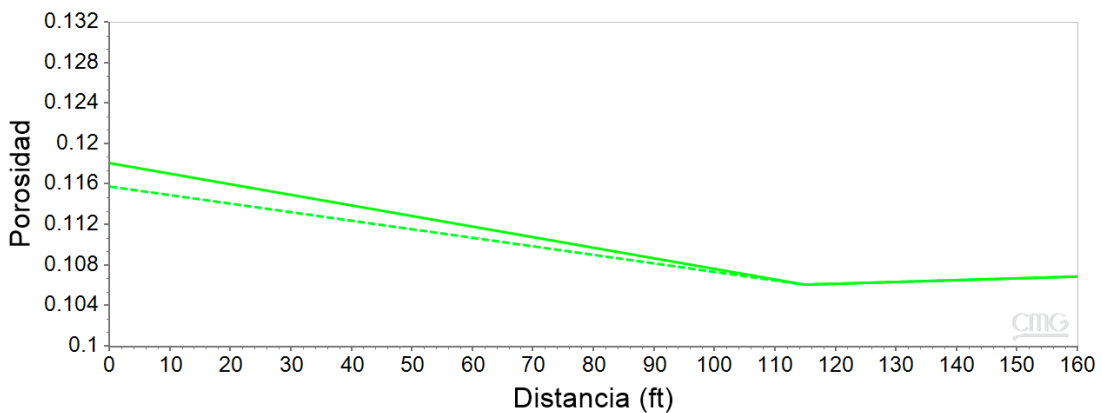


Figura 7.12: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario1.

La capa con propiedades petrofísicas con menor valor está teniendo una penetración menor, y un daño en permeabilidad del 3.24% y de 1.08% para la porosidad.

Al analizar el perfil de saturación se aprecia que, si se está dando un desplazamiento del banco de aceite al final del primer bache hasta los 400 ft, y en la vecindad del pozo se tiene una menor saturación propiciado un empuje mayor en esta zona, posteriormente al abrir la producción por 2 años el banco de aceite ya está en las cercanías del pozo productor. El segundo ciclo de inyección estará empujando el banco de aceite con mayor volumen hasta los 320 ft y al momento del final del tiempo de producción este banco está regresando de buena manera al pozo productor y dejando una saturación de aceite mucho menor que con el primer ciclo. Este comportamiento descrito se aprecia en la Figura 7.13 dónde se presentan los perfiles de saturación a distintos tiempos, la línea de color café representa la saturación de aceite al final de la inyección del primer bache de nanofluido, la curva en color verde olivo representa la saturación de aceite al final del primer periodo de producción, la curva en color rojo representa la saturación de aceite al final del segundo bache de inyección de nanofluido y finalmente la curva en color verde claro representa la saturación de aceite al final del tiempo de producción total.

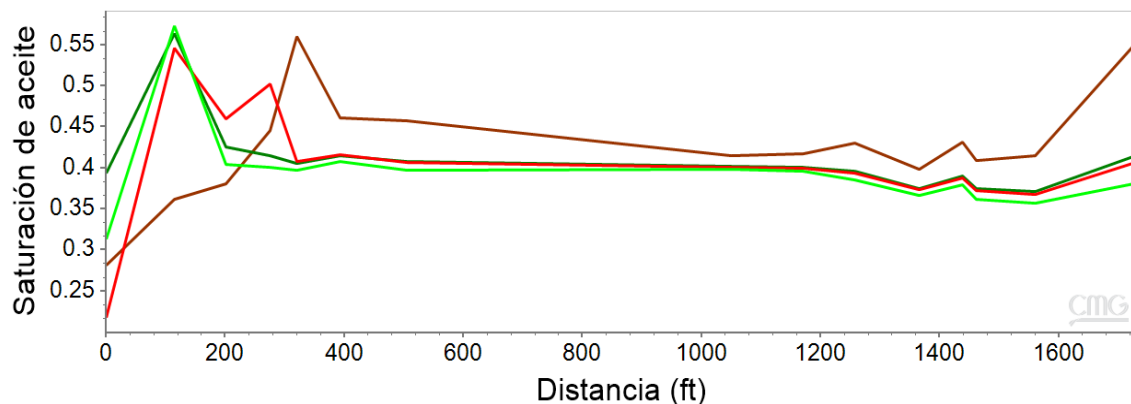


Figura 7.13: Perfiles de saturación entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de simulación para el escenario 1.

Con esta configuración se obtiene una buena recuperación de aceite, esta recuperación es 11.41% menor que con el caso base, al mismo tiempo de producción. Con un mayor tiempo de inyección si se aprecia una afectación un poco mayor en las propiedades petrofísicas sólo hasta los 115 ft aproximadamente, la adsorción se da hasta los 260 ft, pero esta adsorción será en un valor muy pequeño a partir de los 115 ft. La penetración del nanofluido sigue siendo hasta los 115 ft de manera significativa, sin embargo, se buscará que el nanofluido penetre más por ello se aumentará el tiempo de inyección a seis meses y un año solo para observar si cambia la penetración del nanofluido produciendo una mayor adsorción de NPs a mayor distancia.

7.5.2 Escenario 2: Tiempo de inyección 180 días

La configuración de la prueba se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 7.5: Configuración de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 2.

Etapa	Duración [días]	Gasto máximo [bbl/día]	Gasto mínimo [bbl/día]
Inyección	180	270.47	94.35
Remojo	3	-	-
Producción	730	283.05	-

Se está manteniendo el mismo tiempo de simulación (seis años ocho meses) solo que ahora se está aumentando el tiempo de la inyección del nanofluido. En la Figura 7.14 se aprecia el comportamiento de la prueba *huff & puff* con esta configuración, donde la curva verde representa el gasto de producción de aceite y la curva azul representa el gasto de inyección de agua. En esta figura se aprecia que la meseta de producción es mayor a las obtenidas anteriormente, así como se ve que para el inicio del segundo ciclo de producción le está costando más trabajo producir a gastos altos, esto debido a que el bache de inyección de nanofluido está desplazando al banco que aceite más hacia el yacimiento y al momento de arrancar producción se estará produciendo mayormente agua en el tiempo que el banco de aceite regrese a las vecindades del pozo productor de la prueba. Con esta configuración se obtiene un gasto máximo de 150.44 bbl/día. Por otra parte, en la Figura 7.15, se muestra la producción acumulada de aceite bajo este esquema, dicha gráfica corrobora lo comentado, ya que se aprecia un periodo plano de producción mayor al arrancar los ciclos de producción, la producción acumulada alcanzada es de 93,656 bbl por un periodo de producción de 3 años. Dado que la producción va al alza es importante seguir con una producción por más tiempo, pero al comparar con las configuraciones pasadas a este tiempo de 3 años de producción, este escenario está produciendo menos que los pasados.

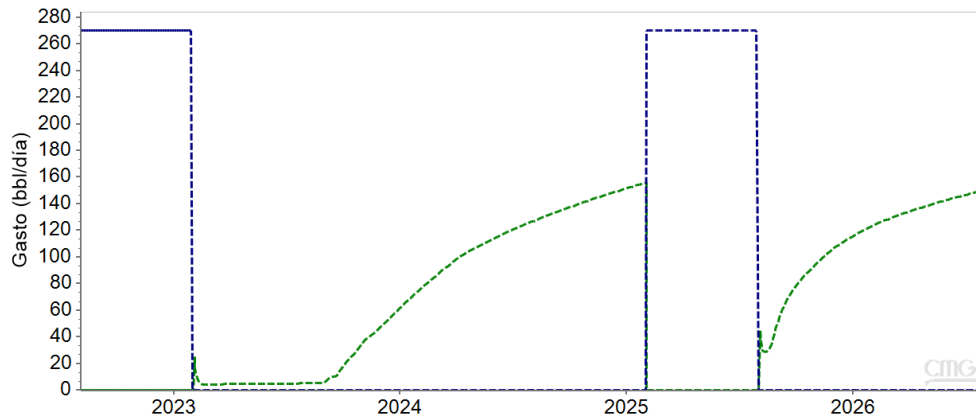


Figura 7.14: Comportamiento de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 2.

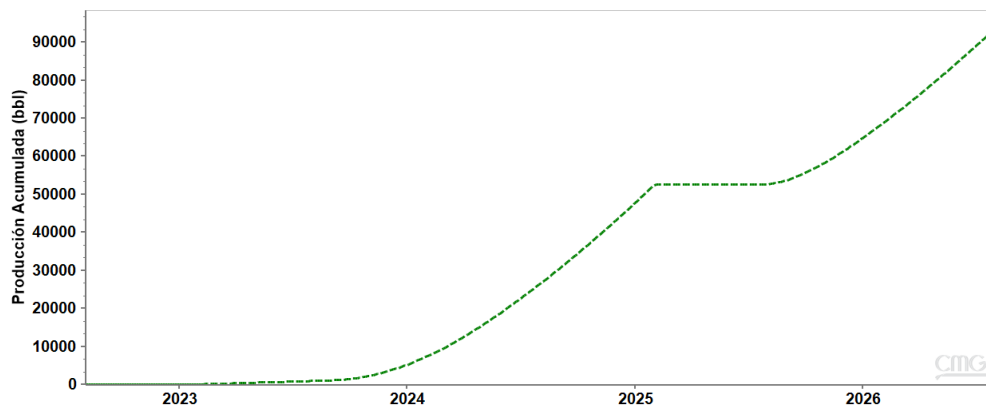


Figura 7.15: Producción acumulada de aceite obtenida por el pozo YNM-P1, bajo el escenario 2.

Al inyectar por más tiempo se da una adsorción mayor, en la Figura 7.16, se muestra el perfil de adsorción, dónde se aprecia una penetración del nanofluido hasta los 300 ft, hay una adsorción desde los 90 hasta 3.28 mol/m^3 en los primeros 115 ft, posteriormente de los 115 ft a los 260 ft se tiene adsorción por debajo de los 3.28 mol/m^3 y de los 260 a 300 ft se tienen valores por debajo de los 0.136 mol/m^3 . Esta adsorción es mejor que en las configuraciones pasadas, principalmente de los 110 ft a los 300 ft, fomentando un mayor cambio en la mojabilidad de la roca.

Sin embargo, una mayor adsorción significa un mayor bloqueo en permeabilidad y porosidad, este efecto se puede observar en las Figuras 7.17 y 7.18, dónde las curvas punteadas se refieren a el perfil al terminar la producción bajo este esquema y las curvas continuas representan el perfil original, en la Figura 7.17 se muestra el efecto de las NPs en el perfil de permeabilidad esta reducción es del 6.2%, mientras que en la Figura 7.18

se muestra el perfil de porosidad dónde la inyección de las NPs resulta en una disminución del 2 % en esta propiedad, en las vecindades del pozo productor.

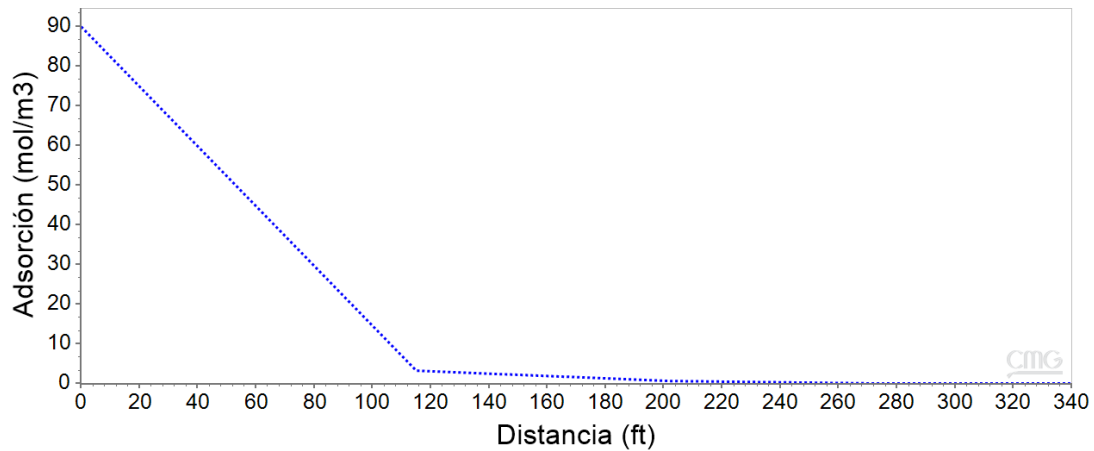


Figura 7.16: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2.

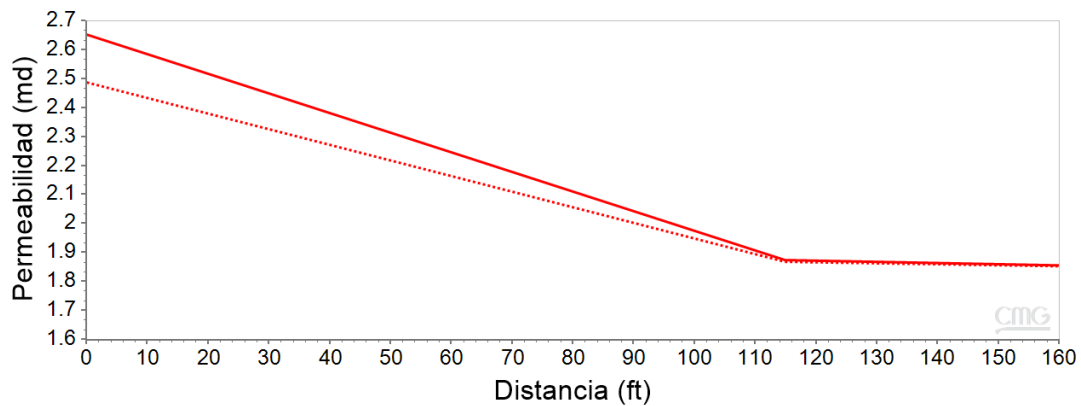


Figura 7.17: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2

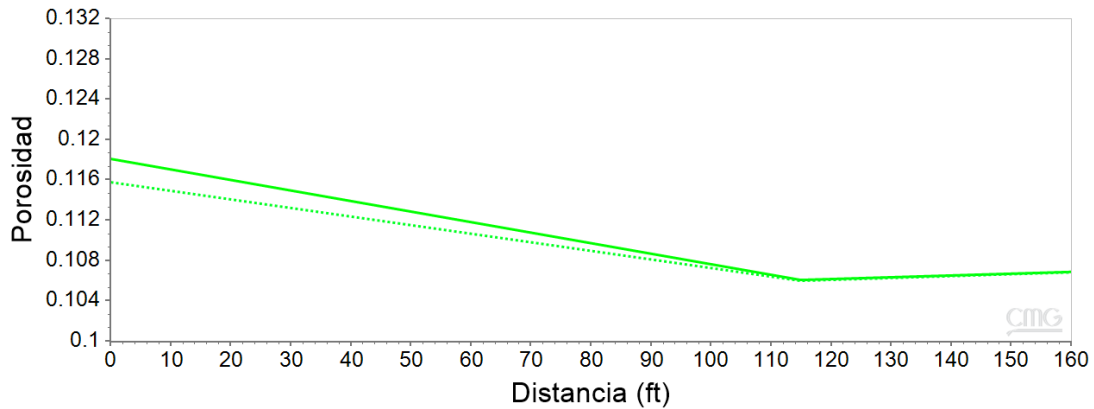


Figura 7.18: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 2.

Este escenario planteado genera una ligera mayor adsorción, sin embargo, se está dando una menor recuperación de aceite, una razón es que la mayor adsorción de NPs genera un mayor daño a la permeabilidad y porosidad en las vecindades del pozo hasta los 115 ft, otra razón es porque el banco de aceite se desplaza más hacia el yacimiento y le está costando más tiempo regresar a las vecindades del pozo de la prueba, además este banco de aceite que regresa será en menor volumen.

Dada la penetración obtenida se espera que al aumentar todavía más el tiempo de inyección se genere una mejor adsorción de NPs y a su vez un mejor cambio de mojabilidad, por lo tanto, se probará la inyección por un año, manejando el mismo tiempo de simulación.

7.5.3 Escenario 3: Tiempo de inyección de 360 días

Para este escenario se planteó la inyección por un año para ambos ciclos, la configuración de la prueba se muestra a continuación:

Tabla 7.6: Configuración de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 3.

Etapas	Duración [días]	Gasto máximo [bbl/día]	Gasto mínimo [bbl/día]
Inyección	360	270.47	94.35
Remojo	3	-	-
Producción	730	283.05	-

En la Figura 7.19 se muestra el comportamiento de la prueba *huff & puff*, dónde la inyección de NPs se da por el año completo para el primer ciclo, mientras que para el segundo ciclo esta inyección se corta dado el tiempo de simulación. En la figura se aprecia que al inicio del primer ciclo de producción se está teniendo una meseta de 256 días, mayor a las configuraciones pasadas, esto debido a que la inyección previa de agua más la inyección del nanofluido por un año están alejando demasiado el banco de aceite, por esto mismo los gastos de aceite aun cuando ya se levanta la producción, son menores a los obtenidos anteriormente, el gasto de aceite máximo alcanzado es 126.24 bbl/día. Por otra parte, en la Figura 7.20 se muestra la producción acumulada de aceite la cual alcanza un valor de 59,957 bbl por un tiempo de producción de dos años con nueve meses. Esta producción es menor por un 60.46% respecto a la configuración con 100 días de inyección.

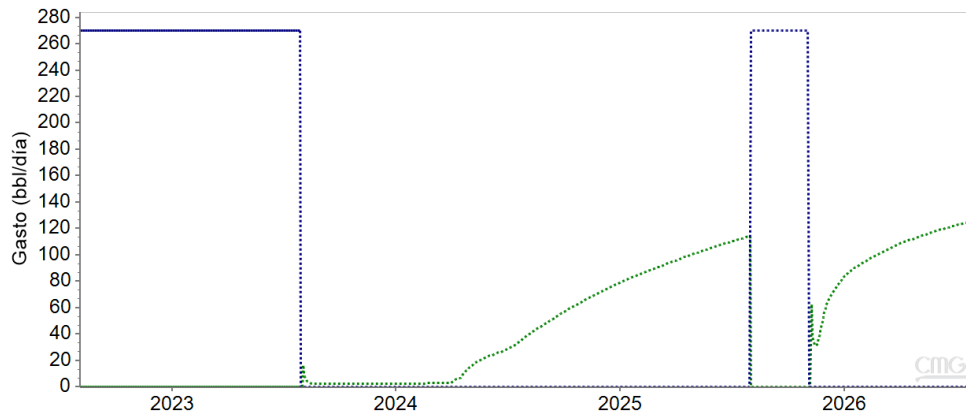


Figura 7.19: Comportamiento de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 3.

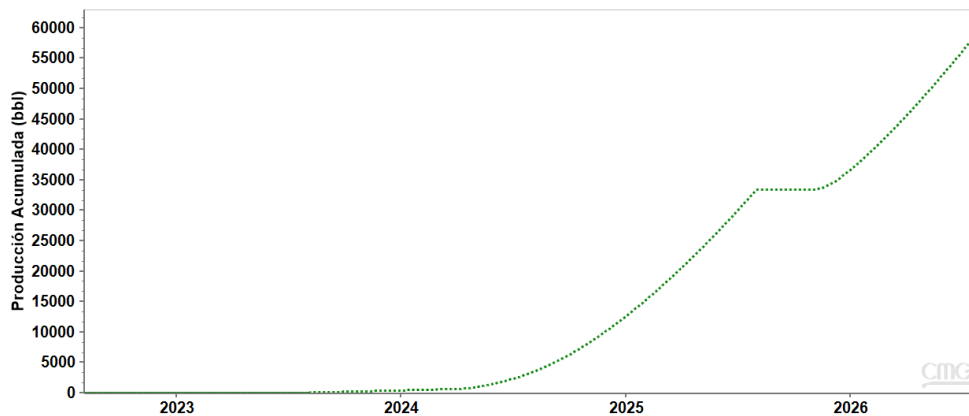


Figura 7.20: Producción acumulada de aceite obtenida con el pozo YNM-P1, bajo el escenario 3.

En la Figura 7.21 se muestra el perfil de adsorción de NPs obtenido bajo este escenario, la adsorción se da en buena magnitud hasta los 115 ft, bajando desde la adsorción máxima de 90 mol/m^3 , posteriormente de los 115 a los 260 ft ya hay valores por debajo de los 4.69 mol/m^3 , después de los 260 ft pasa de 0.2851 mol/m^3 a 0 hasta los 320 ft. Al observar este comportamiento se concluye que si se está obteniendo una mejor adsorción a mayor distancia en el yacimiento propiciado un ligero mejor cambio en la mojabilidad, cuando se mantiene un tiempo de inyección mayor.

Por otro lado, esta adsorción mayor genera a su vez un mayor efecto en la porosidad y permeabilidad, ya que con un aumento en el tiempo de inyección la disminución en porosidad es del 2% para la capa 4 y del 1.96% para la capa 6, mientras que la disminución en permeabilidad es del 6.2% y 5.82% para la capa 4 y 6 respectivamente.

Con esta configuración se tiene un mayor daño a la permeabilidad y porosidad, más acentuado a partir de los 90 ft, esto por la mayor adsorción que se da a mayor distancia del pozo de la prueba, igualmente se tiene bajo este escenario una recuperación de aceite menor causada por el mayor empuje del banco de aceite hacia el yacimiento y esto a su vez indica que el banco de aceite llega más fácil a los pozos vecinos, quietándole el aceite que puede recuperar a nuestro pozo productor de la prueba.

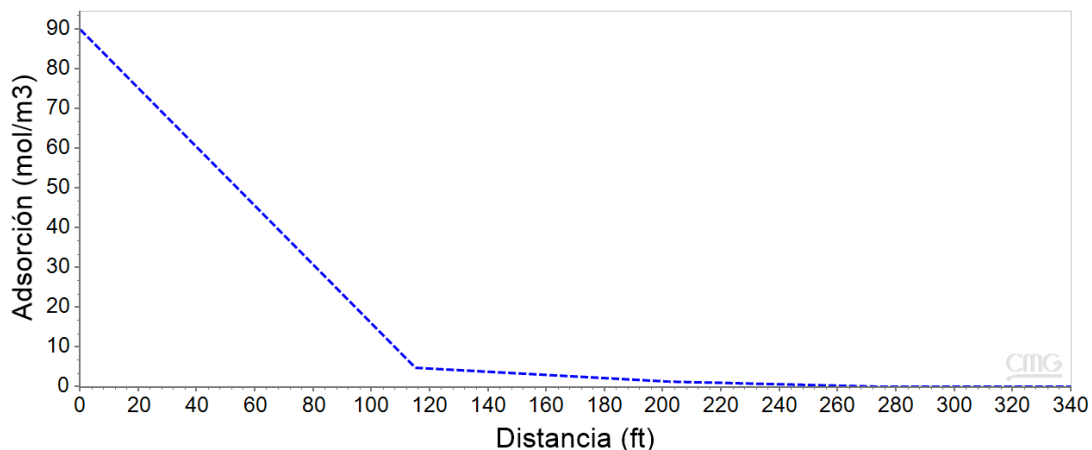


Figura 7.21: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 3.

7.5.4 Análisis de resultados de los tiempos de inyección

Se debe tener un tiempo de inyección óptimo, dado que al inyectar por un mayor tiempo se tendrá que alargar el tiempo de producción para generar una mejor recuperación de aceite por el pozo de la prueba *huff & puff*, de igual manera, cuando se tiene un mayor

tiempo de inyección se tendrá entonces un mayor empuje del banco de aceite hacia los pozos productores vecinos, logrando que estos pozos produzcan el aceite que el pozo de prueba pueda producir. Así mismo este desplazamiento del banco de aceite hace que la meseta de producción sea mayor a medida que el tiempo de inyección aumenta, esto porque primero se va a producir más agua al inicio del tiempo de producción, dado que le costará más trabajo al banco de aceite desplazado regresar a las cercanías del pozo productor para nuestra prueba, entonces cuando inicie la producción, se tendrá una menor recuperación de aceite. A continuación, se muestra en la Figura 7.22, la comparación entre la producción acumulada de aceite obtenida bajo cada uno de los escenarios de inyección presentados, en dicha figura se aprecia que la mayor recuperación de aceite se da cuando hay un menor tiempo de inyección y se aprecia que al incrementar el tiempo de inyección cuesta más trabajo levantar la producción. Al hacer la comparación tomando en cuenta el mismo tiempo de producción, se tiene igualmente una mayor recuperación de aceite bajo el escenario de inyección de 58 días (caso base) con una diferencia del 11.48% respecto al escenario de inyección de cien días.

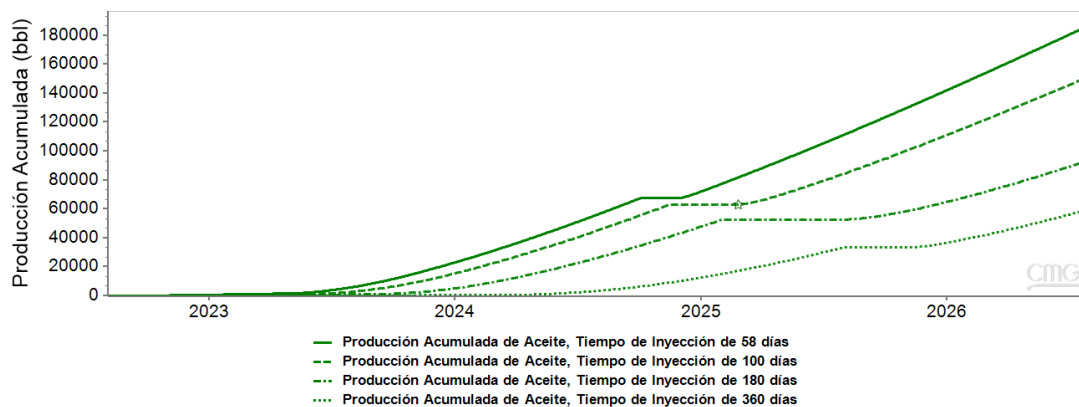


Figura 7.22: Producción acumulada de aceite bajo los distintos escenarios de tiempo de inyección.

Con una inyección de 6 meses se tiene una recuperación de aceite, obtenida por el pozo productor de la prueba, de 93,656 bbl, mientras que para una inyección de 1 año se tiene una recuperación de 59,957 bbl, las cuales están muy por debajo de las obtenidas bajo 100 y 58 días de inyección. En la tabla 7.7, se muestra una comparación de parámetros generales obtenidos en los distintos escenarios mostrados referentes a la producción de aceite en este pozo YNM-P1.

Tabla 7.7: Comparación de resultados de la sensibilización del tiempo de inyección.

Escenario	Inyección 100 días	Inyección 58 días	Inyección 180 días	Inyección 360 días
Inicio de la producción de aceite (Se alcanza un primer pico en el gasto de producción de aceite)	14/11/2022	03/10/2022	02/02/2023	01/08/2023
Primer pico de aceite [bbl/día]	26.93	28.57	26.54	16.61
Inicio de la meseta de producción	27/11/2022	15/10/2022	10/02/2023	08/08/2023
Fin de la meseta de producción	30/05/2023	15/04/2023	01/09/2023	15/04/2024
Duración de la meseta de producción [días]	184	182	203	251
Rango de gasto de producción de aceite durante la meseta [bbl/día]	5.7 - 7.45	6.5 - 8.25	6.46 - 5.76	4.9 - 6.68
Gasto promedio de producción de aceite durante meseta [bbl/día]	6.575	7.375	6.11	5.79
Producción acumulada de aceite al final de meseta de producción [bbl]	1354.69	1520	1082.91	756.739

Dados los resultados de producción acumulada de aceite y la duración de las mesetas de producción, se descartan los escenarios que plantean una inyección mayor a los 6 meses y se hará una comparación para analizar que escenario conviene más ocupar, si una inyección de 100 días o de 58 días por ciclo.

7.5.5 Comparación entre configuraciones tomando inyección de 58 días y 100 días

Primeramente, se muestran los parámetros relacionados con la producción de aceite, en la tabla 7.8, se muestra una comparación de los parámetros y datos relevantes de las dos configuraciones, dónde se ve que la producción acumulada con la configuración de inyección de 58 días produce el 23.41% más que la configuración con más tiempo de inyección, considerando todo el tiempo de simulación. Ahora bien, el tiempo de producción con el escenario que considera una inyección de 100 días es de tres años con cinco meses, este tiempo es menor que la configuración de 58 días, por lo tanto, al comparar los escenarios tomando el mismo tiempo de producción, se sigue dando una recuperación mayor con un menor tiempo de inyección, esta producción acumulada de aceite es 11.48% mayor. Igualmente se aprecia que la meseta de producción dura menos con una inyección menor y a su vez da mayores gastos de aceite.

Tabla 7.8: Comparación de resultados entre el escenario 1 y el caso base.

Parámetros	Escenario	Inyección 100 días	Inyección 58 días
Adsorción Máxima [mol/m³]		90	90
Adsorción Residual [mol/m³]		90	90
RRFT		2.5	2.5
Densidad fase sólida [kg/m³]		270	270
Concentración [ppm]		2000	2000
Isoterma de Adsorción ocupada		Monfared et al. (2015)	Monfared et al. (2015)
Tiempo de Inyección [días]		100	58
Tiempo de Producción [días]		730	730
Producción acumulada de aceite [bbl]		151,648	187,162
Gasto de aceite máximo [bbl/día]		198.574	217.14
Recuperación de Aceite respecto al escenario de 100 días [%]		-	23.419%
Recuperación de Aceite respecto al escenario de 58 días [%]		-18.98%	-
Cambio en Permeabilidad capa 6 [%]		-3.238%	-3.803%
Cambio en Porosidad capa 6 [%]		-1.081%	-1.273%
Cambio en Permeabilidad capa 4 [%]		-6.160%	-5.212%
Cambio en Porosidad capa 4 [%]		-1.989%	-1.677%

Respecto a la adsorción de NPs se tiene una mejor adsorción cuando hay un mayor tiempo de inyección en las capas con mejores valores de propiedades petrofísicas (capa 4), mientras que, para la capa con propiedades petrofísicas con valores menores (capa 6), se da una adsorción mayor con una inyección por un menor tiempo, esto debido a que la duración de la inyección está ayudando a que sea más uniforme la adsorción por todos los intervalos disparados. Tomando en cuenta lo anterior también se muestra la comparación entre la disminución en permeabilidad y porosidad en la tabla 7.8 y se aprecia que con el escenario de 58 días de inyección se tiene un menor daño en estas propiedades en las vecindades del pozo, aproximadamente hasta los 115 ft, de acuerdo con lo mostrado en la sección de configurar cambio en porosidad y permeabilidad en STARS, si son lógicos estos resultados, ya que para los casos planteados, cuando tenemos una adsorción de NPs mayor en las cercanías del pozo inyector la porosidad si

disminuye de mayor manera que con una adsorción menor, y por lo tanto la permeabilidad también disminuye, esto debido a que a una adsorción mayor, la concentración de NPs presentes es mayor. En la capa 6 se tienen valores más bajos de porosidad y permeabilidad que en la capa 4, por lo que el nanofluido no entra tan bien como en otras capas, sin embargo, con una menor duración de inyección se está presentando más penetración porque hay una difusión más uniforme de este nanofluido. Al tener esta mayor adsorción con una inyección de 58 días en esta capa, se estará dando un mayor daño en las propiedades petrofísicas que con una inyección de 100 días

Al comparar como se estará desplazando el banco de aceite, se ve que al final del primer ciclo de inyección hay un empuje menor del banco de aceite con una inyección de 58 días, por su parte al final de la inyección del segundo bache de NPs el volumen de aceite que queda en las cercanías del pozo será mayor para el caso base, por lo tanto, se aprecia un mayor volumen de aceite a recuperar en las cercanías para un tiempo de inyección menor. Además, al tener el banco de aceite desplazado mayormente hacia los pozos productores vecinos cuando se aumenta el tiempo de inyección, la producción de aceite de estos pozos incrementa, dando paso a que se podría llegar a analizar una inyección continua.

7.5.6 Efecto del tiempo de inyección sobre el cambio de mojabilidad

Ahora se muestran en la Figura 7.23 los perfiles de permeabilidades relativas y de saturaciones de agua y aceite entre el pozo YNM-P1 y el pozo productor YNM-P3, con el fin de identificar los puntos a los que están correspondiendo en los sets de interpolación bajo los escenarios de inyección de cien días y hacer una comparación con lo obtenido en el caso base. El nanofluido está entrando hasta los 115 ft con valores altos, por lo que se espera que hasta esa distancia el valor de las permeabilidades relativas sea correspondiente al set de curvas de permeabilidad relativa número dos.

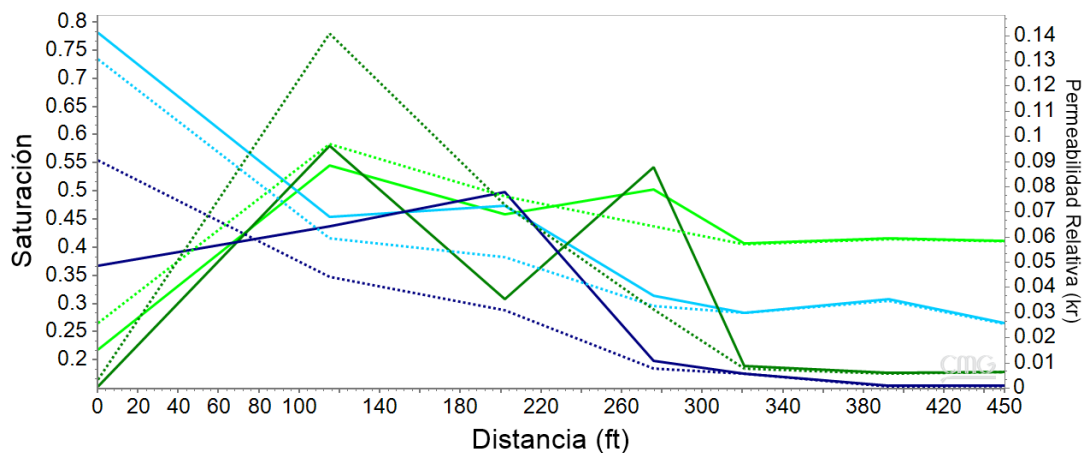


Figura 7.23: Perfiles de saturación y permeabilidad relativa entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3

En la Figura 7.23 las curvas continuas corresponden a la inyección bajo el escenario de 100 días al final del segundo bache de inyección de NPs (22/02/2025), mientras que las curvas discontinuas corresponden al escenario de inyección de 58 días también al final del segundo bache de nanofluido (30/11/2024), las curvas verde olivo corresponden a la permeabilidad relativa del aceite, las curvas en color azul marino corresponden a la permeabilidad relativa del agua, las curvas en color verde claro corresponden a la saturación de aceite y las curvas en color azul claro corresponden a la saturación de agua.

En el caso del escenario de 100 días de inyección para los 65.6 ft, se tiene una S_w de 0.595031, k_{rw} : 0.0576317, k_{ro} : 0.0553642, de acuerdo con los sets de curvas de permeabilidad estos valores se están acercando a el segundo set de curvas mostrados en la tabla 7.9, estos valores no son los valores exactos debido a que la adsorción no está teniendo a esa distancia su valor máximo. A los 16.4 ft hay una S_w : 0.738, k_{ro} : 0.01414, k_{rw} : 0.05127 estos si están más cercanos a los valores del segundo set de curvas de permeabilidad relativa. Para los 115 ft que esta por delante del frente de Nps, (si hay adsorción, pero es prácticamente de 0) se tiene S_w : 0.453858, k_{rw} : 0.064008, k_{ro} : 0.09683; estos valores son más cercanos a el set de interpolación 1, el cual se refiere a un flujo sin método de recuperación mejorada.

Tabla 7.9: Valores de k_{ro} y k_{rw} en los sets de curvas de permeabilidad usados en el modelo.

Set de interpolación	S_w	0.59503	0.738
Set 1	k_{ro}	0.01292	0
	k_{rw}	0.17705	0.36344
Set 2	k_{ro}	0.06714	0.00648
	k_{rw}	0.01180	0.03684

Comparando los resultados obtenidos bajo el escenario de 100 días de inyección con el caso base, se aprecia que los valores obtenidos en las gráficas de permeabilidad relativa para ambos casos se acercan más a los valores en el segundo set de curvas de permeabilidad relativa presentadas, sin embargo, la permeabilidad relativa al aceite es más cercana a los valores obtenidos en el segundo set de curvas de permeabilidad para el caso de inyección de 100 días, igualmente a una distancia más cercana del pozo inyector se obtiene una mejor aproximación a las curvas del segundo set para el tiempo de inyección de 100 días, por lo que este periodo de inyección mayor estará dando mejores resultados en el cambio de mojabilidad a mayor distancia del pozo inyector. Este mejor cambio de mojabilidad a mayor distancia en el yacimiento permitirá que el aceite pueda fluir más fácilmente y pueda ser extraído por un tiempo mayor de producción.

La saturación de aceite es mayor en la vecindad del pozo para la inyección de 58 días, a pesar de que ha tenido 84 días de mayor producción. Llegando a los 315 [ft] la saturación de aceite será la misma para ambos casos, dado el empuje mayor del banco de aceite al haber un mayor tiempo de inyección.

Dado lo anterior se puede concluir que con una configuración de 58 días el funcionamiento de las NPs en función del cambio de mojabilidad se da en menor magnitud que con el escenario de 100 días de inyección. Para la configuración de 100 días de inyección se observa una mayor adsorción y cambio de mojabilidad al agua, por lo que la recuperación de aceite se da de mejor manera considerando un tiempo de producción más largo en la simulación.

Una configuración con escenario de inyección de 100 días es mejor cuando se quiere tener una buena penetración del nanofluido en el yacimiento, propiciando un mejor cambio de mojabilidad en las vecindades del pozo ocupado para la prueba, generando

que el aceite fluya de mejor manera y se pueda obtener una buena recuperación de aceite, por otro lado, con una configuración con un tiempo de inyección de 58 días, se está dando una mejor recuperación de aceite por un 23.41% a lo largo de todo el tiempo de simulación, y se obtiene, con el mismo tiempo de producción, una recuperación del 11.48% mayor que con una inyección de 100 días. Es por ello que la configuración de inyección de 58 días será la mejor hasta el momento, dado el buen cambio de mojabilidad en la roca y dada su mejor recuperación de aceite bajo el escenario *huff & puff*, no obstante, se tomará por el momento la configuración de inyección de 100 días (escenario 1) como configuración estándar, para sensibilizar manualmente distintos parámetros dentro de la simulación que ayuden a incrementar la penetración del nanofluido y la recuperación de aceite para este pozo de prueba. Una vez sensibilizados se hará una configuración de inyección de 58 días con los nuevos parámetros para analizar si también con ese tiempo de inyección se estará recuperando más aceite.

7.6 Análisis de Sensibilidad Global: parámetros involucrados en la simulación

El análisis global va a permitir que se identifiquen los parámetros más importantes dentro de la simulación y que estos puedan tener valores óptimos para la prueba *huff & puff*. Este análisis global se hará primero de parámetro en parámetro para identificar su impacto en la simulación de la prueba.

Los parámetros más importantes por variar para analizar el comportamiento de la prueba y de los mismos perfiles mostrados en el análisis local del tiempo de inyección son: el gasto de inyección de nanofluido, el factor de resistencia residual, la adsorción de NPs máxima, la posible definición de una reversibilidad en la adsorción de NPs y la densidad bruta de las NPs, ya que estos parámetros son de gran incertidumbre para lograr una mejor recuperación de aceite. Dichos parámetros se muestran en la tabla 7.10, dónde cada uno se acompaña de su valor, al que llamaremos original, dichos valores fueron los ocupados para la configuración estándar, definida anteriormente (la isoterma de adsorción ocupada se muestra en el anexo B en la figura B2).

Tabla 7.10: Valores originales de parámetros a sensibilizar.

Adsorción Máxima [mol/m ³]	90
Adsorción Residual [mol/m ³]	90
Factor de resistencia residual	2.5
Densidad bruta de NPs [kg/m ³]	270
Densidad de nanofluido [kg/m ³]	1066.32
Concentración de NPs a inyectar [ppm]	2000
Isoterma de adsorción	Modificada de Monfared et al. (2015)
Gasto de inyección de nanofluido [bbl/día]	270.57

Para cada escenario que se presente, se indicará específicamente que parámetro se modificará con un nuevo valor en cada apartado del análisis de resultados.

7.6.1 Justificación de la sensibilización de parámetros

7.6.1.1 Gasto de Inyección de nanofluido

Una vez sensibilizado el tiempo de inyección, se planteó un aumento en el gasto de inyección del nanofluido con el fin de que se obtenga una mejor penetración y así un mayor cambio en la mojabilidad de la roca por más distancia hacia el yacimiento. Para ello se analizaron los experimentos de Sepehri et al. (2019), con el fin de igualar la velocidad de inyección que ocuparon en el núcleo y con esa velocidad calcular el gasto de inyección para el pozo. El cálculo de la velocidad de inyección en el núcleo se hizo mediante la ecuación 7.1.

$$v_n = \frac{q_n}{A_{t_n}} \quad (7.1)$$

Una vez calculada la velocidad de inyección en núcleo y teniendo en cuenta que se quiere la misma velocidad de inyección para el yacimiento, se procede a hacer el cálculo mediante la ecuación 7.2, dónde va a multiplicar el área del pozo por la velocidad de inyección del núcleo para obtener un gasto de inyección nuevo.

$$q_{iny_y} = \left(v_n \left[\frac{m}{d} \right] \right) (A [m^2]) = \left(v_n \left[\frac{m}{d} \right] \right) (2\pi r_w h) \quad (7.2)$$

El valor de gasto resultante es de 3708.52 bbl/día. El procedimiento del cálculo se muestra en el anexo C.

7.6.1.2 Adsorción máxima de nanopartículas

Con el fin de buscar una mayor penetración del nanofluido en el yacimiento se probará ahora cambiar la adsorción máxima de las NPs, este cambio se hará porque al hacer el análisis de este parámetro en la inyección en núcleos se obtuvo una mejor penetración de las NPs. Esto se da porque al tener un menor valor máximo de adsorción, las NPs no se quedan adsorbidas en las cercanías del pozo, obstruyendo el paso de los fluidos; sino que se adsorbe la cantidad máxima y de ahí el nanofluido sigue en suspensión, llegando a partes de la roca que no tienen NPs adsorbidas, más adentro del yacimiento.

7.6.1.3 Concentración de nanopartículas a inyectar

La concentración de NPs debe ser seleccionada cuidadosamente ya que, de acuerdo con Sepehri et al. (2019), el incremento en la concentración de NPs a inyectar refleja una mejor recuperación de aceite, no obstante, si se llega a seleccionar una concentración demasiado alta ya no habrá un efecto significativo en la recuperación de aceite. De igual manera el aumento en concentración, en lugar de ayudar a el cambio de mojabilidad o una mejora en la tensión interfacial, fomentará taponamiento en los poros, evitando el paso de fluidos más fácilmente. Desde luego el área transversal expuesta al flujo en el núcleo es mucho mayor proporcionalmente al área transversal expuesta al flujo en el caso del pozo. Es por ello que se tiene que definir una concentración de NPs óptima. Por otro lado, de acuerdo con Hendraningrat et al. (2021), en experimentos en núcleos, al pasar de una concentración de NPs mayor a una menor se obtiene una mejor recuperación de aceite.

Dadas las observaciones anteriores se pasará a sensibilizar esta concentración, la concentración original ocupada en el presente trabajo es de 2000 ppm, la cual para Sepehri et al., (2019), es la concentración óptima, ahora por lo comentado anteriormente se propone evaluar la concentración a 5000 ppm para analizar su efecto. Igualmente, se debe tener en cuenta que todas las NPs en el fluido dispersante están suspendidas al aumentar la concentración, esta suposición está sujeta a las condiciones experimentales con este tipo de NPs.

7.6.1.4 Factor de resistencia residual

El factor de resistencia residual (RRFT) es un parámetro de gran importancia, ya que tiene un impacto directo en la permeabilidad después del uso de un método de recuperación mejorada. De acuerdo con Hendraningrat y Torsaeter (2015), un valor mayor de RRFT lleva a una mejor recuperación de aceite. Esto debido a que al aumentar el

RRFT, aumenta la tendencia de que se adsorban de mejor manera las NPs, generando una buena agregación. En este mismo trabajo se tienen valores de RRFT desde 0.96 a 1.90. Por otra parte, Hendraningrat, (2015) mostró una variación en sus experimentos de acuerdo con el tipo de nanofluido en dónde la variación del RRFT se muestra en función de la mojabilidad inicial. En dicho trabajo, para una mojabilidad intermedia el factor de resistencia va de 1.8 a 2.5, mientras que para una mojabilidad al aceite va de 0.8 a 1.6, estas variaciones en RRFT a su vez dependen del incremento en temperatura, y del tipo de salmuera usada en el nanofluido.

Dado lo anterior se analizó dentro de esos experimentos el nanofluido más parecido a las características del nanofluido ocupado para esta prueba y se concluyó que el RRFT en este caso debe de oscilar entre el 1.19 y 2.5.

Por otro lado, Hendraningrat et al. (2021) realizaron el desarrollo de un simulador de inyección NPs como método de recuperación mejorada, capaz de capturar las características de las NPs, dónde el cálculo del RRFT se puede realizar en función de la permeabilidad. De acuerdo con un novedoso asistente llamado “*process wizard*” de STARS de CMG, se tiene como máximo un valor de cinco para este parámetro. Por ello, en el presente trabajo se planteó hacer modificaciones del RRFT a valores 1.19 a 5 y a analizar el comportamiento sobre las curvas previamente analizadas.

7.6.1.5 Densidad del nanofluido

La densidad del nanofluido, es un parámetro que también es variado en distintos experimentos realizados por Hendraningrat (2015), dónde dependiendo de la concentración de NPs y de NaCl se hace la variación. Dicha variación va de los 1015 kg/m³ a los 1070 kg/m³. De acuerdo con lo anterior y a lo descrito por Moedano (2022), dónde se toma este parámetro como un parámetro de ajuste para su análisis, se optó por una densidad para el caso base de 1066 kg/m³. Dadas las características similares de un nanofluido presentado por Hendraningrat (2015), se analizó disminuir el valor de esta densidad al más bajo de 1016 kg/m³.

7.6.1.6 Densidad bruta de las nanopartículas

La densidad bruta de NPs es un parámetro con incertidumbre, debido a que no hay un valor fijo establecido en bibliografía. Sepehri et al. (2019), tomaron un valor de 100 kg/m³, Hendraningrat y Torsaeter (2015), tomaron 50 kg/m³, Hendraningrat et al. (2021) propusieron un valor de 2650 kg/m³ en el simulador, Hendraningrat (2015) manejó un

rango de 50 a 110 kg/m³, finalmente Monfared et al. (2015) manejaron 2200 kg/m³. Adicionalmente, Moedano (2022) mostró que esta densidad es ocupada como parámetro de ajuste en los perfiles de porosidad y permeabilidad. Dadas las ecuaciones 6.1 y 6.2 mostradas en la sección de configuración de cambios en porosidad y permeabilidad en STARS, queda claro que la porosidad resultante está en función de la densidad del componente sólido y al verse afectada la porosidad a su vez se estará afectando a la permeabilidad.

Para la configuración estándar se ocupó el valor de 270 kg/m³, dado lo comentado anteriormente, se hizo una variación en este parámetro, primero se muestra una simulación tomando un valor de 50 kg/m³, posteriormente se muestra una simulación ahora tomando un valor de 2650 kg/m³.

7.6.1.7 Adsorción residual de nanopartículas

En los trabajos citados con anterioridad, se tomó un cierto grado de reversibilidad, generando una mejor difusión de las NPs y logrando tener buenos resultados en cuanto a el cambio de mojabilidad en la roca, propiciando una mejor producción de aceite, es por ello se planteó una reversibilidad en la adsorción de NPs. Para este caso se tomará una reversibilidad del 66.66% al tener una adsorción máxima definida de 90 mol/m³ entonces la adsorción residual es de 30 mol/m³.

Esta decisión se tomó con base en que una adsorción de 30 mol/m³ dio buenos resultados anteriormente en cuestión de penetración del nanofluido. Además de acuerdo con Moedano (2022) cuando se definió la adsorción máxima de 30 mol/m³ arrojó un muy buen ajuste con datos experimentales considerando la disminución en la tensión interfacial.

7.6.1.8 Isoterma de adsorción

Para lograr un buen funcionamiento de las NPs como método EOR se requiere que la interacción entre las NPs y la roca se indique de manera apropiada para que la adsorción se dé mejor. Es por ello, que la isoterma de adsorción es un parámetro de vital importancia y con un gran nivel de incertidumbre. En bibliografía no se especifica alguna isoterma ideal con la temperatura de este yacimiento, solo Monfared et al. (2015) obtuvieron isotermas a 293, 303 y 313 K de experimentos en núcleos. Al ser de las pocas isotermas mostradas en bibliografía, estas se tomaron como base para ingresar al modelo

para las simulaciones en yacimiento. La descripción y valores de la isoterma ocupada inicialmente se muestran en el anexo B.

Dada la falta de isotermas de adsorción que no mencionan distintos autores en sus experimentos, se analizó la forma en la que se modela la adsorción de algún componente en *STARS*, en este caso será para las NPs.

En el manual de *STARS*, CMG (2021) se muestra que la isoterma de adsorción puede ser calculada en función de la correlación de la isoterma de Langmuir, mostrada en la ecuación 7.3.

$$AD = \frac{Az}{1 + Bz} \quad (7.3)$$

Dónde z es la concentración de algún componente y los parámetros A y B son dependientes de la temperatura. Basados en esta correlación la adsorción máxima está definida por la siguiente relación:

$$Ads_{Max} = \frac{A}{B} \quad (7.4)$$

En el mismo manual se menciona que estos valores A y B no siempre se conocen, por lo que la correlación de la isoterma de Langmuir se puede reescribir de la siguiente manera:

$$Ad_i = \frac{A}{B} \left(\frac{Bz_i}{1 + Bz_i} \right) \quad (7.5)$$

De la Ec. 7.5 ya se puede calcular la adsorción para cada valor de concentración deseado, así mismo los parámetros A y B se pueden calcular basándose en la composición del fluido en el valor máximo de adsorción que se tenga. En el manual de *STARS* se sugiere que el factor Bz_i sea igual a 10 para el cálculo de los factores B y A .

Tomando en cuenta lo anterior, se planteó proponer una isoterma nueva, para ello se tomó para el cálculo una concentración de 2000 ppm de las NPs, que es la que se está ocupando en el modelo, este valor de concentración es equivalente en fracción masa a 0.002 y en porcentaje es de 0.2 (el paso a paso del cálculo de la isoterma propuesta se muestra en el anexo B).

Lo primero es pasar el valor de adsorción máxima que se tenga, a las unidades $\text{g/cm}^3\text{PV}$, esta adsorción máxima se tomará como el valor máximo de la isoterma dada por Monfared et al. (2015), para empezar el cálculo.

Este cambio de unidades a $\text{g/cm}^3\text{PV}$ se hace mediante la siguiente ecuación:

$$Ad_i = \left[\frac{mg_{surf}}{g_{roca}} \right] \left(\frac{(1-\phi)\rho_r}{\phi} \right) \left[\frac{g_{roca}}{cm^3PV} \right] \times 10^{-3} \left[\frac{g_{surf}}{mg_{surf}} \right] = \left[\frac{g_{surf}}{cm^3PV} \right] \quad (7.6)$$

Obteniendo un valor de 0.02812, el valor de B se calculó con base en la concentración en fracción masa, dando como resultado 5000, posteriormente se calcula el valor de A, conociendo la adsorción máxima mediante la Ec. 7.4, obteniendo un valor de 140.62 g/cm³PV.

Para dejar el valor de adsorción en unidades requeridas por STARS, mol/m³ se debe de dividir el valor entre el peso molecular del SiO₂ y convertir a m³.

Por su parte los valores de fracción mol se calculan multiplicando el valor de concentración (z_i) por el peso molecular del agua entre el peso molecular de las NPs (SiO₂).

$$fracción\ mol = z_i \frac{MM_{H_2O}}{MM_{SiO_2}} \quad (7.7)$$

Teniendo los valores de A y B ya se puede generar una tabla de adsorbato adsorbido a cierta concentración, para este caso se varió solamente la concentración para obtener una isoterma mediante la correlación de Langmuir mostrada en la Ec. 7.5. En la tabla 7.11 se muestran los valores de concentración [fracción mol] y de adsorbato adsorbido [mol/m³PV] que se obtuvieron en el proceso (en el anexo B se muestra la tabla B1 con las distintas unidades ocupadas para llegar a obtener la isoterma en unidades requeridas por STARS).

Tabla 7.11: Valores de concentración y adsorbato adsorbido resultantes del cálculo de la nueva isoterma de adsorción.

Concentración [Fracción mol]	Adsorbato adsorbido [mol/m ³ PV]
0	0
1.1983E-05	78.0116
2.3966E-05	133.7342
5.9915E-05	234.0348
1.7974E-04	351.0522
2.9957E-04	390.0580
5.9915E-04	468.0697

La isoterma obtenida, la cual se llamará isoterma propuesta, se muestra en la Figura 7.24 representada en color naranja, en esta misma figura se muestra la isoterma tomada de Monfared et al. 2015 representada en color gris. En esta figura se ve que la isoterma obtenida propiciará una mejor difusión de las NPs ya que el adsorbato adsorbido no se da a una gran cantidad con concentraciones menores, obteniendo mejor transporte a través del medio poroso.

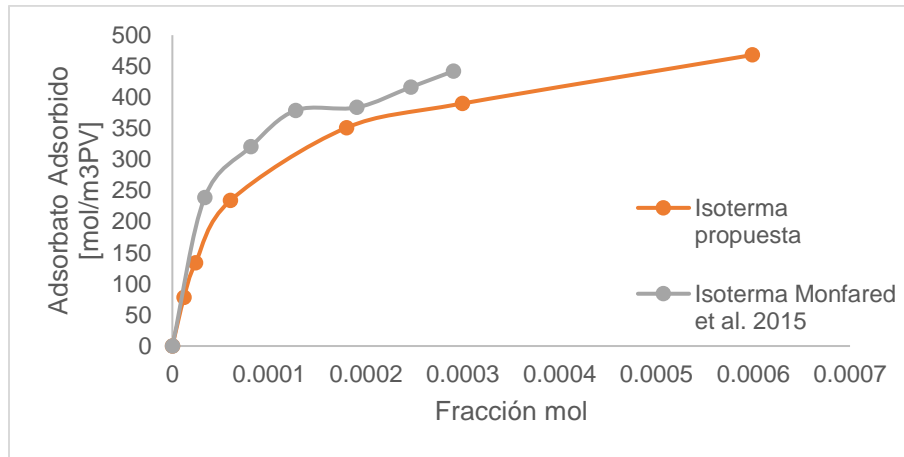


Figura 7.24: Isotermas de adsorción propuestas para el modelo.

7.7 Análisis de resultados

7.7.1 Escenario 4: Modificando gasto de inyección, igualando la velocidad

Ahora se realizará la prueba *huff & puff* con un gasto de inyección de nanofluido de 3708.52 bbl/día, por lo tanto, la configuración quedará de la siguiente manera.

Tabla 7.12: Configuración de la prueba *huff & puff*, escenario 4.

Etapa	Duración [días]	Gasto máximo [bbl/día]	Gasto mínimo [bbl/día]
Inyección	100	3708.5	94.35
Remojo	3	-	-
Producción	730	283.05	-

Al generar la corrida de la prueba con esta modificación en gasto de inyección del nanofluido se obtuvieron los siguientes resultados, en la Figura 7.25, se muestra el comportamiento de la prueba *huff & puff*, en dicha figura se aprecia que el ciclo de inyección no mantiene el gasto mayor por todo el tiempo dado, sin embargo, si hay una inyección de NPs mayor que con el caso base, por otro lado se aprecia que el gasto de aceite es menor con esta configuración alcanzando un gasto máximo de 158.519 bbl/día,

además se aprecia que la meseta de producción en comparación con una inyección con el gasto de 270.47 bbl/día, es mayor. En la Figura 7.26, se muestra la producción acumulada de aceite la cual es de 106,818 bbl por un periodo de tres años con cinco meses, esta producción acumulada es 29.56% menor que la obtenida con el caso de un gasto de inyección menor.

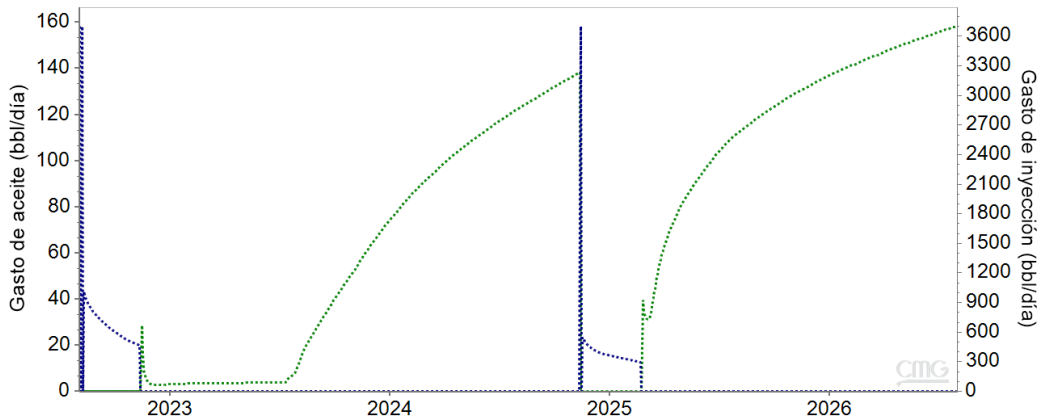


Figura 7.25: Comportamiento de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 4.

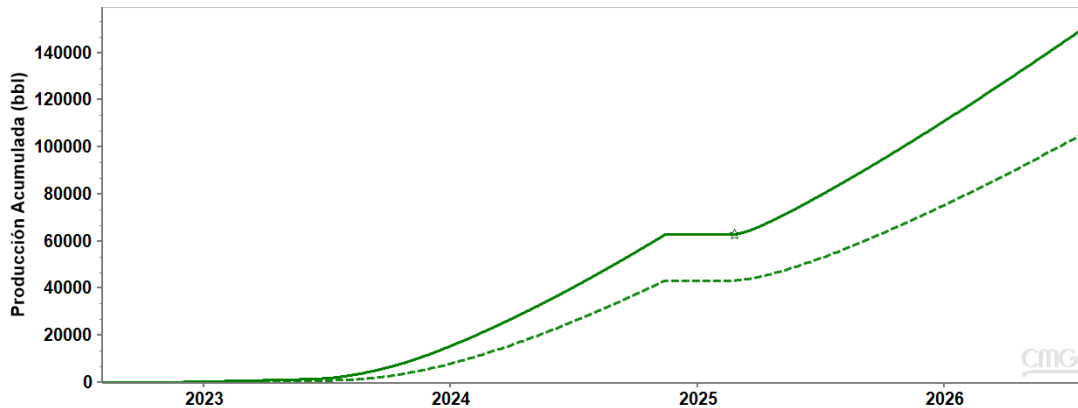


Figura 7.26: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 4.

Por su parte, en el perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.27, se aprecia que hay mayor adsorción bajo este esquema que con la obtenida con gasto de inyección menor. De igual manera la penetración del nanofluido es un poco mejor al llegar con valores de 3.82 mol/m^3 a los 115 ft y de ahí llega a un valor de 0.192 hasta los 260 ft, sin embargo, la recuperación no está siendo la deseada dado que las propiedades petrofísicas están teniendo una afectación mayor, en las Figuras 7.28 y 7.29, se muestran los perfiles de porosidad y permeabilidad respectivamente, dónde los perfiles originales se muestran en

una curva continua y los perfiles resultantes después del proceso EOR se muestran en curvas discontinuas, en dichas figuras se aprecia una disminución mayor en las cercanías del pozo, se tiene una disminución del 2% en la porosidad y una disminución del 6.2% en la permeabilidad, incluso un poco después de los 115 ft se está obteniendo una ligera disminución en la permeabilidad, dada la mayor penetración en esta distancia del yacimiento.

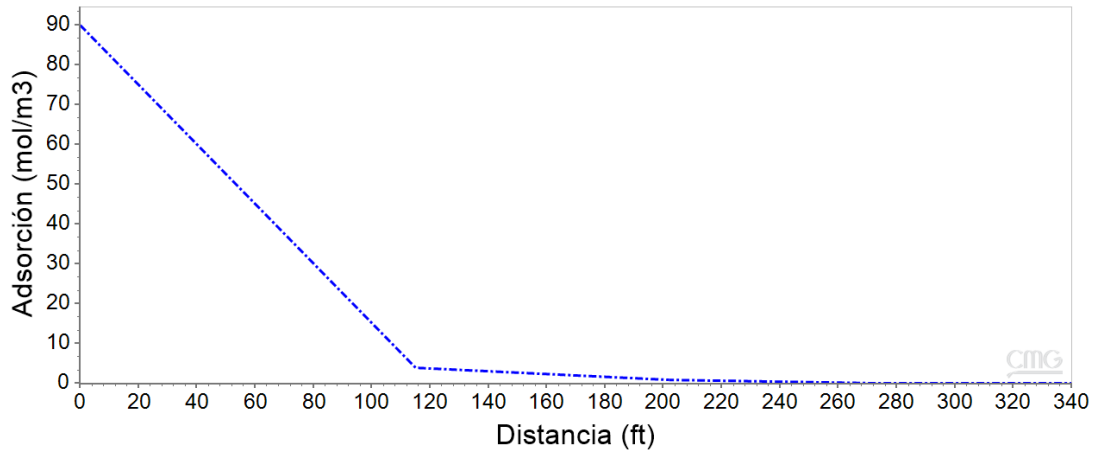


Figura 7.27: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4.

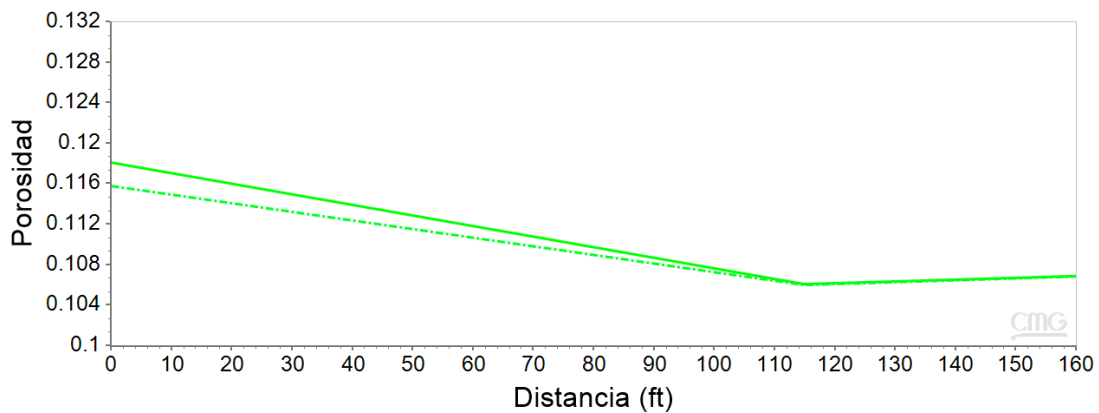


Figura 7.28: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4.

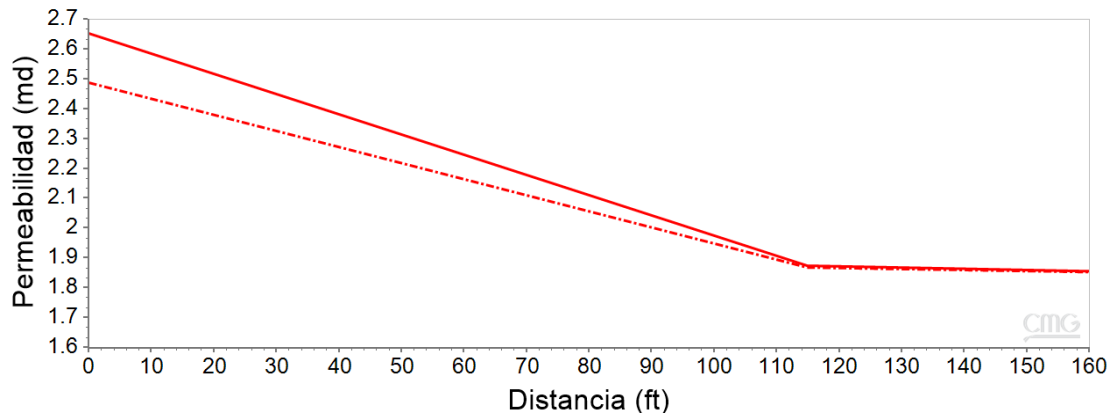


Figura 7.29 Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 4.

Dado el comportamiento de la prueba, al modificar el gasto de inyección tratando de igualar la velocidad de inyección en experimentos de núcleo hechos por Sepehri et al. (2019), se estará dando una mejor penetración del nanofluido, después de los 115 ft sin embargo la mayor penetración genera un mayor daño en las vecindades del pozo por lo que este aumento en el gasto de inyección es desfavorable a la recuperación de aceite que se desea, por lo tanto se quedará un valor de gasto de inyección del nanofluido de 270.47 bbl/día para el resto de los escenarios en el presente trabajo.

7.7.2 Escenario 5: Cambiando el valor de adsorción máxima a 30 mol/m³

La configuración de la prueba se mantiene igual a la estándar, el único valor que cambiará será la adsorción máxima de NPs, siendo ahora una de 30 mol/m³.

El resultado de la prueba *huff & puff* se muestran en la Figura 7.30 donde las curvas en color azul representan el gasto de inyección de nanofluido y las curvas verdes el gasto de aceite, para todos los casos presentados a partir de éste, las curvas continuas representan la configuración estándar, mientras que las curvas discontinuas representan el escenario planteado en cada caso, en este caso es modificando el valor de adsorción máxima. En dicha figura se aprecia que los gastos obtenidos con esta configuración son menores que los obtenidos por la configuración sin modificaciones, incluso en el periodo de meseta de producción, mientras que el gasto máximo obtenido es de 177.295 bbl/día. En la Figura 7.31 se muestra la producción acumulada obtenida con este escenario (curva discontinua) en comparación con la obtenida con la configuración estándar (curva continua), bajo este esquema se obtiene una producción acumulada de 130,836 bbl. La recuperación obtenida es 13.72% menor que la obtenida con la configuración estándar.

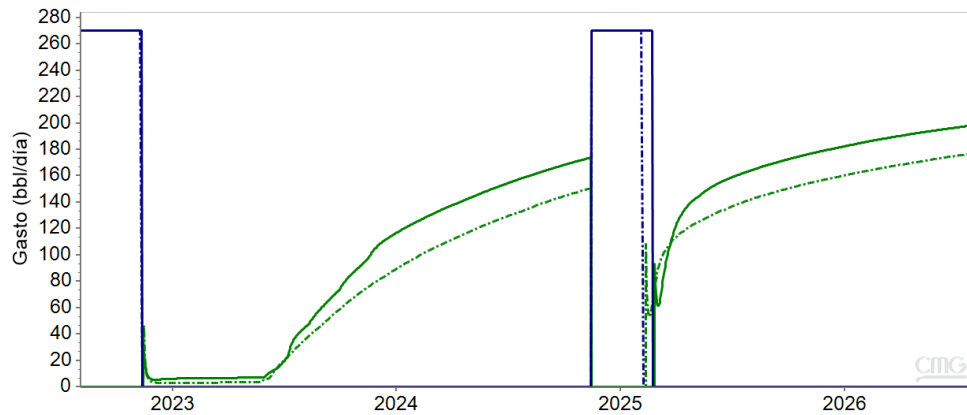


Figura 7.30: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 5.

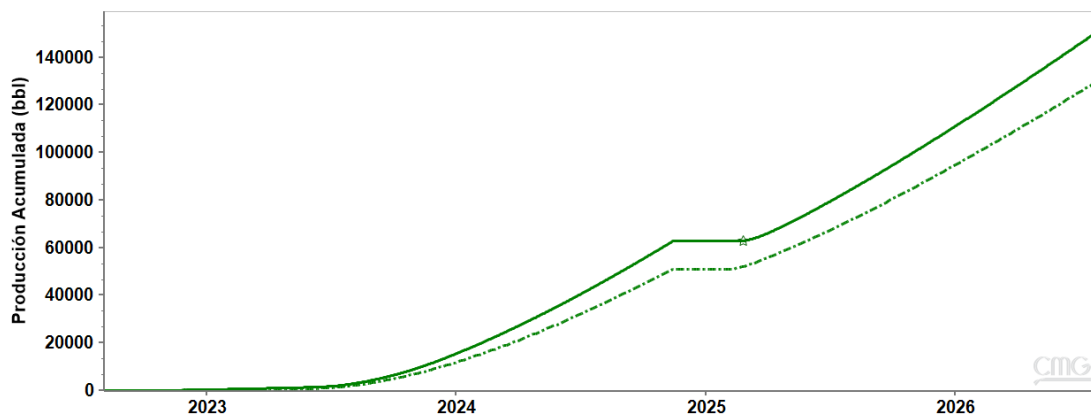


Figura 7.31: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 5.

El perfil de adsorción obtenido se muestra en la Figura 7.32, dónde se aprecia que, si llega a una adsorción máxima de 30 mol/m^3 en la vecindad del pozo, de este valor baja hasta 1.66 mol/m^3 en los 115 ft, y de ahí baja hasta los 0.1039 mol/m^3 al llegar a los 260 ft. Tomando en cuenta lo anterior, hay una ligera adsorción mayor en a partir de los 115 ft con esta configuración que con la configuración estándar, por lo que si se obtiene una mejor penetración con la disminución en la adsorción máxima definida. Por otro lado, al definir una adsorción máxima menor, se tiene un menor daño en permeabilidad y en porosidad siendo este de 2.1% y de 0.67% respectivamente. Las Figuras 7.33 y 7.34 muestran los perfiles de porosidad y permeabilidad en ellas se puede apreciar el daño en la vecindad del pozo y hasta los 115 ft. Además, con la ligera adsorción a partir de los 115 ft refleja un pequeño cambio en porosidad y permeabilidad.

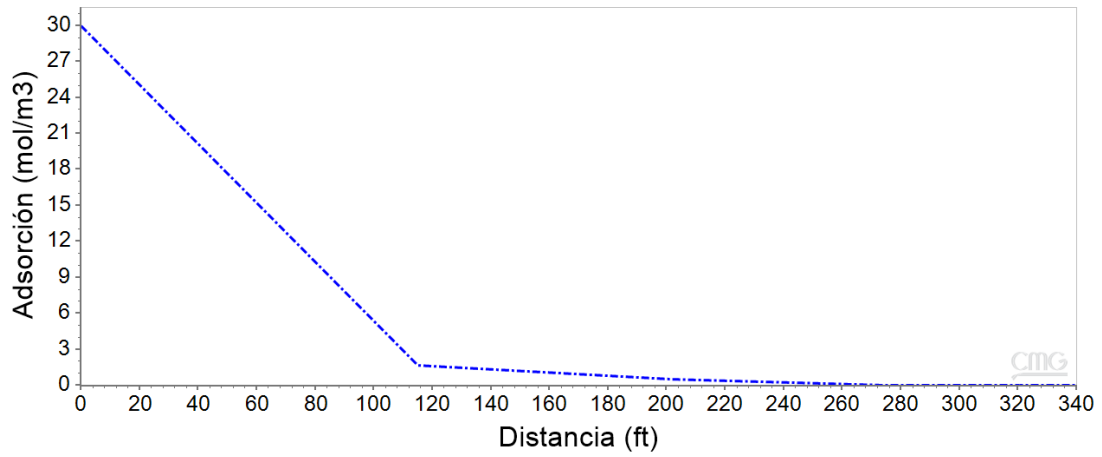


Figura 7.32: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5.

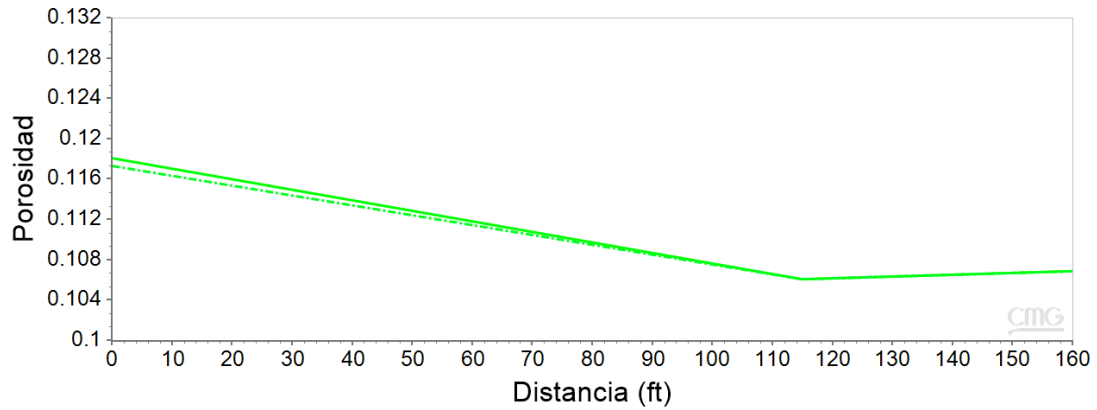


Figura 7.33: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5.

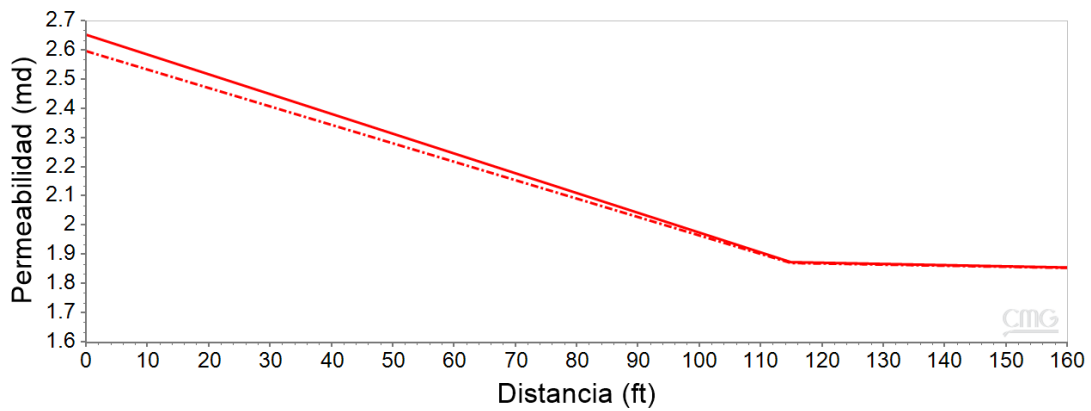


Figura 7.34: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 5.

En vista de que se obtuvo una menor producción de aceite al disminuir la adsorción máxima, se puede decir que no será favorable para la producción, buscar una mejor penetración al disminuir este parámetro, debido a que no se presentará un cambio de mojabilidad tan marcado, porque la concentración del nanofluido es menor. Dicho lo anterior, es importante definir una adsorción máxima que esté por arriba de los 30 mol/m³ y menor a 280 mol/m³ para favorecer un buen cambio de mojabilidad y evitar un mayor daño a la formación. Por el momento se seguirá trabajando con una de 90 mol/m³, esto porque se probó que cantidad de adsorción máxima ayuda a que el nanofluido penetre una mayor distancia y al variarla se ve que a valores de 30 o 290 mol/m³ se estará obteniendo una penetración hasta los 115 ft con valores de adsorción aceptables. El valor de 30 mol/m³ es un valor bajo para un yacimiento y un valor de 290 mol/m³ puede ser muy alto porque podrá generar un mayor bloqueo de los poros. Por lo que se seguirá trabajando con una adsorción máxima de 90 mol/m³.

7.7.3 Escenario 6: Inyección cambiando a una concentración de 5000 ppm

La modificación en este caso será sólo la concentración de NPs a inyectar quedando con un valor de 5000 ppm, en la tabla siguiente se presenta el nuevo valor de concentración y la adsorción máxima ocupada.

Tabla 7.13: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 6.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	5000

En la Figura 7.35 se muestra el comportamiento de la prueba *huff & puff*, dónde se aprecia que hay menor gasto de aceite en los dos ciclos de producción al aumentar la concentración de inyección de NPs, el gasto máximo que se alcanza es de 165.434 bbl/día, igualmente la meseta de producción dura un par de días más. Por otro lado, la producción acumulada se muestra en la Figura 7.36, dónde la curva punteada se refiere a la configuración obtenida la variar la concentración y la curva continua se refiere a la configuración estándar. En dicha figura se observa que la producción acumulada obtenida en esta prueba es 18.79% menor que la obtenida por la configuración estándar.

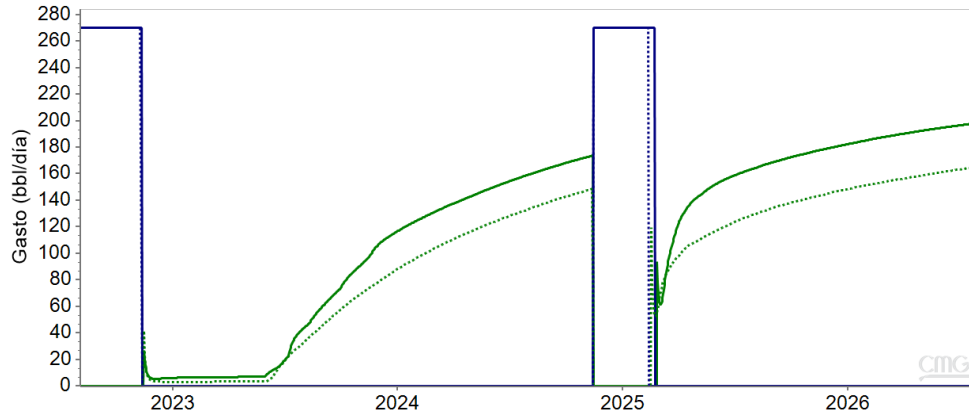


Figura 7.35: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 6.

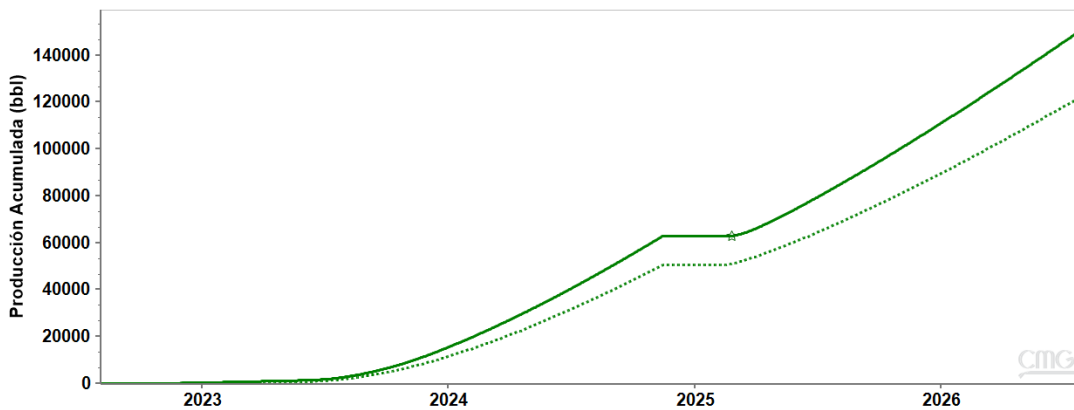


Figura 7.36: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 6.

Al analizar el perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.37, se aprecia que con el aumento en concentración hay una cantidad mayor de NPs adsorbidas, bajando desde 90 mol/m³ hasta los 4.1 mol/m³ al llegar a los 115 ft, mientras que al llegar a los 260 ft ya se obtiene un valor de 0.095 mol/m³. Estos resultados indican que, si se está dando una mayor penetración del nanofluido hacia el yacimiento, sin embargo, en las cercanías del pozo de la prueba, este aumento en la concentración genera que al inyectar se obtenga un mayor daño en permeabilidad y porosidad llegando a un 6.21% y 2.02% respectivamente, como se muestra en las Figuras 7.38 y 7.39, dónde incluso a partir de los 115 ft el daño es un poco más evidente.

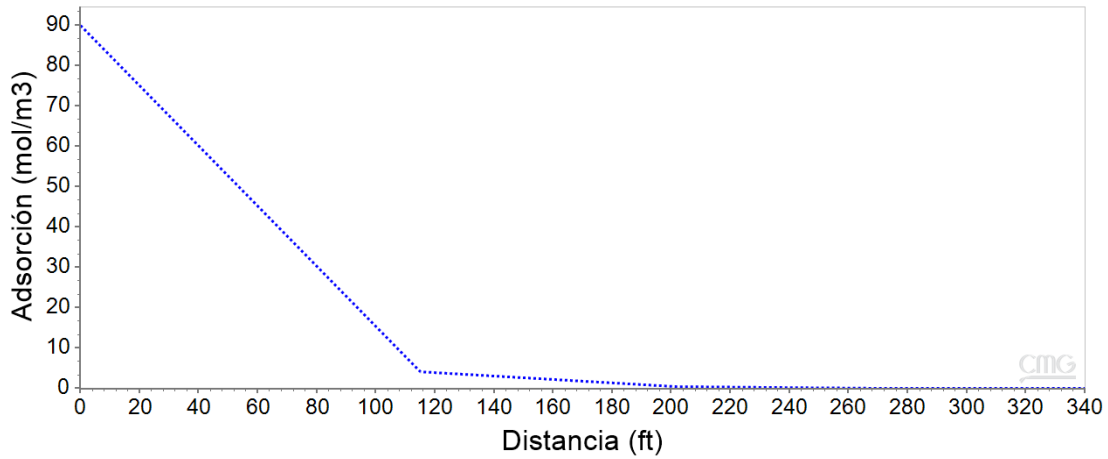


Figura 7.37: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.

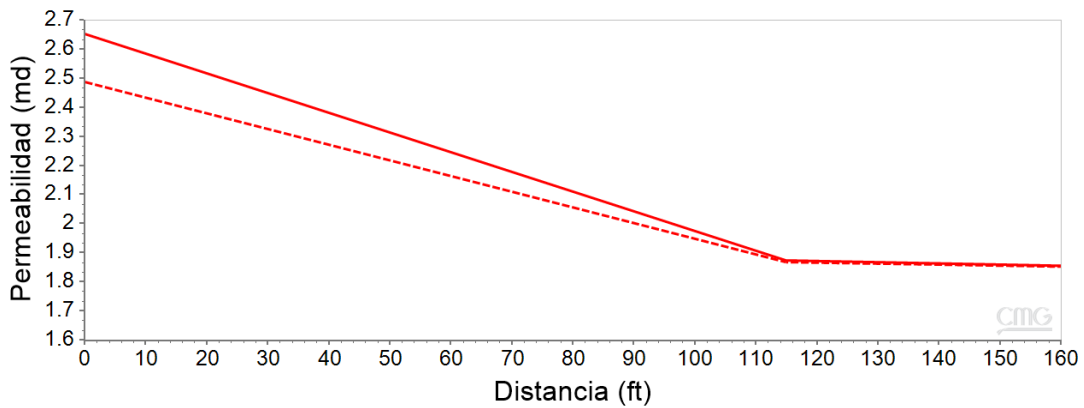


Figura 7.38: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.

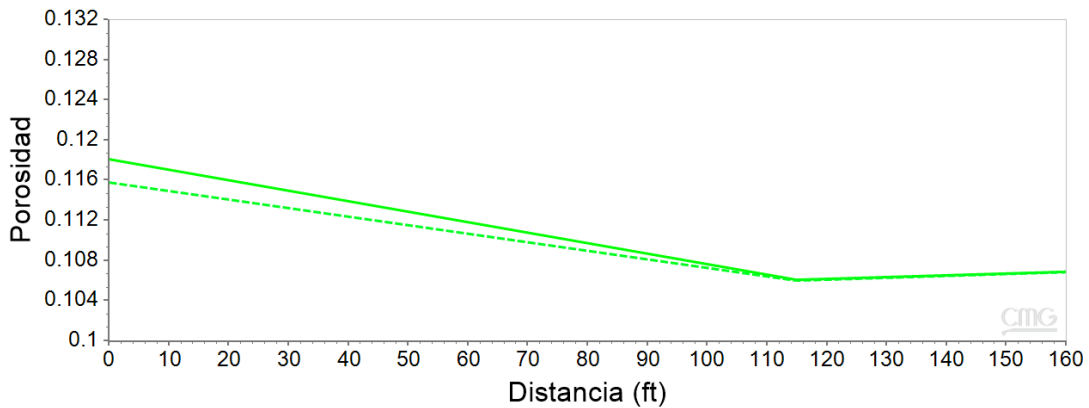


Figura 7.39: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 6.

Aumentar la concentración a una de 5000 ppm, mostró un comportamiento muy similar a una simulación con una concentración de 2000 ppm para el primer ciclo de inyección, en el segundo ciclo de inyección el gasto de aceite es ligeramente menor y por lo tanto la producción acumulada será menor para una simulación con 5000 ppm, así mismo la porosidad y permeabilidad están teniendo una mayor afectación con una concentración mayor, por esto el gasto de aceite disminuye. Por lo anterior la concentración de 2000 ppm será óptima en este yacimiento, ya que si se aumentara estaría disminuyendo la recuperación y ya no conviene el uso de las NPs.

7.7.4 Escenario 7: Aumentar RRFT a 5

El factor de resistencia residual se definió con el valor de 5 para el primer caso, tomando como base la configuración estándar y con los parámetros nuevos mostrados en la tabla 7.14.

Tabla 7.14: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 7.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RRFT	5

Definir un RRFT de 5 generó una disminución en la producción, arrojando un resultado contrario a lo que mencionan Hendraningrat y Torsaeter (2015), como se observa en la Figura 7.40 con esta configuración se obtiene un gasto máximo de 188 bbl/día, este gasto menor comparado al obtenido con la configuración estándar, también refleja una producción acumulada menor por un 6.42%, siendo ésta de 141,909 bbl. (Figura 7.41).

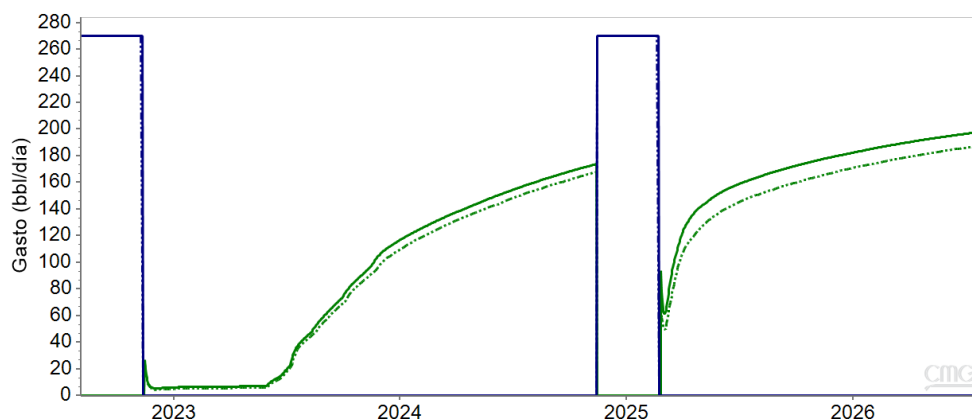


Figura 7.40: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 7.

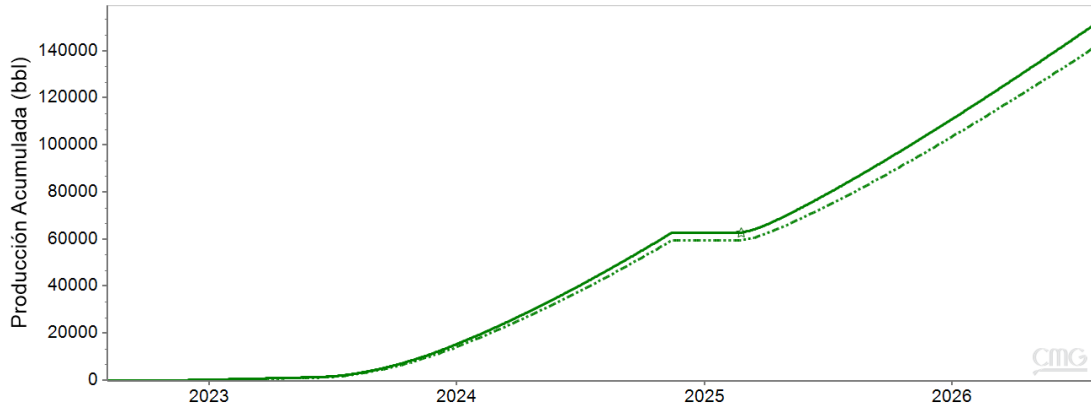


Figura 7.41: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 7.

Por otra parte, la adsorción de NPs se está dando ligeramente menor en las vecindades del pozo y un poco mayor pasando los 115 ft, dado un ligero cambio en comparación con la configuración estándar. Debido a esto, la porosidad y la permeabilidad tienen una disminución muy similar a cuando se ocupó el RRFT de 2.5.

Al ver que el efecto de aumentar el RRFT demasiado genera una menor recuperación de aceite por un 6.42%, respecto a la configuración estándar, lo siguiente es plantear una disminución en el RRFT hasta el valor mínimo de 1.19.

7.7.5 Escenario 8: Disminuir el RRFT a 1.19

Tomando en cuenta las modificaciones realizadas ahora la configuración de la prueba se hará con los valores siguientes.

Tabla 7.15: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 8.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RRFT	1.19

La disminución en el RRFT genera un gasto ligeramente mayor en ambos ciclos de producción, pero se acentúa más en el segundo ciclo, este comportamiento se muestra en la Figura 7.42, así mismo, se aprecia que la meseta de producción se mantiene igual. El gasto máximo obtenido al hacer esta modificación es de 206.207 bbl/día. La comparación en la producción acumulada se muestra en la Figura 7.43, donde se aprecia que al disminuir el RRFT se obtiene una producción acumulada de aceite de 158,491 bbl. Esta producción es 4.51% mayor respecto a la configuración estándar.

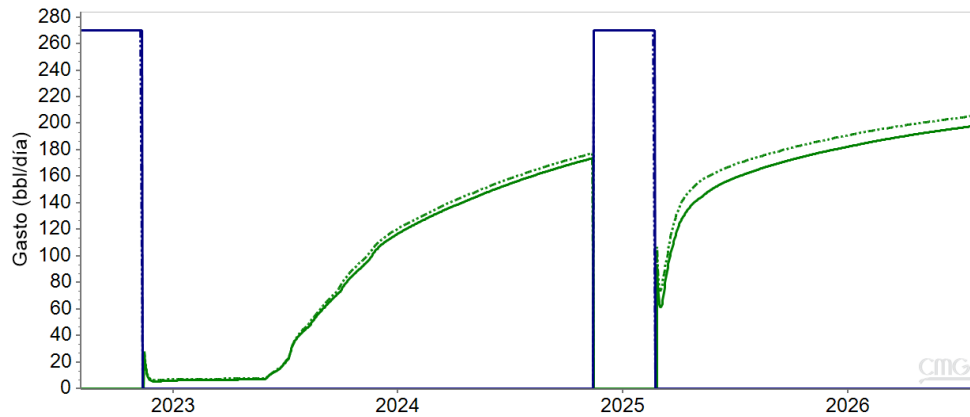


Figura 7.42: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 8.

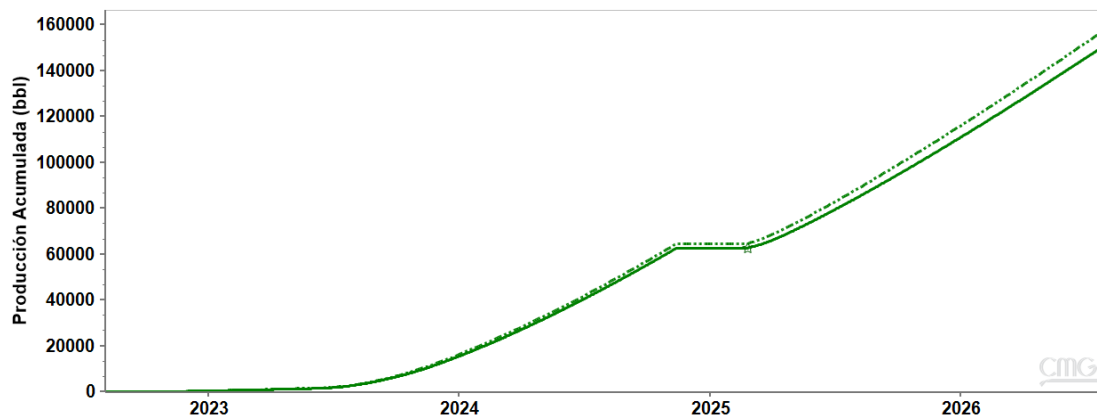


Figura 7.43: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 8.

Con este RRFT de 1.19 se observó un ligero incremento en la producción y en la recuperación, mientras que en el perfil de adsorción se aprecia una mayor adsorción a comparación de un RRFT mayor, por su parte los perfiles de las propiedades petrofísicas se comportan de manera similar para la capa 6, el cambio es muy ligero a comparación del RRFT mayor.

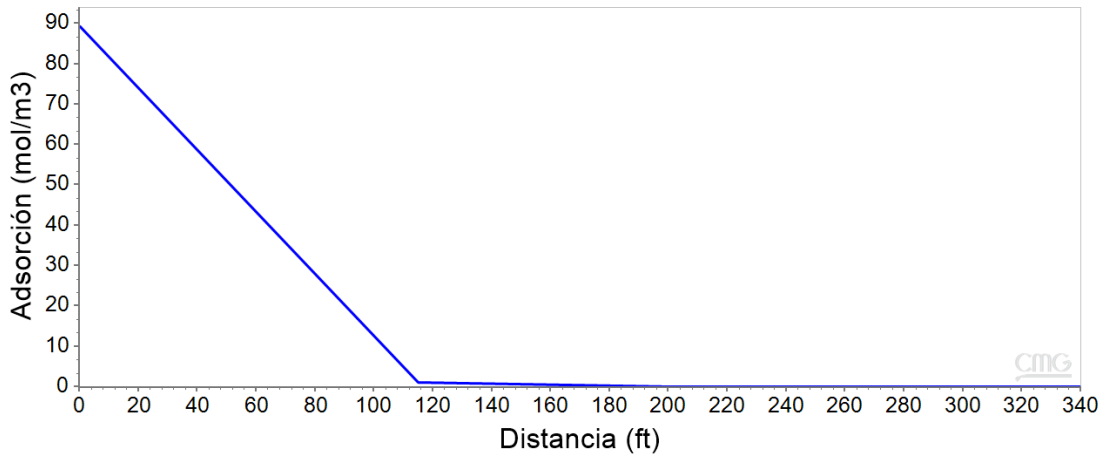


Figura 7.44: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 8.

El perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.44 es muy similar al obtenido con la configuración estándar. Se obtiene una adsorción ligeramente mayor en las vecindades del pozo, mientras que a partir de los 115 ft es menor la adsorción. Dada esta adsorción, la porosidad y permeabilidad tienen una disminución un poco mayor.

En la tabla 7.16 se muestra una comparación del porcentaje de disminución en las propiedades petrofísicas y de la producción acumulada entre la configuración estándar, el aumento de RRFT y la disminución del RRFT.

Tabla 7.16: Comparación entre escenarios de variación de RRFT.

Escenario	RRFT de 5	RRFT de 1.19
Producción acumulada [bbl]	141,909	158,491
Gasto de aceite máximo [bbl/día]	188.146	206.207
Recuperación en comparación con configuración estándar	-6.422%	4.512%
Disminución en permeabilidad	-6.137%	-6.167%
Disminución en porosidad	-1.982%	-1.992%

Parece que no hay un efecto importante en la adsorción al variar en este rango el factor de resistencia residual, sin embargo, ese ligero cambio si tiene efecto en la producción acumulada, esto porque al disminuir el RRFT la adsorción es más eficaz a lo largo de las distintas capas del yacimiento, ya que no se genera una adsorción grande al inicio del tiempo de inyección y permite penetrar un poco más al pasar el tiempo. Además, la presión en los poros disminuye más con un menor RRFT generando que el aceite pueda fluir mejor del yacimiento al pozo. En la Figura 7.45, se muestran los perfiles de presión

obtenidos bajo distintos escenarios, entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3, la curva continua representa la configuración estándar, la curva punteada representa el perfil obtenido bajo el escenario 8 y la curva con guiones representa el perfil de presión obtenido bajo el escenario 7. En dicha figura se aprecia el comportamiento descrito, al final del bache de inyección de NPs, además, mientras se tiene el periodo de producción la caída de presión también es mayor bajo el escenario que plantea un RRFT menor.

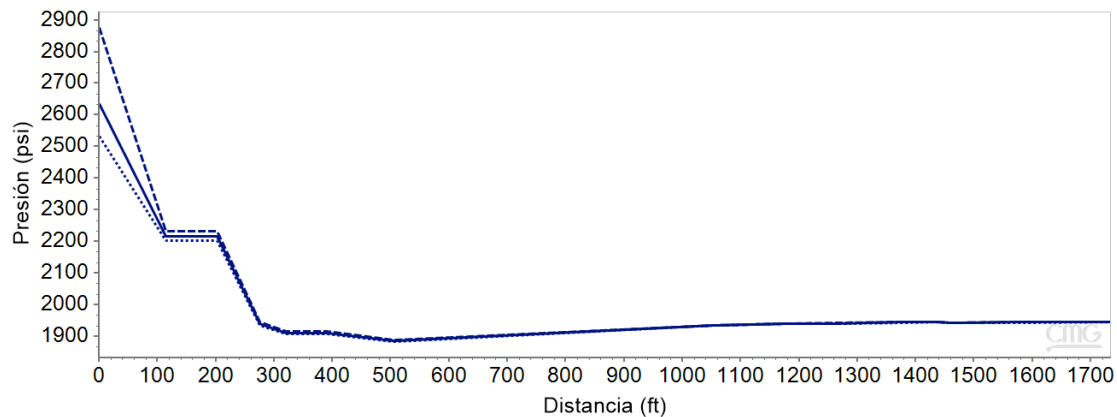


Figura 7.45: Perfiles de presión entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3, bajo distintos escenarios, al final de la inyección del segundo bache de NPs.

La mejor opción es tener un RRFT con valor bajo, para este yacimiento dadas sus características petrofísicas, por ello se tendrá como opción final ocupar un RRFT de 1.19. Por el momento, para los siguientes casos salvo se indique lo contrario se seguirá ocupando un RRFT con valor de 2.5, con el fin de analizar la respuesta de la prueba *huff & puff* al variar otros parámetros.

7.7.6 Escenario 9: Disminuir densidad de fase acuosa

Al disminuir densidad del nanofluido a 1016 kg/m^3 , no se da un cambio significativo en el comportamiento de la prueba, ni tampoco en la producción acumulada de aceite. Esto se aprecia en las figuras 7.46 y 7.47.

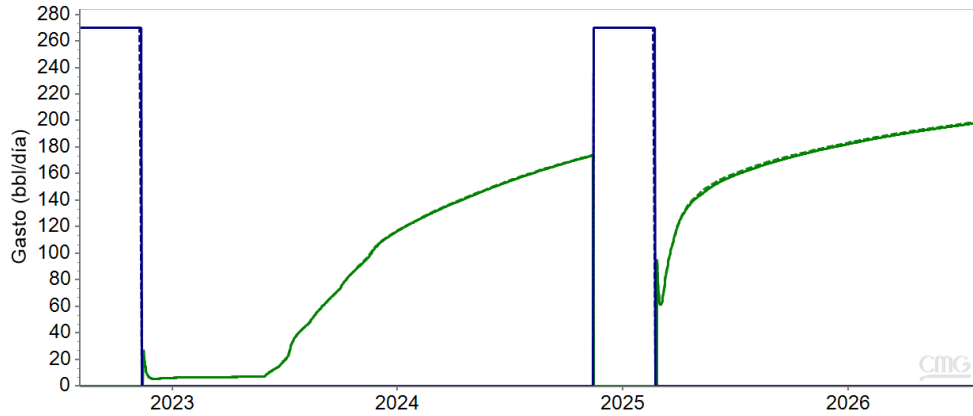


Figura 7.46: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 9.

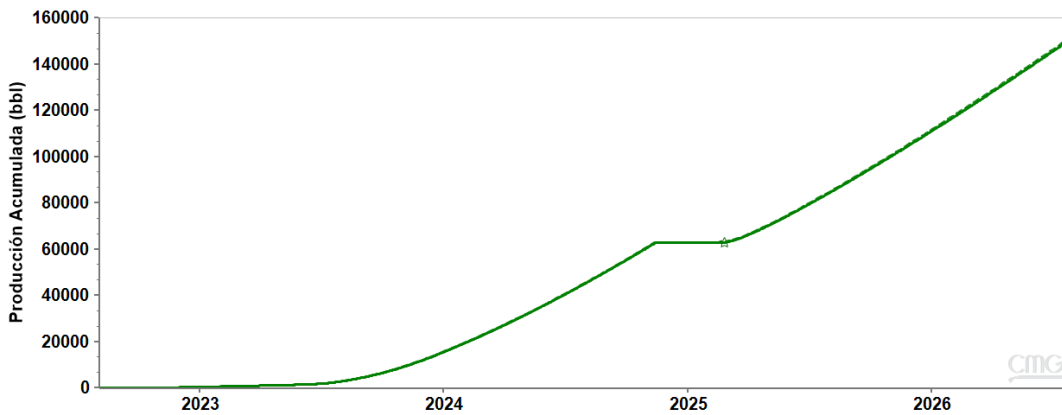


Figura 7.47: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 9.

Por otra parte, en la capa 6 del modelo (Figura 7.48), que es donde hay una menor calidad en las propiedades petrofísicas, se está dando una mayor adsorción en comparación con la configuración estándar, porque el nanofluido tendrá más facilidad de moverse. Por otro lado, en la capa 4 se mantiene prácticamente la misma adsorción (Figura 7.49), y por ende las mismas afectaciones en permeabilidad y porosidad.

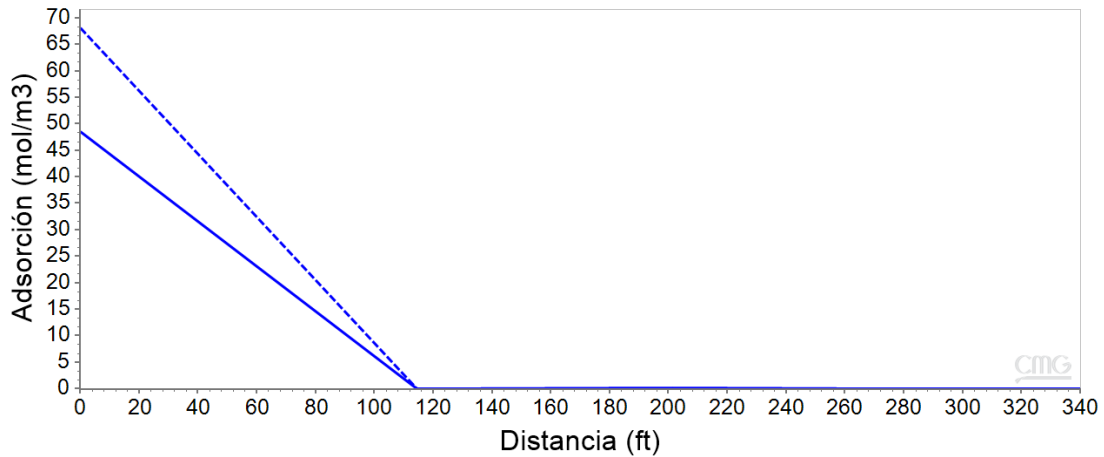


Figura 7.48 Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 6.

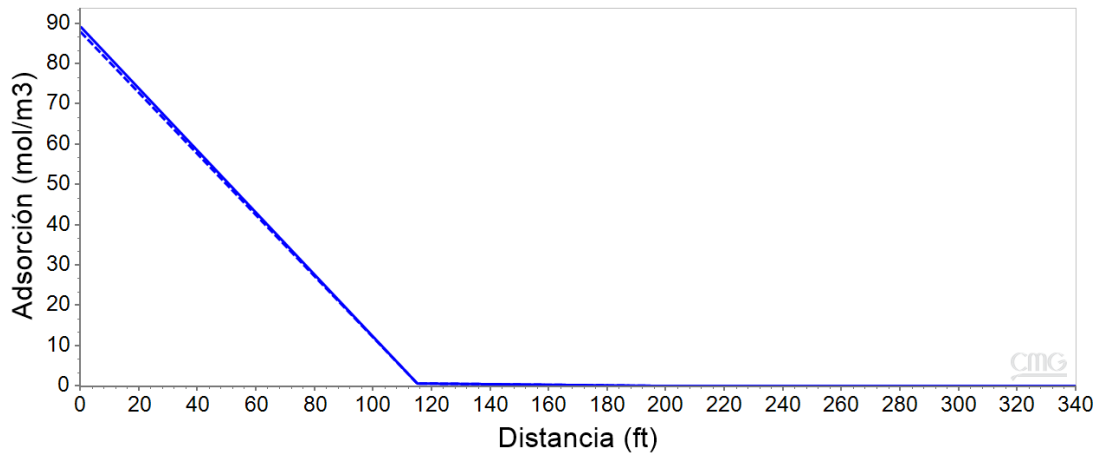


Figura 7.49: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 4.

Dicho lo anterior, la densidad del nanofluido se mantendrá de 1066 kg/m³ durante todos los escenarios próximos mostrados en el presente trabajo.

7.7.7 Escenario 10: Densidad bruta de NPs de 50 kg/m³

Para el primer caso se disminuyó la densidad bruta de NPs a un valor de 50 kg/m³, con la modificación mencionada los valores de parámetros a ocupar en la prueba serán los siguientes.

Tabla 7.17: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 10.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RFFT	2.5
Densidad Bruta [kg/m ³]	50

Al disminuir la densidad de la fase sólida de las NPs a un valor de 50 kg/m³, se tiene un ligero decremento en el gasto de aceite resultante para los dos ciclos de producción, como se aprecia en la Figura 7.50. Por lo tanto, también hay una disminución en la producción acumulada, siendo esta de 138,458 bbl.

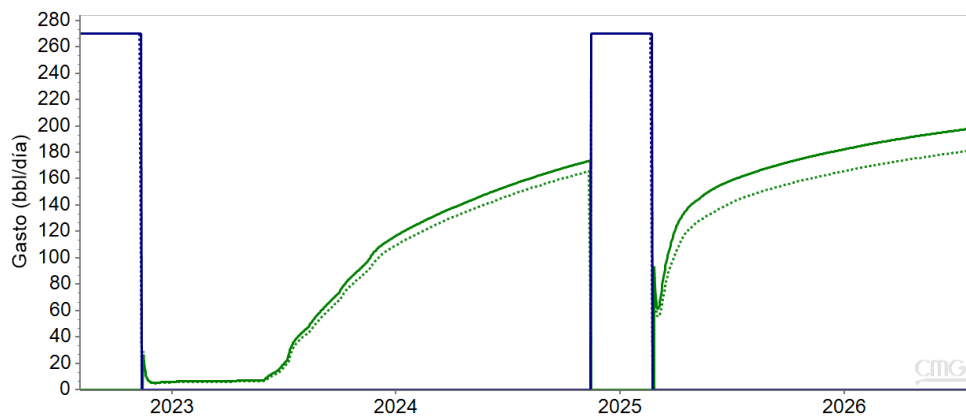


Figura 7.50: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 10.

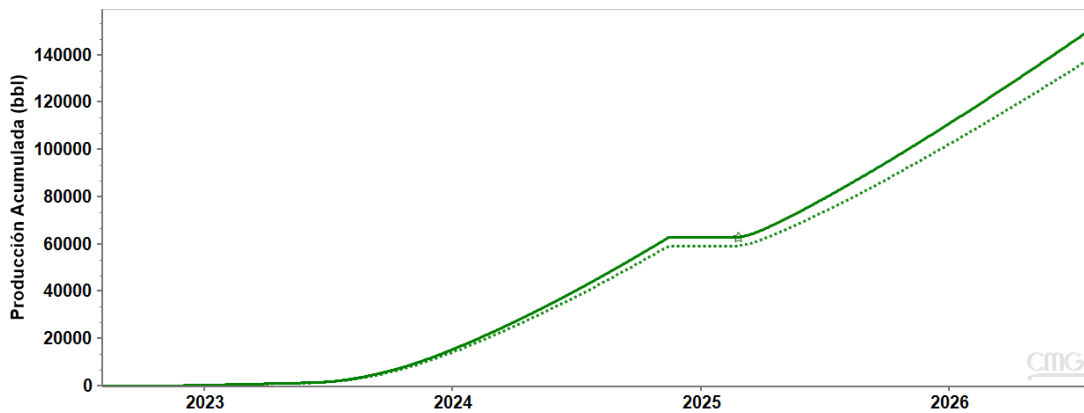


Figura 7.51: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 10.

La adsorción tendrá un ligero incremento en la cantidad de NPs adsorbidas a una distancia, pero sigue penetrando por mucho a los 115 ft en un orden de magnitud grande,

mientras que entra hasta los 260 ft con una poca cantidad (Figura 7.52). Sin embargo, al disminuir la densidad bruta de las NPs se genera un mayor daño a la porosidad y permeabilidad, esto concuerda con la Ec. 6.2 que modela el cambio en porosidad generado por la inyección del nanofluido. Este mayor daño se aprecia en el perfil de porosidad mostrado en la Figura 7.53 siendo ahora una disminución del 10.79% respecto a la porosidad original, mientras que el perfil de permeabilidad mostrado en la Figura 7.54, muestra un daño de 30.23% en la vecindad del pozo.

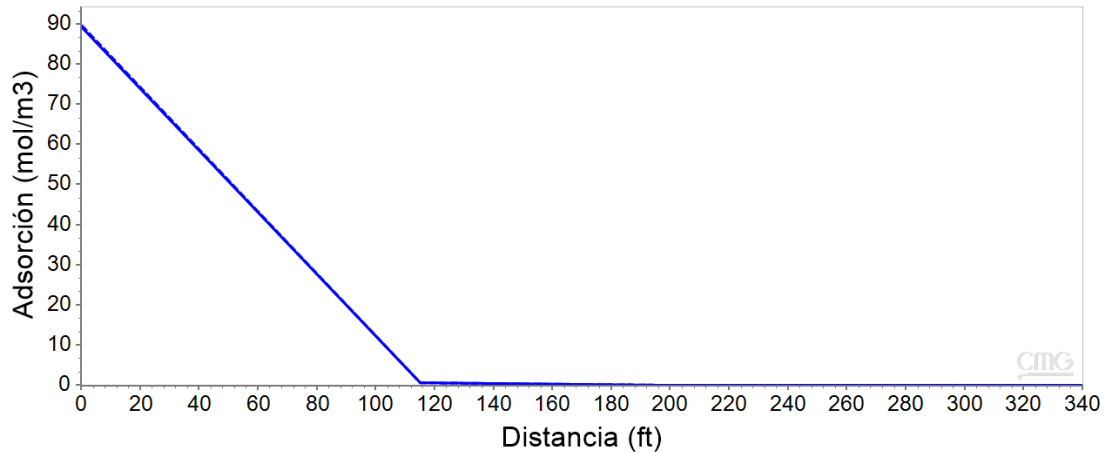


Figura 7.52: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.

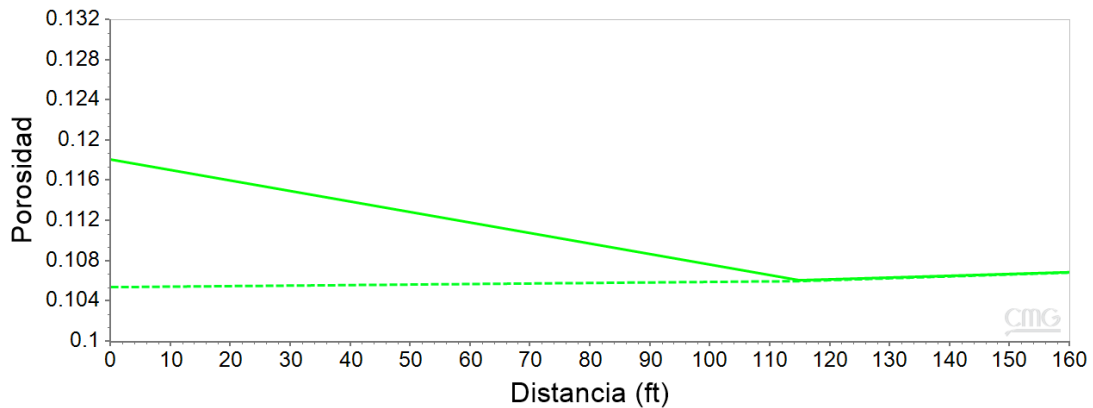


Figura 7.53: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.

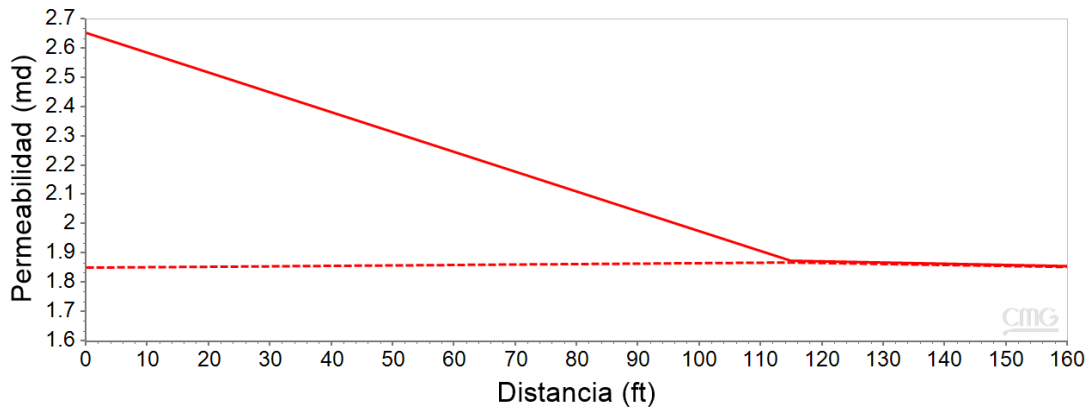


Figura 7.54: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 10.

Las líneas punteadas en las Figuras 7.53 y 7.54, refieren a el modelo con una densidad de la fase sólida de 50 kg/m^3 . Tener una gran disminución en las cercanías del pozo de la prueba para la porosidad y la permeabilidad, generará que haya un mayor taponamiento en los poros de la vecindad del pozo, logrando que el aceite fluya con más dificultad hacia nuestro pozo productor y por ende disminuyendo el gasto de aceite.

Por lo anterior se pretenderá ocupar un valor de 270 kg/m^3 o mayor hasta un valor de 2650 kg/m^3 .

7.7.8 Escenario 11: Densidad bruta de NPs de 2650 kg/m^3

Con el aumento en la densidad bruta de NPs la configuración de la prueba se hará con los valores de la tabla 7.18.

Tabla 7.18: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 11.

Adsorción máxima [mol/m^3]	90
Concentración [ppm]	2000
RFFT	2.5
Densidad Bruta [kg/m^3]	2650

Teniendo este aumento se espera un comportamiento contrario al que se presenta al tener la densidad bruta menor. Primeramente, en la Figura 7.55, se muestra el comportamiento de la prueba y se percibe que para ambos ciclos de producción se tiene un gasto ligeramente mayor, alcanzando un gasto máximo de 201.107 bbl/día .

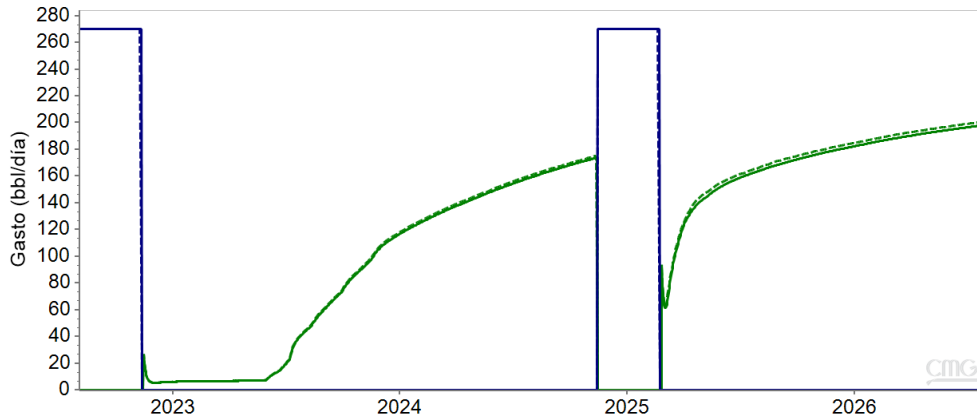


Figura 7.55: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 11.

Con el ligero aumento en el gasto de aceite, se logra aumentar la recuperación de aceite un 1.38%, dando como resultado una producción acumulada de 153,746 bbl.

La adsorción obtenida con esta configuración es prácticamente igual a la obtenida con la configuración estándar en la capa 4 del modelo, mientras que en la capa 6 hay una mejor adsorción, el fluido entra mejor en el yacimiento porque al aumentar la densidad bruta de las NPs, la adsorción no genera una disminución significativa en porosidad ni en permeabilidad.

Siguiendo el análisis en la capa 4 del modelo, las propiedades petrofísicas tienen un cambio muy ligero, la disminución es más evidente en el caso de la permeabilidad, mientras que con la porosidad no se aprecia una disminución evidente en el perfil mostrado en la Figura 7.56, en dicho perfil se tiene una disminución del 0.2%. Por otro lado, la disminución en permeabilidad es de 0.64%, la cual se ilustra en la Figura 7.57. El efecto ligero en estas propiedades es dado por la densidad alta de la fase sólida, ya que al ser mayor habrá menos taponamiento en las gargantas de poro, aunque la adsorción en la roca sea un poco mayor, propiciando que el cambio de mojabilidad sea modelado de mejor manera y a su vez genera una mejor recuperación.

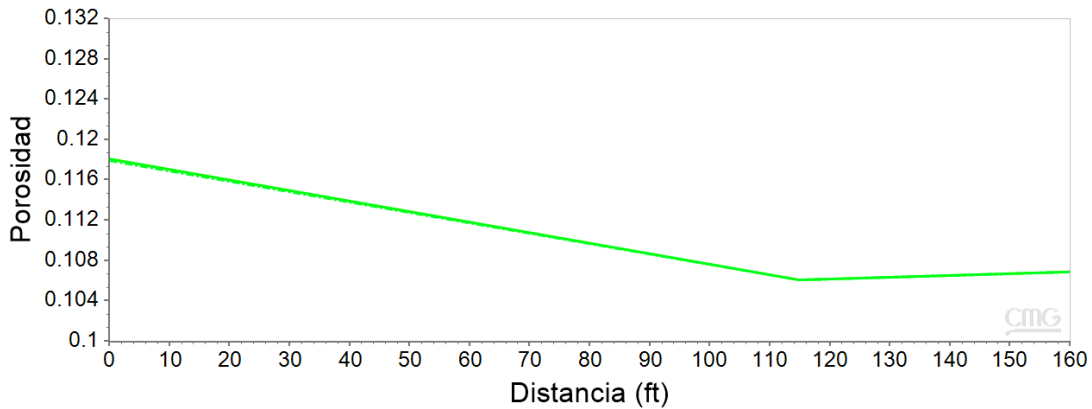


Figura 7.56: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 11.

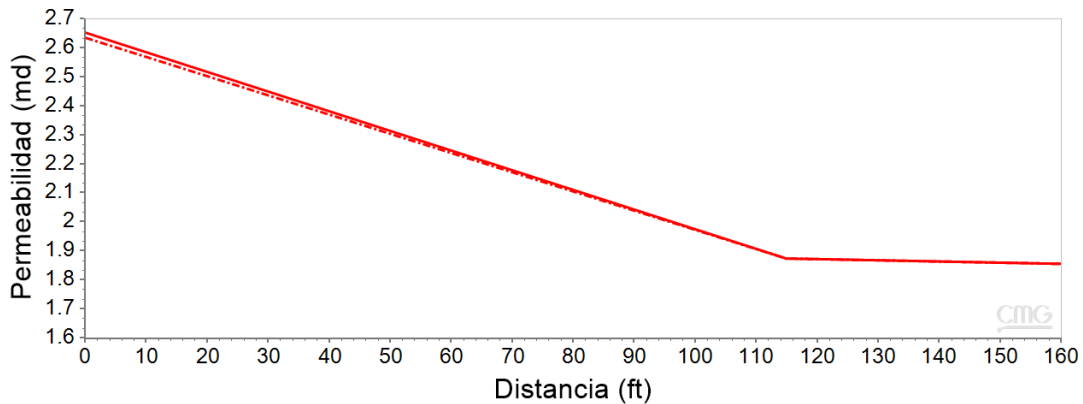


Figura 7.57: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 11.

De la variación en la densidad de fase sólida bajo un escenario de prueba *huff & puff*, se concluye que el tener una mayor densidad, ayudará a reducir el daño que la adsorción de las NPs genera en porosidad y permeabilidad, así mismo al lograr un menor daño se genera una mayor recuperación de aceite. Es por esto que es recomendable usar una densidad mayor en un rango de 270 a 2650 kg/m³, para las corridas siguientes se mantendrá un valor de 270 kg/m³ salvo se indique lo contrario.

7.7.9 Escenario 12: Definir una reversibilidad en la adsorción de NPs (30 mol/m³)

Con una adsorción residual menor la configuración de la prueba queda con los parámetros mostrados en la tabla 7.19.

Tabla 7.19: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 12.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RFFT	2.5
Densidad Bruta [kg/m ³]	270
Adsorción Residual [mol/m ³]	30

Con la reversibilidad en adsorción definida se obtuvo un gasto de producción de aceite mayor en ambos ciclos de producción, acentuado más en el segundo como se muestra en la Figura 7.58, a su vez la producción acumulada de aceite obtenida es de 154,876 bbl. Esta es ligeramente mayor a partir del segundo ciclo de inyección, como se muestra en la Figura 7.59. Este incremento en producción es de 2.13% respecto a la configuración estándar.

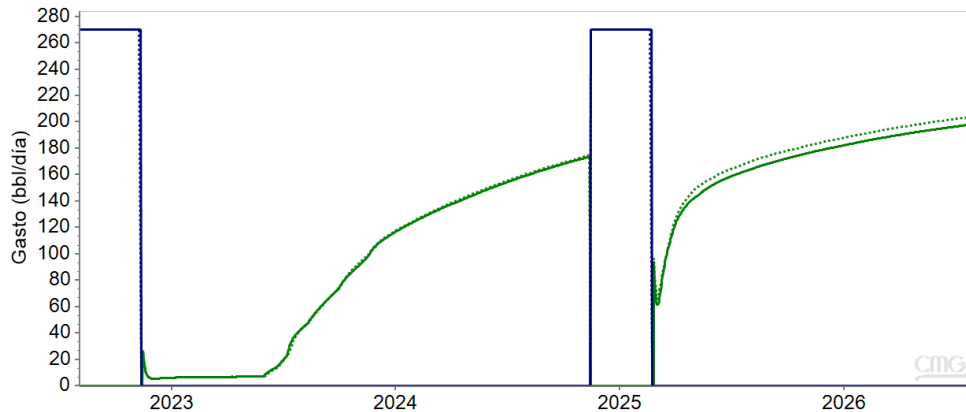


Figura 7.58: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 12.

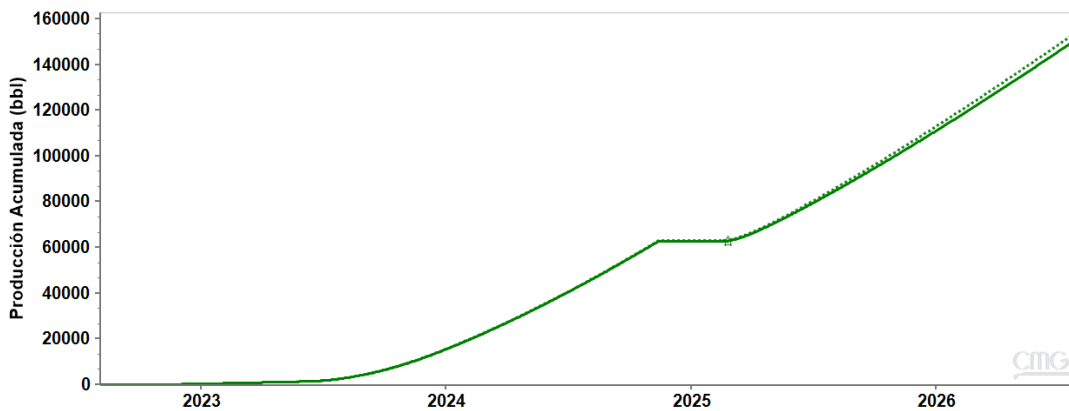


Figura 7.59: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 12.

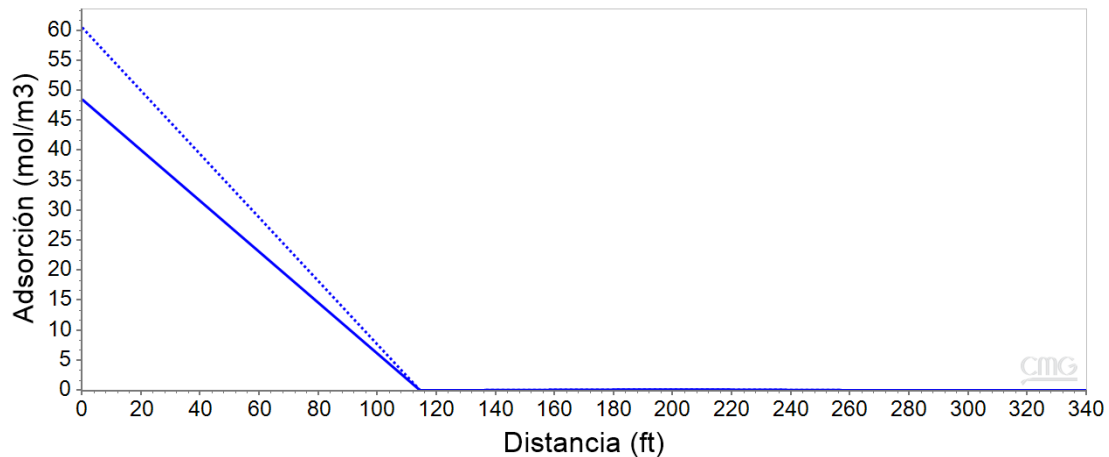


Figura 7.60: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, en la capa 6, escenario 12.

La adsorción es mayor en la capa 6 con esta reversibilidad que cuando se maneja una adsorción irreversible, sin embargo, esto no nos asegura que el nanofluido esté entrando a mayor distancia en el yacimiento, ya que como se muestra en la Figura 7.60, la curva punteada, que representa el caso con reversibilidad, llega con valores por debajo de los 60 mol/m³ de adsorción a los 115 ft al igual que con la configuración estándar representada por la curva continua.

Esta adsorción mayor en la capa con menor porosidad y permeabilidad, indica que la difusión del nanofluido a lo largo de los intervalos disparados en este yacimiento se dará más uniforme. Este comportamiento se puede apreciar en la Figura 7.61, donde la curva continua es referente a la configuración estándar y la curva punteada es referente a la configuración con reversibilidad en la adsorción de NPs, ambas al final del tiempo de simulación. En esta figura se aprecia que al final del tiempo de simulación, la adsorción de NPs varía en un rango menor a lo largo de los intervalos disparados cuando hay una desorción presente, lo cual indica una difusión más uniforme en las cercanías del pozo YNM-P1. Esto se da porque al final de la inyección del segundo bache de nanofluido, se presenta la adsorción máxima de 90 mol/m³, en la capa 4 del modelo, y posteriormente al comenzar el tiempo de producción las NPs rompen la agregación y se da la desorción en esta capa. Estas NPs en suspensión viajan a diferentes capas en el yacimiento, generado que al final del tiempo de producción se tenga una adsorción mayor en las capas que habían tenido una adsorción menor al finalizar el bache de inyección de NPs.

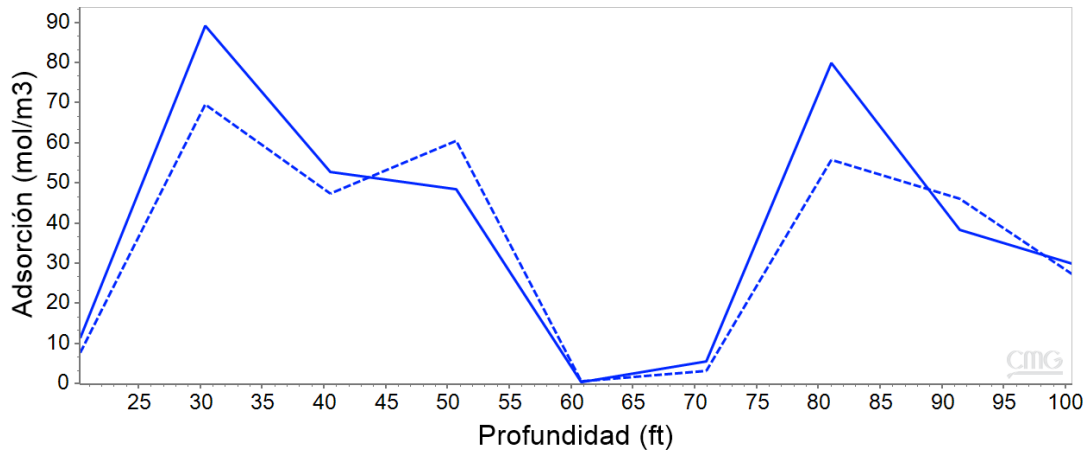


Figura 7.61: Perfil de adsorción de NPs a lo largo de los intervalos disparados, al final del tiempo de simulación, escenario 12.

A continuación, se muestra en las Figuras 7.62 y 7.63, una comparación entre la configuración estándar (modelos del lado izquierdo) y la configuración con reversibilidad en la adsorción (modelos en el lado derecho), para el plano 4 del modelo del yacimiento de norte de México, con el fin de complementar el entendimiento de la difusión de las NPs en el yacimiento. Primero en la Figura 7.62 se muestran los modelos al final del segundo bache de inyección de nanofluido, en dicha figura se muestra que la adsorción será ligeramente mayor cuando no se tiene desorción. Por otro lado, en la Figura 7.63 se muestran los modelos ahora al final del tiempo de simulación dónde ya se percibe la desorción mayor en el modelo del costado derecho. Con estas figuras se aprecia mejor la desorción en la capa 4 que genera que las NPs queden en suspensión y puedan viajar en el fluido hasta adsorberse en otras capas.

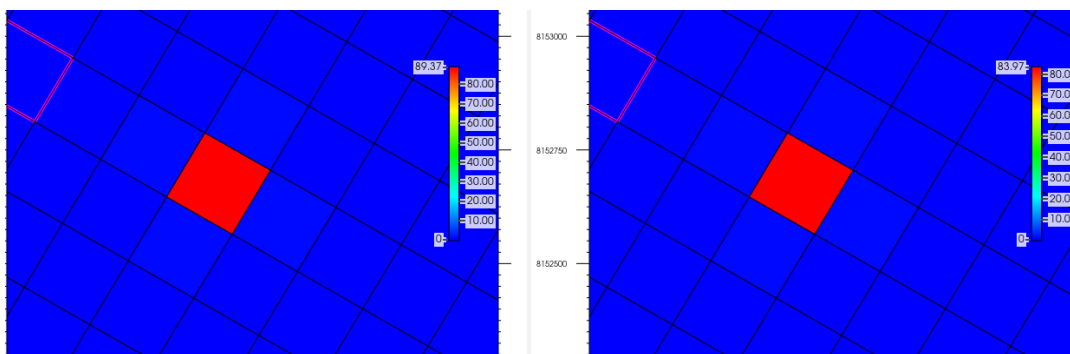


Figura 7.62 Comparación de modelos al final del segundo bache de inyección.

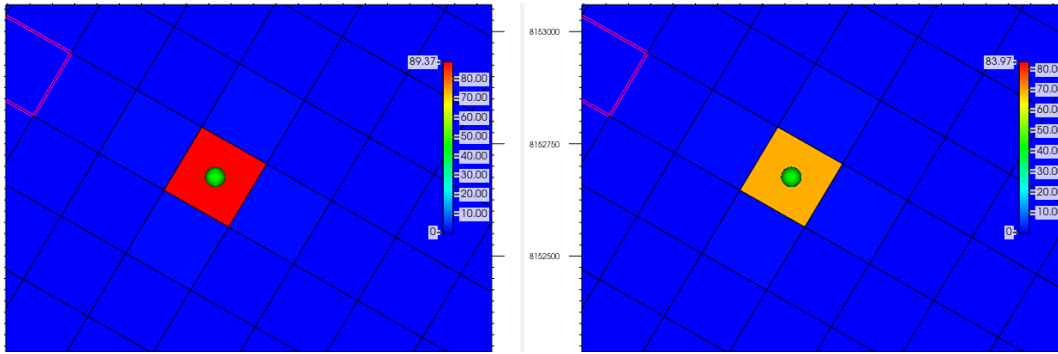


Figura 7.63: Comparación de modelos al final del tiempo de simulación.

Ahora al analizar los modelos se aprecia que para el final de la simulación (final del tiempo de producción) ya se estará obteniendo una desorción ya que de estar en 90 mol/m^3 pasa a 69.55 mol/m^3 , lo que nos estará generando un ligero incremento en la producción para este segundo ciclo, debido a que ya no habrá mucha obstrucción en los poros al momento de producir.

La figura 7.64 muestra la comparación entre la fracción de volumen de NPs disuelta en el nanofluido en el tiempo de producción. En esta figura se aprecia que habrá una mayor fracción de NPs en suspensión en el nanofluido cuando se define la reversibilidad por lo tanto podría plantear un escenario en donde se inyecte un bache desplazante para que estas NPs en suspensión se adsorban a mayor distancia en el yacimiento. Esta mayor fracción de NPs en suspensión en el agua se producirá en el pozo productor al arrancar los ciclos de producción.

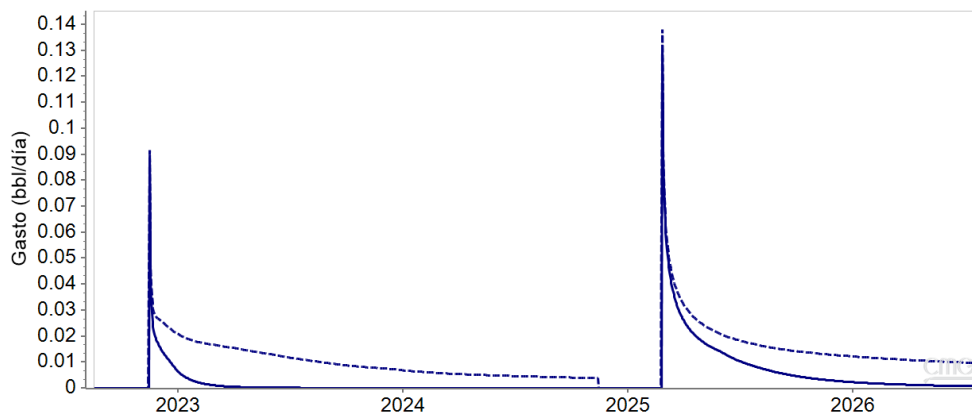


Figura 7.64: Fracción volumétrica de NPs en suspensión en el nanofluido durante el tiempo de producción, escenario 12.

La adsorción reversible genera una menor disminución en permeabilidad y porosidad en las vecindades del pozo que con una adsorción completamente irreversible en las capas donde hay una mejor calidad en estas, mientras que en el caso de la capa 6 dado que hay más adsorción habrá un daño ligeramente mayor en las vecindades. Siguiendo el análisis en la capa 4 se presenta una disminución del 4.8% en permeabilidad y un 1.55% en porosidad.

La reversibilidad en la adsorción de NPs es un parámetro que se debe estudiar a fondo, debido que mejora la producción de aceite y ayuda a tener una mejor penetración de estas en el yacimiento, en este caso mientras mayor sea la desorción mejor será la producción debido a el tipo de yacimiento y sus características petrofísicas, igualmente es importante plantear un cierto nivel de reversibilidad en la adsorción en NPs para evitar a la agregación y formación de *clusters* que generan a su vez un taponamiento en los poros de la roca. Es por ello que, para este yacimiento, se planteará ocupar una reversibilidad del 66% como una opción para incrementar la recuperación de aceite.

7.7.10 Escenario 13: Nueva Isotherma de adsorción

Bajo esta configuración los parámetros dentro de la simulación se muestran en la tabla 7.20.

Tabla 7.20: Parámetros usados en la simulación de la prueba *huff & puff* bajo el escenario 13.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RFFT	2.5
Densidad Bruta [kg/m ³]	2650
Adsorción residual [mol/m ³]	90
Isotherma de adsorción	Isotherma propuesta

Con esta modificación el comportamiento de la prueba es muy similar, el tiempo de duración de la meseta de producción es el mismo que con la configuración estándar, para el primer ciclo de producción no hay un cambio perceptible en el gasto de aceite, mientras que para el segundo ciclo de producción si hay un incremento en el gasto de aceite, teniendo ahora un gasto máximo de 202.956 bbl/día. Dicho lo anterior, en la Figura 7.65, que muestra la producción acumulada, se aprecia que la curva punteada referente a esta configuración con la isoterma de adsorción propuesta, tiene un ligero aumento al final del tiempo de producción en comparación con la configuración estándar, la cual se representa

con la curva continua. Este incremento en la producción acumulada de aceite es de 1.75%

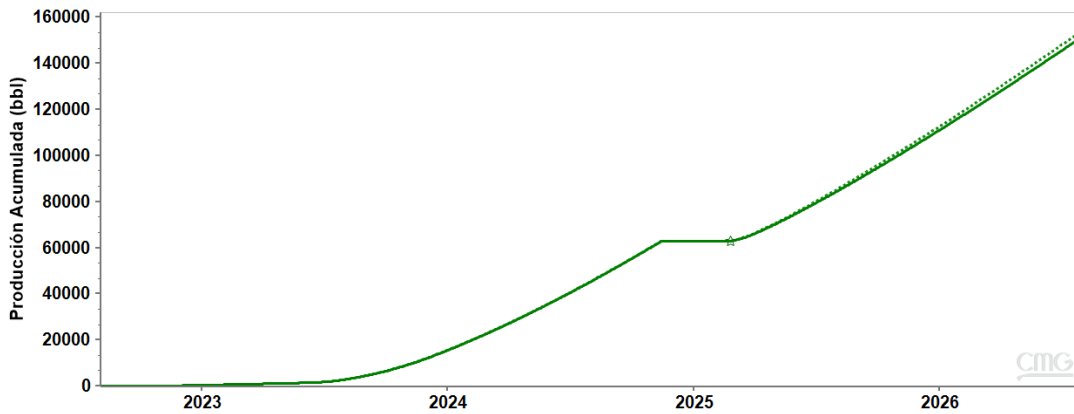


Figura 7.65: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 13.

El perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.66, muestra que con la nueva isoterma de adsorción se dará una disminución en la adsorción máxima en la capa 4 del modelo, esta disminución sigue hasta los 115 ft, siendo ésta por debajo de los 78.22 mol/m^3 , sin embargo, esta menor adsorción a esta distancia genera que después de los 115 ft se dé adsorción ligeramente mejor con valores por debajo de 1.38 mol/m^3 .

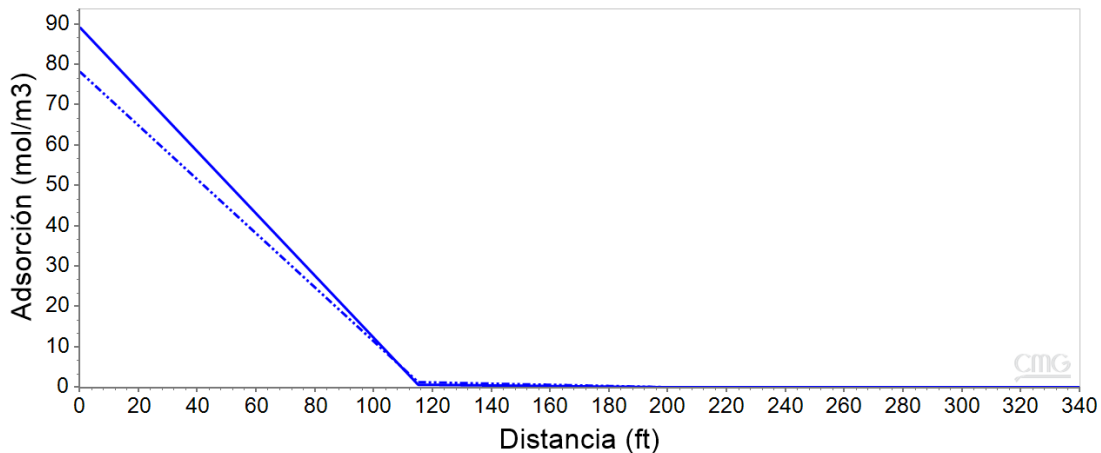


Figura 7.66: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 13.

Con esta nueva isoterma se da un ligero mejoramiento en la difusión de las NPs, ya que se aprecia que se adsorben menos rápido en las cercanías del pozo y hay más cantidad de NPs adsorbidas en las celdas vecinas, es decir que no solo se estará dando una

adsorción en la celda del pozo, sino que en las celdas vecinas ya se ve una cantidad ligeramente mayor de NPs adsorbidas. Este comportamiento se muestra en la Figura 7.67, dónde el modelo del lado izquierdo es referente a la configuración estándar y el modelo del lado derecho es referente a este escenario.

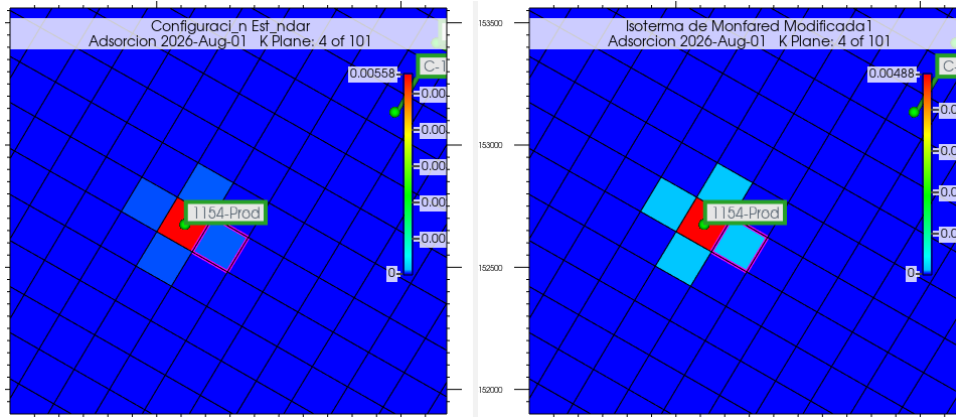


Figura 7.67: Modelo del yacimiento mostrando adsorción de NPs en la capa 4.

En las celdas vecinas si está habiendo una mejora en la adsorción, y en las siguientes celdas si hay un poco de más penetración.

El efecto de esta mejor difusión de NPs se refleja en que en las vecindades del pozo habrá menor daño que el obtenido con la configuración estándar, siendo este de 5.4% para la permeabilidad y de 1.74% para la porosidad.

7.7.11 Comparación de resultados

Finalmente, al terminar la sensibilización manual de los parámetros involucrados en la inyección de NPs, se presenta la tabla 7.21, dónde se hace una comparación de los resultados obtenidos, tomando como parámetros principales la producción acumulada de aceite y los daños en permeabilidad y porosidad. La producción acumulada de aceite obtenida en cada escenario se va a comparar con la obtenida en la configuración estándar (escenario 1) y se muestra la diferencia en porcentaje entre ellas. Por otro lado, la permeabilidad y porosidad se compararon con los valores originales, antes de la inyección de NPs, y se muestra la disminución en su valor en porcentaje.

Tabla 7.21: Comparación de resultados de los escenarios propuestos

Escenario	1	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Producción acumulada [bbl]	151,648	130,836	123,145	141,909	158,491	152,414	139,458	153,746	154,876	154,305
Gasto de aceite máximo [bbl/día]	198.574	177.29	165.43	188.15	206.21	199.33	181.85	201.11	204.28	202.96
Diferencia en producción [%]	-	-13.72%	-18.80%	-6.42%	4.51%	-18.57%	-25.49%	1.38%	2.13%	1.75%
Disminución en permeabilidad [%]	-6.16%	-2.10%	-6.20%	-6.14%	-6.17%	-6.07%	-30.23%	-0.64%	-4.82%	-5.40%
Disminución en porosidad [%]	-1.99%	-0.67%	-2.02%	-1.98%	-1.99%	-1.96%	-10.80%	-0.20%	-1.55%	-1.74%

De la matriz de resultados se aprecia que con los escenarios 8, 11, 12 y 13 se obtuvo una producción acumulada mayor que la obtenida con la configuración estándar, dentro de estos escenarios los parámetros involucrados fueron la densidad bruta de NPs, la adsorción residual, el factor de resistencia residual y la isoterma de adsorción por lo que se concluye que estos serán los más sensibles en el uso de NPs como método EOR en este modelo.

Igualmente, se concluye que el aumentar la densidad bruta de las NPs, disminuir el factor de resistencia residual y definir reversibilidad en la adsorción de NPs, genera que el aceite pueda fluir de mejor manera hacia el pozo productor de la prueba *huff & puff* para este yacimiento. Estos resultados son favorables en este tipo de yacimiento y para los fines del tipo de prueba realizada, ya que el daño en permeabilidad y porosidad es menor y el aceite fluye mejor dado el cambio de mojabilidad en la roca. Es por ello que se implementará una simulación de la prueba *huff & puff* tomando un factor de resistencia residual de 1.19, una adsorción residual de 30 mol/m³ y una densidad bruta de NPs de 2650 kg/m³, considerando un escenario de inyección de 100 días. Por otro lado, el cambio en la isoterma de adsorción también está reflejando una mejor producción de aceite, sin embargo, por ser un parámetro todavía con bastante incertidumbre, en este escenario se seguirá tomando la planteada por Monfared et al. (2015), mostrada en el anexo B.

7.8 Diseño de la Prueba *huff & puff* óptima y refinamiento del bloque que contiene el pozo

7.8.1 Escenario 14: Combinando las mejores respuestas

Al analizar todos los resultados anteriores, los escenarios que reflejan una mejor producción de aceite con el esquema de prueba *huff & puff*, se dan cuando hay una

disminución en el factor de resistencia residual, un aumento en la densidad bruta de las NPs y cuando se define una reversibilidad en la adsorción de las NPs. Por lo que el siguiente escenario planteará la modificación en conjunto de los parámetros mencionados para analizar si también se obtendrá una mejor recuperación de aceite y su efecto en permeabilidad y porosidad. La configuración en tiempos de la prueba se seguirá de acuerdo con la configuración estándar, mientras que los parámetros principales ocupados para la simulación se presentan en la tabla 7.22.

Tabla 7.22: Valores de los parámetros fundamentales para la simulación de la inyección de NPs usados en el escenario 14.

Adsorción Máxima [mol/m ³]	90
Adsorción Residual [mol/m ³]	30
Factor de resistencia residual	1.19
Masa molecular salmuera [kg/mol]	0.02121
Densidad bruta de NPs [kg/m ³]	2650
Densidad de nanofluido [kg/m ³]	1066.32
Viscosidad de NPs [cP]	1.1
Peso molecular de NPs SiO ₂ [kg/mol]	0.0600843
Concentración de NPs a inyectar [ppm]	2000
Isoterma de Langmuir	Modificada de Monfared et al. (2015)
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 1	0
Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 1	0
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 2	1
Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 2	1

Considerando las modificaciones realizadas, la simulación de la prueba *huff & puff* arroja una mejor recuperación en este pozo, en la Figura 7.68, se muestra el comportamiento de la prueba, dónde se aprecia que los gastos de aceite son mayores bajo este esquema en ambos ciclos de producción. La meseta de producción maneja gastos mayores bajo este esquema en comparación con la configuración estándar, una vez que la producción va al alza se obtiene un gasto máximo de 212.75 bbl/día, Con esta prueba se obtuvo una recuperación del 7.17% más que con la configuración estándar, siendo esta de 162,256 bbl por un periodo de tres años con cinco meses, esta recuperación se muestra en la Figura 7.69.

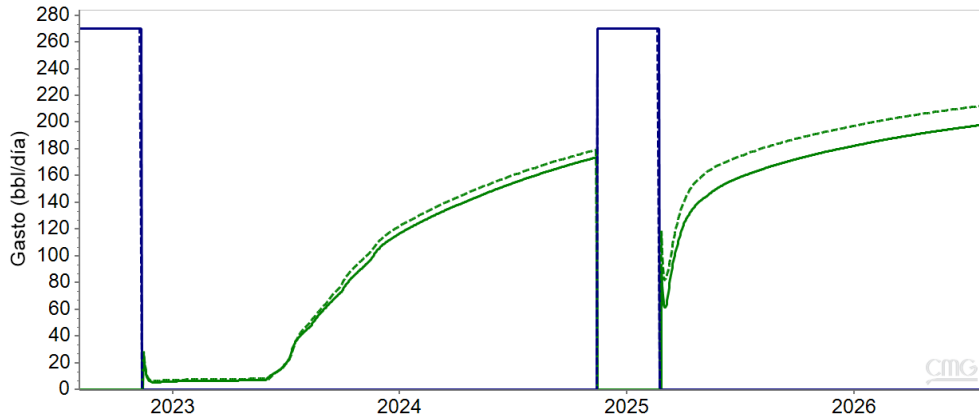


Figura 7.68: Comparación del comportamiento de la prueba *huff & puff* entre el escenario 1 y el escenario 14.

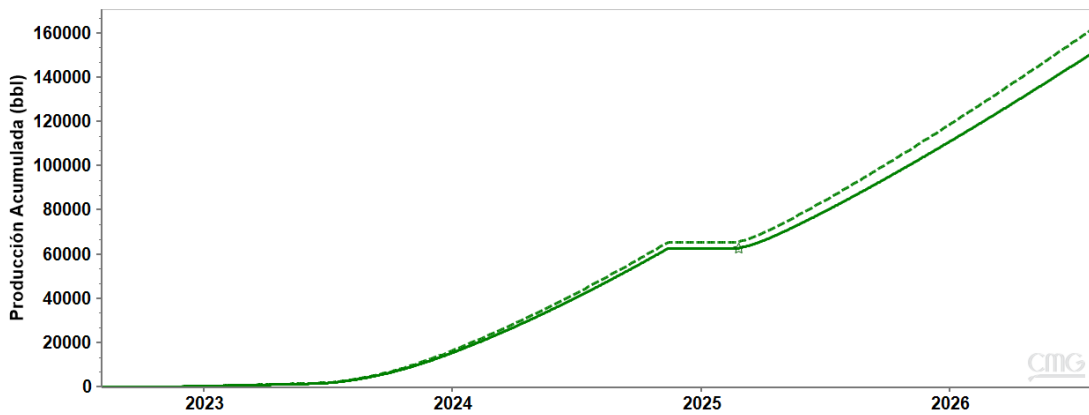


Figura 7.69: Comparación de la producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el escenario 1 y el escenario 14.

Por su parte el daño a las propiedades petrofísicas se mantiene menor, pero si habrá un daño, siendo éste de 0.5% para permeabilidad y 0.15% y porosidad. Finalmente, el perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.70 muestra que la adsorción de NPs disminuye en esta capa debido a la desorción, mientras que la adsorción se está dando de mejor manera en otras capas del yacimiento debido a la reversibilidad, además por la mayor densidad bruta de NPs se está evitando un bloqueo mayor, pero sí se logra hacer un cambio de mojabilidad mejor.

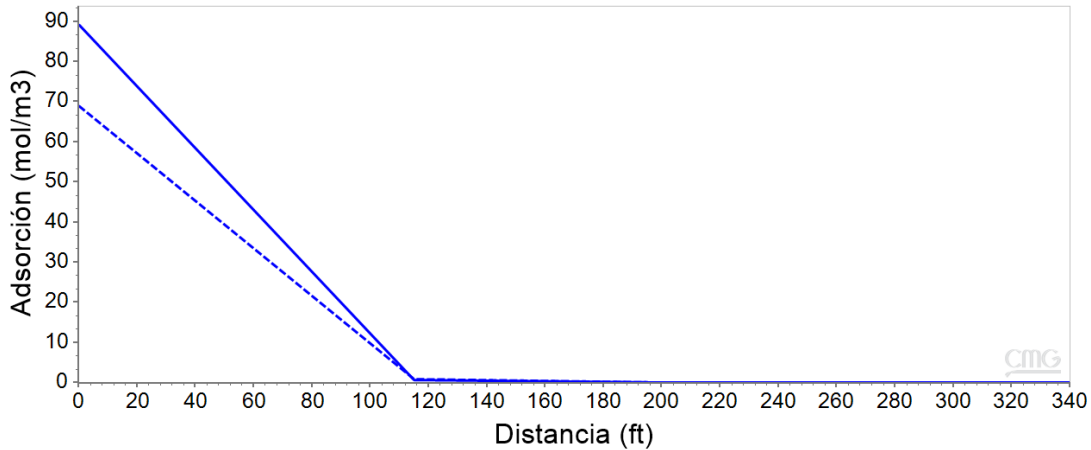


Figura 7.70: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación, escenario 14.

Si se quiere seguir los experimentos de Sepehri et al. (2019), en núcleo respecto a los daños en la permeabilidad y porosidad ya se estaría dañando más el yacimiento propiciado una menor recuperación y por ende ya no conviene ocupar este método de recuperación mejorada en este yacimiento, dada su pequeña permeabilidad y porosidad.

Una vez analizado que, al disminuir el factor de resistencia residual para las NPs, aumentar el valor de densidad bruta de las NPs y al definir un cierto grado de reversibilidad, se tiene una mayor recuperación de aceite para una configuración de inyección de NPs de 100 días, se retomará entonces la opción de configurar la prueba con inyección por 58 días (caso base), que fue con la que se obtuvieron mejores resultados en cuestión de recuperación de aceite, para que ya definidos los valores nuevos de los parámetros mencionados anteriormente se obtenga la mejor recuperación de aceite bajo este esquema y se defina la prueba óptima en este yacimiento.

7.8.2 Prueba *huff & puff* óptima

Dado el análisis de sensibilidad realizado con una configuración de 100 días de inyección, se concluyó que al reducir el valor de RRFT, aumentar el valor de la densidad bruta de las NPs y definir una reversibilidad en la adsorción de NPs se obtendrá una mejor recuperación de aceite, es por ello que se probará combinar estas modificaciones, pero ahora con un tiempo de inyección de 58 días. Esperando que se dé una mejor recuperación de aceite que con todas las configuraciones presentadas.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros ocupados para la simulación de esta prueba *huff & puff*.

Tabla 7.23: Parámetros seleccionados para la prueba *huff & puff* óptima.

Tiempo de inyección por ciclo [días]	58
Tiempo de producción por ciclo [días]	730
Tiempo de remojo [días]	3
Gasto de inyección [bbl/día]	270.47
Adsorción Máxima [mol/m ³]	90
Adsorción Residual [mol/m ³]	30
Factor de resistencia residual	1.19
Masa molecular salmuera [kg/mol]	0.02121
Densidad bruta de NPs [kg/m ³]	2650
Densidad de nanofluido [kg/m ³]	1066.32
Viscosidad de NPs [cP]	1.1
Peso molecular de NPs SiO ₂ [kg/mol]	0.0600843
Concentración de NPs a inyectar [ppm]	2000
Isoterma de Langmuir	Modificada de Monfared et al. 2015
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 1	0
Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 1	0
Parámetro de interpolación de fase no mojante correspondiente al set # 2	1
Parámetro de interpolación de fase mojante correspondiente al set # 2	1

En la Figura 7.71, se presenta la aplicación de la prueba *huff & puff* en el pozo YNM-P1, las curvas sólidas representan el caso base, mientras que las curvas discontinuas representan la prueba óptima, ya con la variación de los parámetros mencionados anteriormente, las curvas en color verde representan el gasto de producción de aceite, por su parte las curvas en color azul representan el gasto de inyección de nanofluido. En esta figura se observa que con esta configuración se obtienen gastos mayores que con el caso base a 58 días de inyección, la meseta de producción al inicio del primer ciclo es de aproximadamente 188 días, con gastos de 8.23 a 8.85 bbl/día, una vez que levanta la producción se alcanza un gasto máximo de 225.423 bbl/día.

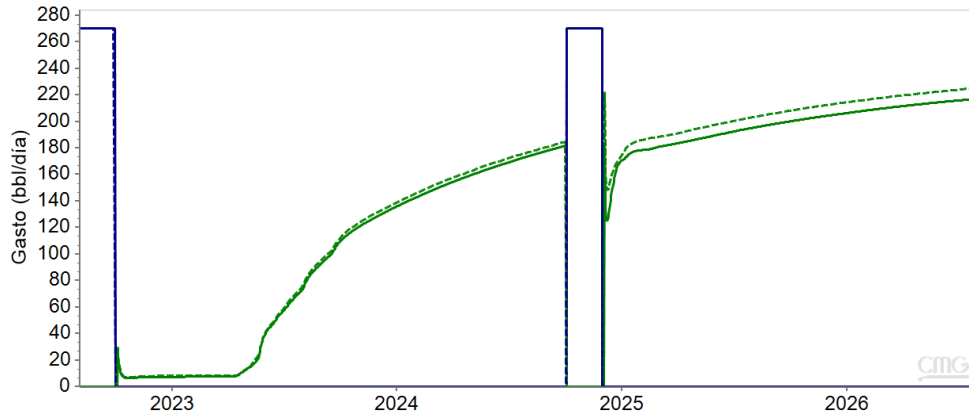


Figura 7.71: Comparación del comportamiento de las pruebas entre el caso base y la prueba óptima.

En la Figura 7.72, se muestra la producción acumulada de aceite después del periodo de prueba, el cual fue de 607 días, un aproximado de tres años con ocho meses, en este periodo de tiempo se obtuvo una producción acumulada de aceite de 193,684 [bb].

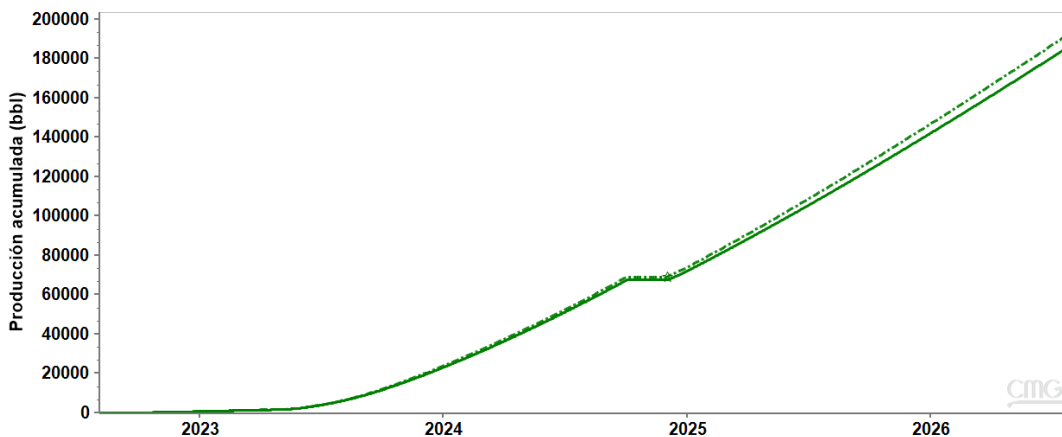


Figura 7.72: Comparación de producción acumulada obtenida con el pozo YNM-P1 entre el caso base y la prueba óptima.

El análisis de la adsorción y propiedades petrofísicas se hizo en la capa 4 del modelo del yacimiento, en la trayectoria del pozo inyector (YNM-P1) a un pozo productor vecino (YNM-P3). La adsorción de NPs se muestra en la Figura 7.73, dónde la curva discontinua se refiere a el caso base de inyección de 58 días, mientras que la curva continua se refiere a la configuración variando los parámetros manualmente, en esta figura se observa que las NPs tendrán una penetración clara con valores por debajo de los 55.66 mol/m^3 hasta los 115 ft posterior a los 115 ft y hasta los 260 ft se estará dando una adsorción de 0.25 mol/m^3 y posterior a los 260 ft ya se tendrán valores debajo de los 0.00625 mol/m^3

hasta cero. Estos valores de adsorción son menores a los de la configuración estándar, debido a la reversibilidad definida y a el aumento en la densidad bruta.

El efecto de esta adsorción en las propiedades petrofísicas se observa en las Figuras 7.74 y 7.75. En la Figura 7.74 se presentan los perfiles de permeabilidad, la curva punteada representa el perfil de permeabilidad después de la inyección de NPs, mientras que la línea continua representa el perfil de permeabilidad original. En esta gráfica se aprecia que la reducción de permeabilidad con esta configuración está siendo del 0.39 % respecto a la original.

Por su parte los perfiles de porosidad se muestran en la Figura 7.75, dónde la línea continua representa el perfil original y la línea discontinua representa el perfil de porosidad obtenido después de la inyección de NPs, en dicha figura se aprecia que la porosidad disminuye un 0.12% respecto a la original. Para ambas figuras ya a los 115 [ft] se alcanza el valor original, lo cual es congruente con el perfil de adsorción mostrado.

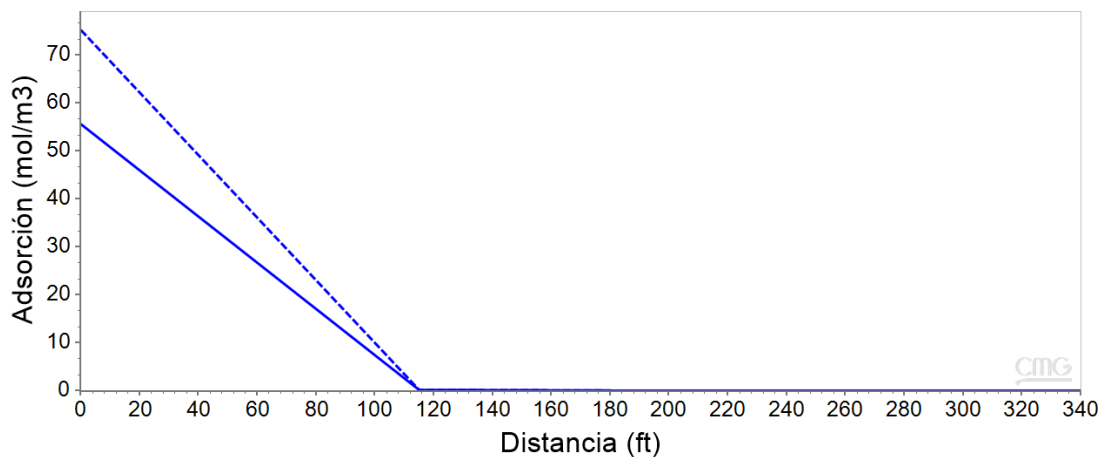


Figura 7.73: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

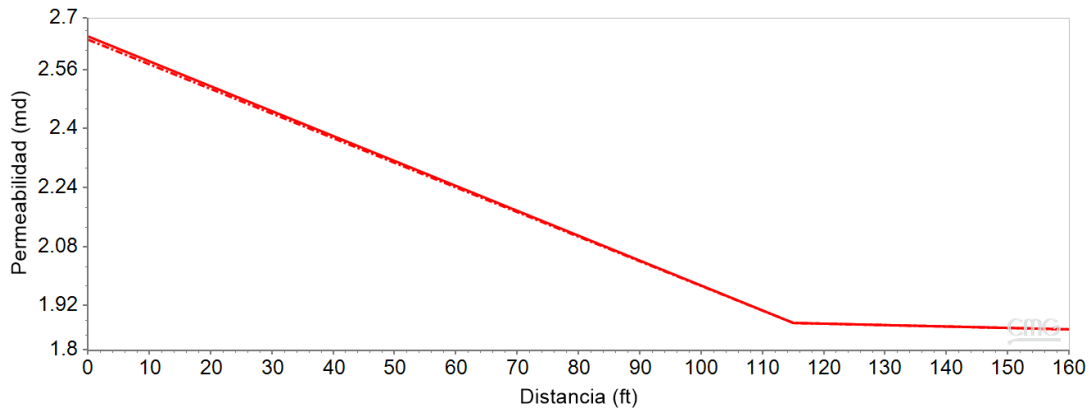


Figura 7.74: Perfil de permeabilidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

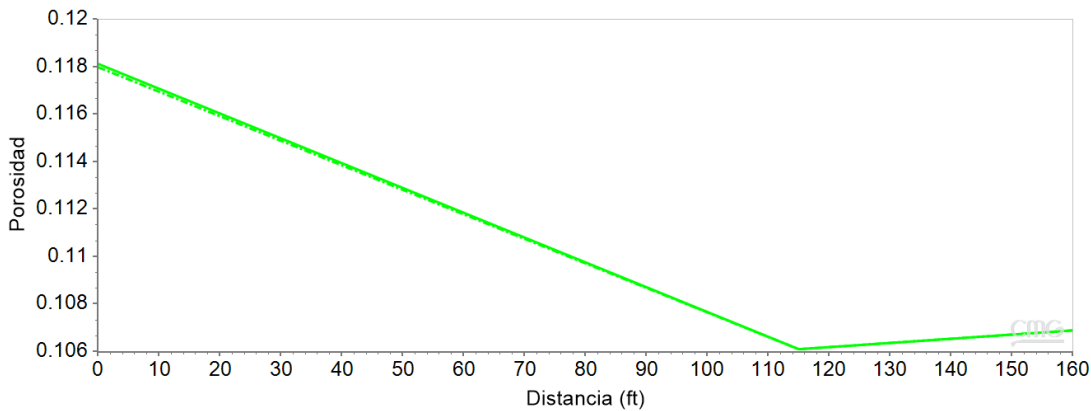


Figura 7.75: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

Por su parte, en la Figura 7.76, se muestra el perfil de saturación de aceite para los distintos tiempos de inyección y dónde al igual que en el caso base la curva en color café corresponde al final de la inyección del primer bache de NPs, la línea en color verde olivo corresponde al final del tiempo de producción del primer ciclo, la curva en color rojo corresponde al final del segundo bache de inyección de NPs, finalmente la curva en color verde claro corresponde al final del segundo ciclo de producción. Dónde se aprecia que hay una mayor saturación de aceite en las vecindades del pozo, al final del primer ciclo de producción. Posteriormente el segundo bache de inyección deja en las cercanías del pozo saturaciones de aceite de 0.32, esta saturación es mayor que con el caso base. Esto ayuda a que se tenga una mayor producción de aceite, finalmente después del segundo periodo de producción se aprecia que el banco de aceite remanente tiene valores de

saturación de aceite por encima de los 0.45, el cual es mayor al caso base. Dicho lo anterior se puede concluir que esta prueba si da buenos resultados para la producción de aceite y que, si se desea dejar produciendo por más tiempo, todavía se recuperará más aceite.

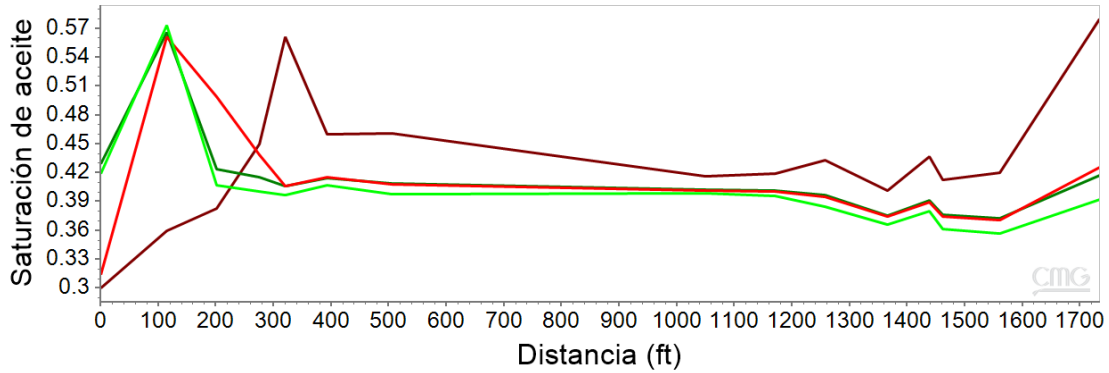


Figura 7.76: Perfiles de saturación entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 a distintos tiempos de interés.

7.8.3 Refinación de bloques

Con el fin de analizar más a detalle la entrada del nanofluido a el yacimiento se presenta un escenario a continuación, donde la celda que contiene al pozo se refinó para hacer el salto menor en cada celda, con esta modificación se pasó de una celda de 164 ft a una celda de 32.8 ft, como se muestra en la Figura 7.77. El refinamiento se hizo en cada capa del modelo del yacimiento del norte de México, en las direcciones I y J, en la dirección K no hubo refinación y se mantuvo un valor de 11.152 ft

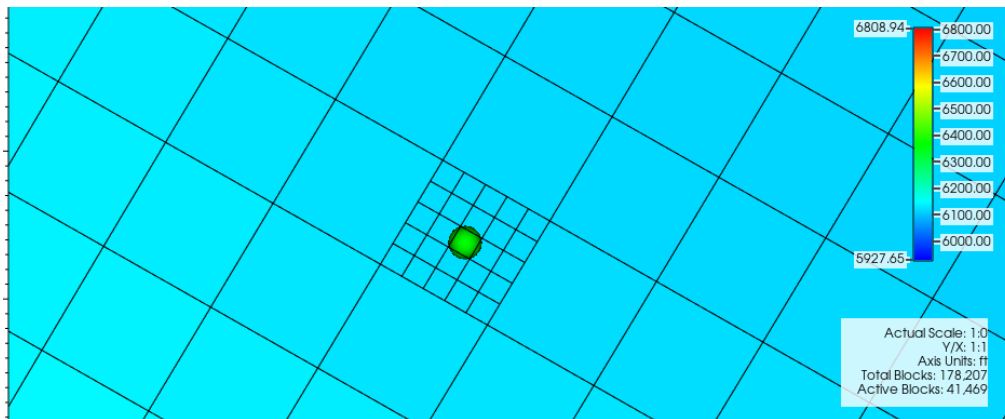


Figura 7.77: Modelo con refinación de bloques en la celda del pozo YNM-P1.

Con la refinación de bloques en la celda que contiene el pozo, la permeabilidad y porosidad se ven afectadas, ya que toman el valor más cercano al pozo hasta los 72.5 ft, después de esa distancia su valor baja hasta encontrarse con el valor del modelo que no considera refinación a los 114.943 ft. El comportamiento descrito se puede apreciar en la Figura 7.78, en esta figura se muestran los perfiles de permeabilidad, donde el perfil de permeabilidad original, sin refinamiento de bloques es la curva en color café, mientras que la curva roja se refiere a el perfil de permeabilidad original ya con los bloques refinados. Este comportamiento es similar para el perfil de porosidad.

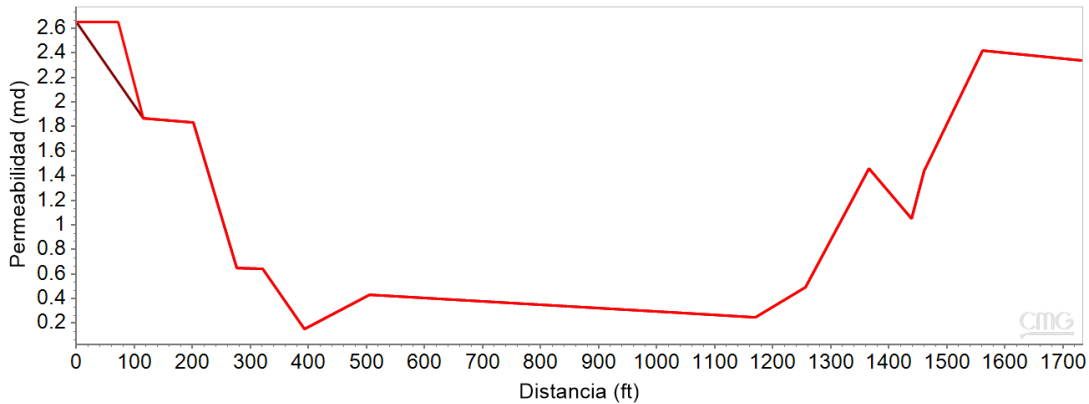


Figura 7.78: Perfiles de permeabilidad entre pozo YNM-P1 y el YNM-P3.

Los parámetros ocupados para esta prueba son los definidos en la siguiente tabla.

Tabla 7.24: Parámetros usados para la simulación de la prueba *huff & puff*.

Adsorción máxima [mol/m ³]	90
Concentración [ppm]	2000
RFFT	1.19
Densidad Bruta [kg/m ³]	2650
Adsorción Residual [mol/m ³]	30
Isoterma de Adsorción	Monfared et al. (2015)

Con las modificaciones realizadas a el modelo del yacimiento, la prueba *huff & puff* se comporta de acuerdo con la Figura 7.79, en dicha figura se aprecia que la producción de aceite es menor comparado con el caso base y con la prueba óptima, teniendo un gasto de 147.056 bbl/día, con esta modificación la producción acumulada de aceite al final de 3 años con 8 meses es de 113,955 bbl.

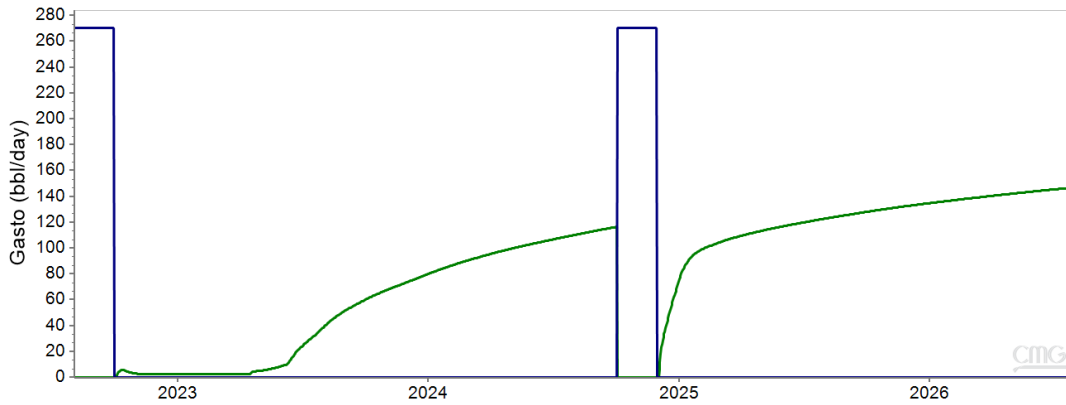


Figura 7.79: Comportamiento de la prueba *huff & puff*, bajo este escenario de bloques refinados.

Ahora bien, analizando la adsorción de NPs, se aprecia en la Figura 7.80 que la difusión de las NPs es menor para las celdas más lejanas dentro del bloque que se refinó. Con este refinamiento se aprecia que el nanofluido no estará entrando tan uniforme hacia el yacimiento, ya que la adsorción mayor se dará en la en las vecindades del pozo hasta aproximadamente los 65 ft con valores de 90 a 79 mol/m³ al final del bache de inyección de NPs, mientras que en las celdas más lejanas dentro del bloque refinado se tienen valores del orden de 1 a 3 mol/m³. Dado lo anterior se concluye que habrá una adsorción menor que la obtenida en la prueba definitiva, no obstante, se aprecia que al refinar las celdas si se está ejemplificando mejor la difusión del nanofluido en dicho bloque.

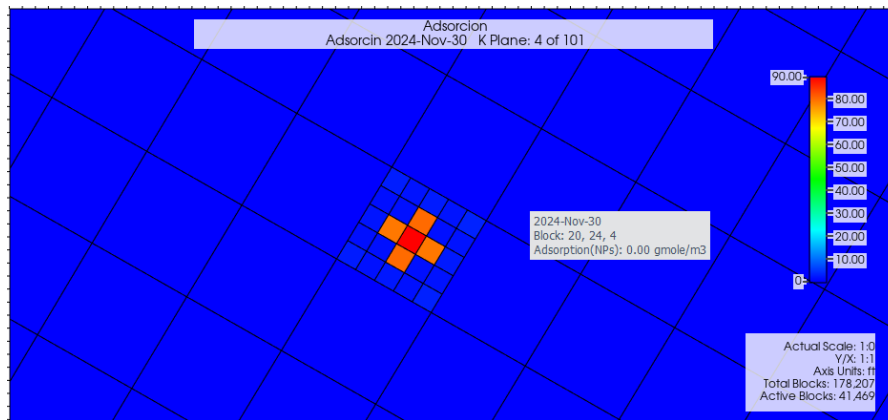


Figura 7.80: Modelo del yacimiento con bloques refinados, mostrando la adsorción de NPs al final del segundo bache de inyección de NPs.

El perfil de adsorción mostrado en la Figura 7.81, corresponde al final de la simulación dónde ya se aprecia la desorción de las NPs en las cercanías del pozo, dicha desorción

genera que en las celdas más alejadas haya un ligero incremento en la adsorción de NPs, logrando un mejor efecto de estas en el yacimiento.

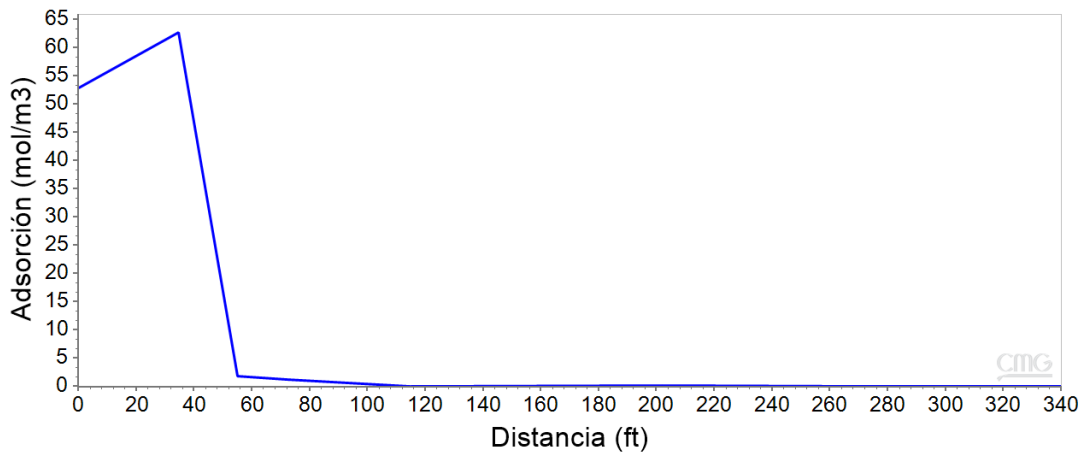


Figura 7.81: Perfil de adsorción de NPs entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

Por otro lado, la permeabilidad y la porosidad también tienen una afectación, sin embargo, al refinar las celdas, las propiedades petrofísicas no son tan representativas de las vecindades del pozo ya que toma un valor promedio hasta los 72 ft, aun así, se percibe un ligero cambio en dichas propiedades. En la Figura 7.82, se muestra la comparación entre los perfiles de porosidad, la curva continua representa el perfil antes del uso de NPs, mientras que la curva discontinua representa el perfil de porosidad al final de la simulación. En dicha figura se aprecia una disminución en porosidad del 0.12%. Por su parte la permeabilidad tiene una disminución de 0.38%, en las cercanías del pozo hasta aproximadamente los 75 ft.

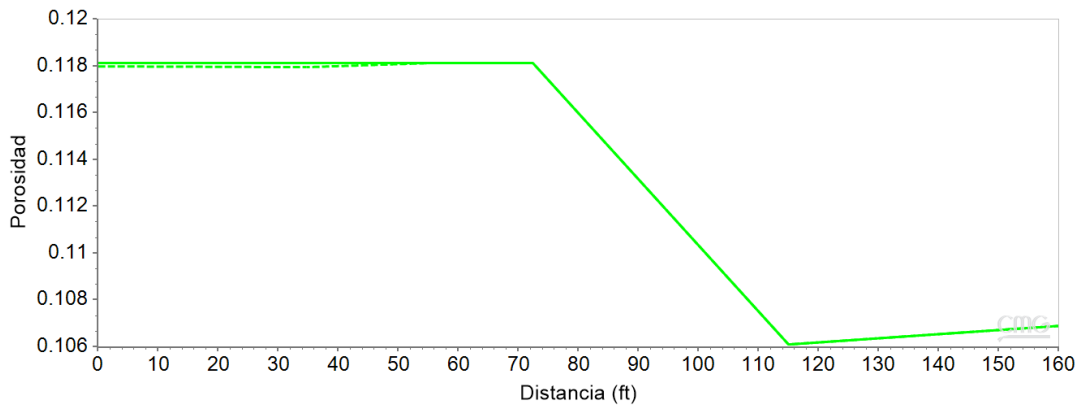


Figura 7.82: Perfil de porosidad entre el pozo YNM-P1 y el pozo YNM-P3 al final del tiempo de simulación.

Con la refinación del bloque que contiene al pozo de la prueba, se tiene mejor definición celda a celda de cómo se da la entrada del nanofluido a el yacimiento, esta aproximación podría ser más representativa si se hiciera la refinación en forma radial. Por otro lado, con esta configuración se obtiene una producción de aceite con este pozo de 113,955 bbl, siendo esta un 39.11% menor que la obtenida con el caso base.

8 Conclusiones

La recuperación de aceite con la configuración estándar (inyección por 100 días), es de 162,526 bbl por un tiempo de producción de tres años con cinco meses, al variar distintos parámetros de la configuración se obtuvieron mejores recuperaciones de aceite. Si se disminuye el factor de resistencia residual a un valor de 1.19, la recuperación incrementa un 4.51%. Al definir una adsorción reversible del 66%, la recuperación incrementa un 2.13%. Finalmente, al aumentar la densidad de la fase sólida a 2650 kg/m³, la recuperación incrementa en 1.38%.

Un mayor tiempo de producción bajo este escenario de prueba genera que haya una mayor recuperación debido a que el escenario de *huff & puff* manejado está reflejando que cuando llega el tiempo de producción a su límite aún está al alza, y al verse interrumpido por la inyección de NPs puede bajar de nuevo por un momento.

El tiempo de inyección va a jugar un papel fundamental en la penetración del nanofluido, en estos estudios se apreció que, si se inyecta un año, si se alcanza a percibir una mejor penetración del nanofluido en las celdas vecinas, no a un nivel de adsorción grande, pero si una cantidad de NPs. No obstante, un mayor tiempo de inyección para forzar una mayor adsorción en las celdas vecinas, ya no es factible, en primer lugar, no será económicamente viable, dado que la recuperación en este campo no tendrá la capacidad de recuperar la inversión causada por las NPs. En segundo lugar, cuando inyectamos más tiempo el nanofluido, éste estará desplazando más hacia los pozos vecinos un banco de aceite, generando una menor producción en el pozo de la prueba *huff & puff*, posiblemente sería viable una inyección continua para incrementar la producción en los pozos vecinos, ocupando más las NPs como método de desplazamiento del banco de aceite en el yacimiento.

Una configuración de dos ciclos de prueba (inyección, remojo y producción) da buenos resultados, siempre y cuando se mantenga un espacio de tiempo de producción de

mínimo dos años y se defina un tiempo óptimo para la inyección, en este caso se opta por un tiempo óptimo de 58 días de inyección.

La adsorción máxima es un parámetro fundamental para el modelo, primeramente, para la penetración del nanofluido, también este parámetro nos indica que tanto se podrá hacer el cambio al segundo set de curvas de permeabilidad relativa, es decir que este parámetro nos indicará que tanto estaremos cambiando de mojabilidad en dónde entre el nanofluido. Al lograr un mayor cambio de mojabilidad en la mayor distancia se esperará una mejor recuperación de aceite, logrando que éste fluya de mejor manera del yacimiento hacia el pozo. Cuando se disminuye la adsorción máxima a un valor de 30 mol/m^3 la recuperación está bajando en un 13.72%. Por otro lado, si se aumenta demasiado la adsorción máxima, se tendrá un mayor taponamiento en las cercanías del pozo inyector y con los valores de permeabilidad bajos en este yacimiento, este taponamiento se refleja en una menor producción de aceite. Es por esto que la adsorción máxima será un parámetro muy sensible para el uso de NPs en yacimientos carbonatados.

La penetración y la adsorción de las NPs no está siendo tan uniforme en todas las capas del yacimiento en las que hay intervalo disparado, debido a la heterogeneidad del yacimiento. En la capa 6 del modelo no hay buena adsorción en la mayoría de los escenarios, excepto en los escenarios que manejan adsorción reversible. Así mismo en este yacimiento se debe cuidar muy bien la concentración y adsorción máxima de NPs a ocupar, ya que, si no se cuida su valor en condiciones de baja permeabilidad y porosidad, se generará mayor taponamiento de poros debido a la agregación de NPs.

Si disminuye la densidad en la fase sólida de las NPs, estaremos obteniendo un mayor taponamiento o daño en las cercanías del pozo inyector (hasta dónde entra el nanofluido), debido a que tendrán una mayor y no uniforme adsorción, y esto genera un mayor taponamiento en las gargantas, por lo que a mayor densidad de fase sólida de las NPs mayor será la recuperación.

Si se desea incrementar la penetración del nanofluido, una opción es incrementar el gasto de inyección o la presión de inyección, este incremento se debe analizar y tendrá que ser óptimo para evitar generar un daño en las cercanías del pozo o incluso llegar a fracturar la roca. Adicionalmente otra opción para incrementar la penetración es disminuir la adsorción máxima, aunque estos ajustes estarían afectando la recuperación de aceite.

Manejar una adsorción reversible mostró un ligero incremento en la producción y una mejor difusión de NPs en las distintas capas del yacimiento, generando una difusión de NPs más uniforme. Dado este resultado, se aprecia que la reversibilidad de la adsorción al final del bache de inyección de NPs es prácticamente la misma, después cuando se pone a producir ya se produce la desorción. La magnitud de la reversibilidad es un parámetro muy sensible, sobre todo en yacimientos con permeabilidades y porosidades bajas.

Es clave definir una concentración de NPs óptima, ya que si se aumenta la concentración a 5000 ppm o más ya estará causando mayor afectación a las gargantas de poro y la recuperación de aceite estará bajando en un 18.8%. Para este tipo de yacimiento la concentración de 2000 ppm se consideró óptima.

El efecto del factor de resistencia residual, en este yacimiento, resultó contrario a lo que muestran los experimentos en núcleo de Hendraningrat y Torsaeter (2015). Ya que en este caso al disminuir el factor de resistencia residual se está obteniendo una mejor recuperación. De acuerdo con los escenarios planteados es correcto su rango de entre 1.19 y 2.5 ya que el comportamiento es muy similar de acuerdo a la adsorción y a los cambios de presión y permeabilidad, sin embargo, para este tipo de yacimiento es mejor que este su valor más cercano a 1.19.

Ya con un tiempo de inyección óptimo de 58 días y realizando las modificaciones en los parámetros más sensibles se obtiene una recuperación de aceite de 193,684 bbl por un tiempo de producción de tres años con ocho meses, esta es 3.48% mayor al caso base y 27.71% mayor a la configuración estándar.

En la Figura 8.1, se muestra la producción acumulada del campo en general, al 3 de agosto del 2026, obtenida con la prueba óptima representada con una línea continua, en comparación con la obtenida bajo un escenario de inyección de agua continua, como venía trabajando el pozo YNM-P1, representada con la curva punteada. En dicha figura se aprecia que con la prueba *huff & puff* óptima se obtiene una recuperación en el campo de 1,158,460 bbl, mientras que para una inyección continua de agua se obtiene una recuperación de aceite en el campo de 966,303 bbl por un tiempo de seis años con ocho meses. Con la prueba óptima con inyección de NPs se obtiene entonces una producción 19.89% mayor que con la inyección continua de agua. Por otro lado, el factor de recuperación de aceite obtenido en comparación con el aceite en sitio, para ambos casos

se muestra en la Figura 8.2, las curvas tienen un comportamiento similar a la recuperación de aceite en el campo, se aprecia que se empieza a despegar las curvas en mayor magnitud a partir de mayo del 2023, no obstante, desde el inicio de agosto de 2022 es mayor el valor obtenido con la prueba óptima. El factor de recuperación de aceite es de 1.2387% para la prueba óptima inyectando NPs, mientras que para la inyección de agua continua es de 1.03326%.

Por lo tanto, la implementación de la inyección de NPs bajo un escenario *huff & puff* en este yacimiento, ayudará a incrementar la recuperación de aceite a lo largo de seis años con ocho meses de producción en el campo.

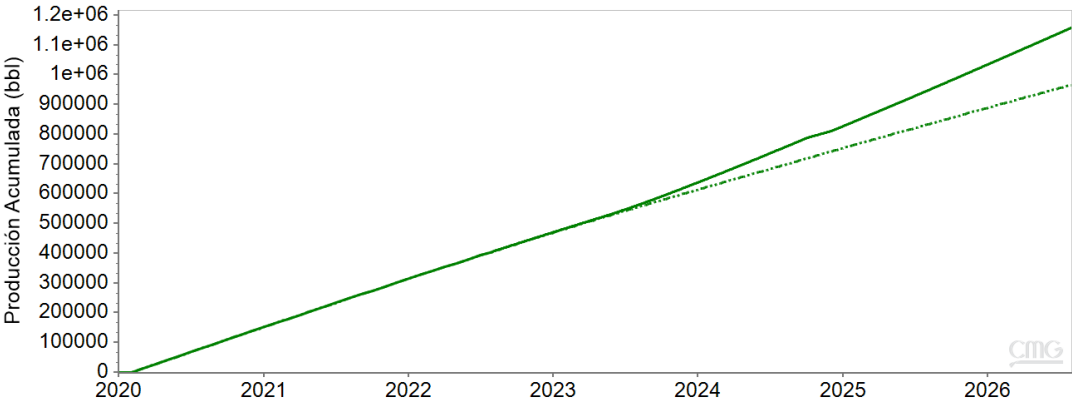


Figura 8.1: Producción acumulada del campo.

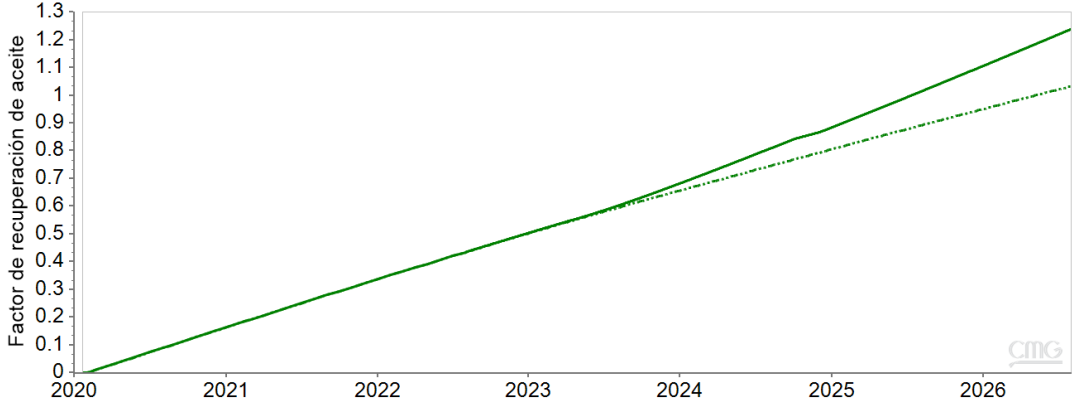


Figura 8.2: Factor de recuperación de aceite del campo.

9 Referencias

1. Abedi, V. et al. (2016). Cap. 8 Multiscale Modeling. Ed. Josep Bassaganya – Riera. En *Computational Immunology: Models & Tools*. (pp. 145-173).
2. Al-Anssari, S., Arif, M., Wang, S. et al. (2018). Wettability of nanofluid-modified oil-wet calcite at reservoir conditions. *Fuel* **211**: 405–414.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.08.111>.
3. Al-Anssari, S., Barifcani, A., Wang, S. et al. 2016. Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid. *Journal of Colloid and Interface Science* **461**: 435–442.
<https://doi.org/10.1016/j.jcis.2015.09.051>.
4. Amedi, H. y Ahmadi, M. 2016. Experimental investigation the effect of nanoparticles on the oil-water relative permeability. *Eur. Phys. J. Plus* **131** (5): 1 — 8. 125.
<https://doi.org/10.1140/epjp/i2016-16125-4>.
5. Camacho-V., R., et.al. (2005). Pressure transient and decline curve behaviors in naturally fractured vuggy carbonate reservoirs, *SPE Res Eval & Eng* 8 (02): 95-112. SPE-77689-PA.
<http://dx.doi.org/10.2118/77689-PA>.
6. Carmona, I. H. (2017). Inyección de NPs de SiO₂ como método de recuperación mejorada. Tesis de licenciatura. Instituto Politécnico Nacional. CDMX.
7. Cheraghian, G. and Hendraningrat, L. (2015). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part B: effects of nanoparticles on flooding. *Int Nano Lett.* 6:1-10.
8. Cheraghian, G. and Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. *Int Nano Lett.* 6:129-138.
9. Computer Modeling Group Technologies. BUILDER user guide. Versión 2016.
10. Computer Modeling Group Technologies. STARS user guide. Versión 2016.
11. Cruces, A. L. (2015). Evaluación de métodos de recuperación mejorada en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados pertenecientes a la cuenca del sureste de México. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
12. Cruz, J. F. (2013), Nanotecnología aplicada a la Industria Petrolera. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
13. Das, S. K. et al. (2008). *Nanofluids: Science and Technology*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
14. El-Amin, M. et al. (2013). Enhanced Oil Recovery by Nanoparticles Injection: Modeling and Simulation. Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Exhibition held in Manama, Bahrain 10-13 March. SPE 164333-MS.
15. Hendraningrat et al. (2021). Advanced Reservoir Simulation: A novel Robust Modelling of Nanoparticles for Improves Oil Recovery. Presented at the 2021 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 21-23 September 2021. SPE-205927-MS.
16. 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.
17. Hendraningrat, L. and Torsaeter, O. (2015). A study of water chemistry extends the benefits of using silica-based nanoparticles on enhanced oil recovery. Norwegian University of Science and Technology, NTNU. *Appl. Nanosci.*
18. Hendraningrat, L. et al. (2013). A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 111, pp. 128-138.
19. Hoops, S. et al. (2016). Cap 5 Ordinary Differential Ecuations (OEDs) Base Modelling. Ed. Josep Bassaganya – Riera. En *Computational Immunology: Models & Tools*. (pp. 63-78).

20. Ju, B. and Fan, T. (2009). Experimental study and mathematical model of nanoparticles in porous media. *Powder Technology* 192 (2) 195-202. <https://doi.org/pbidi.unam.mx:2443/10.1016/j.powtec.2008.12.017>
21. Ju, B., Dai, S., Luan, Z. et al. (2002). A study of wettability and permeability change caused by adsorption of nanometer structured polysilicon on the surface of porous media. Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8–10 October. SPE 77938. <https://doi.org/10.2118/77938-MS>.
22. Ju, B., Fan, T., and Ma, M. (2006). Enhanced oil recovery by flooding with hydrophilic nanoparticles. *CHINA PARTICUOLOGY* 4 (1): 41 – 46. [https://doi.org/10.1016/S1672-2515\(07\)60232-2](https://doi.org/10.1016/S1672-2515(07)60232-2).
23. Kazemi Abadashapoori, et al. (2018). Static and Dynamic Investigation of Effective Parameters on Water Injection Performance in the Presence of Nanofluids. *Journal of Water and Environmental Nanotechnology*, 3(3): 207-218.
24. Lake, L. W. (1989). Enhanced Oil Recovery. 1 ed. New Jersey. United States: Prentice Hall.
25. Lee, K. S. and Lee, J. H. (2019). Cap 4 Hybrid Chemical EOR Using Low-Salinity and Smart Waterflood. En Hybrid Enhanced Oil Recovery using Smart Waterflooding (pp. 65 - 110).
26. Li, S. et al. (2013). Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2-Phase Flow Experimental Studies. Presented at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26-28 March. IPTC 16707.
27. Manrique, E. J., Muci, V. E. and Gurfinkel, M. E. 2007. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667–686. <https://doi.org/10.2118/100063-PA>
28. Martínez, L. J. (2019). Estudio exploratorio para la selección de un proceso de EOR para un yacimiento de aceite pesado. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
29. Miranda, et al. (2012). Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Presented at the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference held in Noordwijk, The Netherlands, 12-14 June. <https://doi.org/pbidi.unam.mx:2443/10.2118/157033-MS>
30. Moedano et al. (2022). Simulación de inyección de NPs como método de EOR en un yacimiento carbonatado de México. Presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Villahermosa, Tabasco, del 6 al 9 de julio del 2022. CMP2022_256.
31. Moedano, H. D. (2022). *Inyección de Nanopartículas como Método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en un Núcleo de Yacimiento Naturalmente Fracturado*. MI Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México.
32. Monfared, A. et al. (2015). Adsorption of silica nanoparticles onto calcite: Equilibrium, kinetic, thermodynamic and DLVO analysis. *Chemical Engineering Journal*, 281, 334–344. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2015.06.104>
33. Nazari Moghaddam, R., Bahramian, A., Fakhroueian, Z. et al. 2015. Comparative Study of Using Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery: Wettability Alteration of Carbonate Rocks. *Energy & Fuels*, 29 (4), 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>.
34. Negin, C. et al. (2016). Application of nanotechnology for enhancing oil recovery – A review. Department of Petroleum Engineering, Curtin University, Australia. *KeAi publishing*.
35. Nworu J.S. and Wilberforce Oti J. O. (2019). Application of Nanotechnology for Enhancing Oil Recovery (EOR) in Oil and Gas Industry: A Review. *IOSR Journal of Applied Chemistry*, e-ISSN: 2278-5736. Vol. 12, Issue 2 Ser. II pp.32-42.
36. Ogolo et al. (2012). Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. Presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, April. SPE-160847-MS.

37. Peng, B. et al. (2017). A review of nanomaterials for nanofluid enhanced oil recovery. Royal Society of Chemistry (RSC).
38. Roustaei, A. and Bagherzadeh, H. 2015. Experimental investigation of SiO₂ nanoparticles on enhanced oil recovery of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **5** (1): 27–33. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0120-3>.
39. Sadeghnejad, S. et al. (2021). Cap 6 Improved oil recovery by gel technology: Water shutoff and conformance control. En *Chemical Methods* (pp. 249-312).
40. Safari, M. and Jamialahmadi, M. 2013. Effect of polysilicon nanoparticles on enhanced oil recovery in Iranian oil reservoir. *International Journal of Nano Dimension* **3** (3): 199-205. <https://dx.doi.org/10.7508/ijnd.2012.03.005>.
41. Safari, M., Golsefatan, A., Rezaei, A. et al. 2015. Simulation of Silica Nanoparticle Flooding for Enhancing Oil Recovery. *Petroleum Science and Technology* **33** (2): 152–158. <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.945597>.
42. Schlumberger. (2008). Yacimientos carbonatados: Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación.
43. Schlumberger. (Verano de 2005). Confrontando el intrincado tema de los carbonatos, *Oilfield Review* (pp. 20-33).
44. Sepehri, M. et al., (2019). Experimental study and numerical modeling for enhancing oil recovery from carbonate reservoirs by nanoparticle flooding. *Oil & Gas Science and Technology - Revue IFP Energies Nouvelles* **74** (5): 1-16. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018080>.
45. Sun, X., et al. 2017. Application of Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery: A Critical Review of Recent Progress. *Energies* **10**(3): 1--33. 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
46. Teja, V. L. (2018). Modelado Numérico de Procesos Térmicos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Tesis de doctorado. Universidad Nacional Autónoma de México.
47. Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology – IFP*, Vol. 63, pp.9-19.

Anexos

Anexo A: Comparación de parámetros entre el modelo de simulación de GEM y STARS

A continuación, se presenta en la tabla A1 la comparación entre los parámetros obtenidos de los modelos de GEM y STARS, con el fin de tener el control de calidad que se necesita para que la conversión de GEM a STARS sea representativa. Esta tabla servirá de guía para completar los parámetros faltantes en el modelo de STARS.

Tabla A1: Comparativo de los parámetros entre el modelo de simulación de GEM y el de STARS

	GEM		STARS
	- Array Properties	-	- Array Properties
1	✓ EOS Set Number, *EOSTYPE		
2	✓ Global Composition(C ₁), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.34858		
3	✓ Global Composition(C ₁₃₊), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.236342		
4	✓ Global Composition(C ₂ NH), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.0641426		
5	✓ Global Composition(C ₃ C ₄), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.0873161		
6	✓ Global Composition(C ₄₆₊), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.202801		
7	✓ Global Composition(C ₅ C ₆), *ZGLOBALC ✓ All Layers (Whole Grid)====> 0.0608182		
		1	✓ Gas Saturation, *SG ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Gas Saturation
8	✓ Grid Bottom	2	✓ Grid Bottom ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Grid Bottom
9	✓ Grid Centroid X	3	✓ Grid Centroid X ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Grid Centroid X
10	✓ Grid Centroid Y	4	✓ Grid Centroid Y ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Grid Centroid Y
11	✓ Grid Paydepth *PAYDEPTH	5	✓ Grid Paydepth, *PAYDEPTH ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct

			<i>Import mean- Grid Paydepth</i>
12	✓ <i>Grid Thickness</i>	6	✓ <i>Grid Thickness</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Grid Thickness</i>
13	✓ <i>Grid Top, *DTOP</i>	7	✓ <i>Grid Top, *DTOP</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Grid Top</i>
14	✓ <i>NULL Block, *NULL</i>	8	✓ <i>NULL Blocks, *NULL</i>
		9	✓ <i>Net Pay, *NETPAY</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Net Pay</i>
		10	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₁), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.34858</i>
		11	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₁₃₊), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.236342</i>
		12	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₂NH), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.064142</i>
		13	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₃C₄), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.087316</i>
		14	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₄₆₊), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.202801</i>
		15	✓ <i>Oil Mole Fraction(C₅C₆), *MFRAC_OIL</i> <i>All Layers (Whole Grid)====> 0.060818</i>
		16	✓ <i>Oil Saturation, *SO</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Oil Saturation</i>
15	✓ <i>Net to Groos Ratio, *NETGROSS</i>		
16	✓ <i>Permeability I, *PERMI</i>	17	✓ <i>Permeability I, *PERMI</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Permeability I</i>
17	✓ <i>Permeability J, *PERMJ</i>	18	✓ <i>Permeability J, *PERMJ</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Permeability J</i>
18	✓ <i>Permeability K, *PERMK</i>	19	✓ <i>Permeability K, *PERMK</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Permeability K</i>
19	✓ <i>Pinchout Array, *PINCHOUTARRAY</i>	20	<i>Pinchout Array, PINCHOUTARRAY</i>
20	✓ <i>Porosity, *POR</i>	21	✓ <i>Porosity, *POR</i> ✓ <i>All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Porosity-Effective Current</i>
21	✓ <i>Pressure, *PRES</i>	22	✓ <i>Pressure, *PRES</i>

			✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Pressure
22	✓ Rel Perm Set Num, *RTYPE	23	Rel Perm Set Num, *RTYPE
23	✓ Sector Number for Grid Block, *ISECTOR		
24	✓ Trans Multiplier I, *TRANSI Property Edited (*MOD keywords)		
25	✓ Trans Multiplier J, *TRANSJ Property Edited (*MOD keywords)		
26	✓ Trans Multiplier K, *TRANSK Property Edited (*MOD keywords)		
27	✓ Volume Modifiers, *VOLMOD		
28	✓ Water Saturation, *SW	24	✓ Water Saturation, *SW ✓ All Layers (Whole Grid)====> Direct Import mean- Water Saturation
	✓ Sectors		
	✓ SECTOR 1		
	✓ SECTOR 3		
	✓ Compaction/Dilation Regions		
	• Region 1		

Anexo B: Isoterma de Adsorción

Isoterma de adsorción ocupada para la simulación de la inyección de NPs

La isoterma de adsorción elegida para el uso de nanopartículas para el desarrollo de este trabajo fue una reportada por Monfared et al. (2015), estos autores realizaron experimentos por lotes en núcleo de calcita a tres distintas temperaturas (293, 303 y 313 K), en dichos experimentos se presentaron un rango de concentraciones de NPs de SiO₂ de 0.02 a 0.12 %p/p. Las isotermas se obtuvieron por medio de la isoterma de Langmuir teniendo como unidades para la concentración (C_{eq} [mg/L]) y para el adsorbato adsorbido (q_{eq} [mg/g]).

Adicionalmente en trabajos de Moedano y Moedano et al. (2022), se hizo una interpolación basados en las isotermas reportadas por Monfared et al. (2015), para obtener valores a una temperatura de 298.15 K y así lograr reproducir los experimentos realizados por Sepehri et al. (2019). Las isotermas reportadas por Monfared et al. (2015) se muestran en la Figura B1.

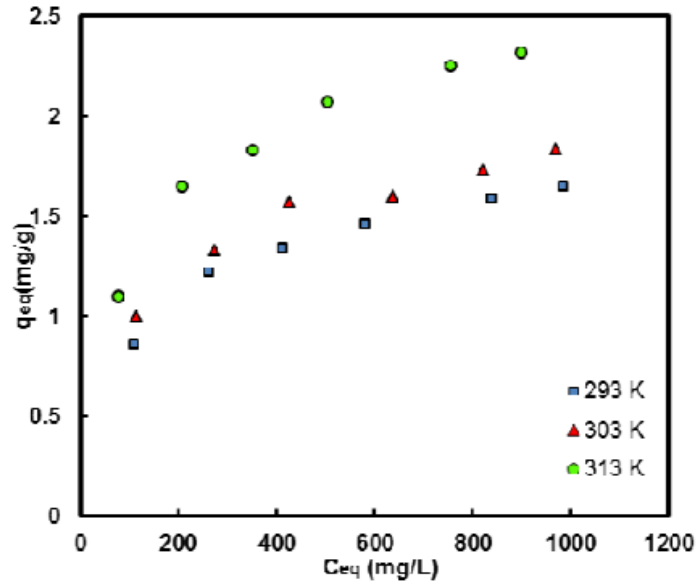


Figura B1: Isotermas de adsorción a diferentes temperaturas (Tomada de Monfared et al. 2015).

Ahora bien, para poder ingresar la isoterma de adsorción a STARS, se requiere convertir la concentración a fracción mol y el adsorbato adsorbido a mol/m³. Para ello se necesita tomar en cuenta la porosidad y la densidad de la roca. En este caso dado que el yacimiento presenta una alta heterogeneidad, se tomó en consideración una porosidad de 0.15 y la densidad de roca de 2.71 [g/cm³] para la obtención de los valores de la isoterma ocupada. El procedimiento para obtener los valores de las isotermas se ejemplifica a continuación para el caso de los primeros valores a una temperatura de 293 K.

Para el caso de la concentración de NPs:

$$n[\text{mol}]\text{SiO}_2 = \frac{\text{masa}[\text{g}]}{MM_{\text{SiO}_2}} = \frac{103.311[\text{mg}]}{60.085 \left[\frac{\text{g}}{\text{mol}} \right]} \left(\frac{1[\text{g}]}{1000[\text{mg}]} \right) = 0.0017194[\text{mol}]$$

$$\text{Concentración} = \frac{0.0017194 [\text{mol}]}{55.56[\text{mol}] + 0.0017194 [\text{mol}]} = 3.09482E - 05 [\text{fracción mol}]$$

Para el caso de la cantidad de adsorbato adsorbido necesitamos el valor de la densidad de la roca y de la MM de las NPs. Primero pasaremos de [mg/] a [g/g] después a [mol/g], posteriormente a [mol/cm³] y finalmente a [mol/m³], el procedimiento de la conversión se muestra en la ecuación B1.

$$q_{eq} \left[\frac{mol}{m^3} \right] = \left(q_{eq} \left[\frac{mg}{g} \right] \right) \left(\frac{1[g]}{1000[mg]} \right) \rightarrow \left(\frac{q_{eq} \left[\frac{g}{g} \right]}{MMSiO_2 \left[\frac{g}{mol} \right]} \right) \left(\rho_{roca} \left[\frac{g}{cm^3} \right] \right) \quad B1$$

$$\rightarrow \left(q_{eq} \left[\frac{mol}{cm^3} \right] \right) \left(\frac{1000000 \text{ cm}^3}{1m^3} \right)$$

Solo hay que sustituir para cada punto el valor de adsorbato adsorbido[mg/g] y seguir el anterior procedimiento y se obtiene ya el valor en [mol/m3].

Ahora bien, para tomar en cuenta el volumen poroso en donde se van a adsorber las NPs se debe considerar la porosidad en el cálculo de la cantidad de adsorbato adsorbido, esta consideración se muestra en la ecuación B2.

$$q_{eq} \left[\frac{mol}{m^3} \right] = \left(q_{eq} \left[\frac{mg}{g} \right] \right) \left(\frac{1[g]}{1000[mg]} \right) \rightarrow \left(\frac{q_{eq} \left[\frac{g}{g} \right]}{MMSiO_2 \left[\frac{g}{mol} \right]} \right) \left(\rho_{roca} \left[\frac{g}{cm^3} \right] \right) \quad B2$$

$$\rightarrow \left(q_{eq} \left[\frac{mol}{cm^3} \right] \right) \left(\frac{1000000 \text{ cm}^3}{1m^3} \right) \left(\frac{1 - \varphi}{\varphi} \right)$$

Una vez modificados los valores se procede a hacer la interpolación para obtener la isoterma resultante se muestra en la Figura B2.

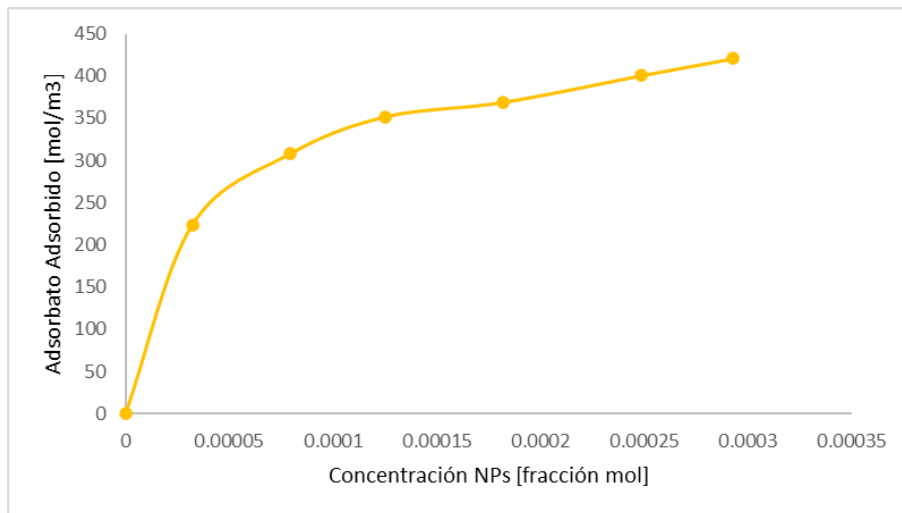


Figura B2: Isooterma ocupada para la simulación de inyección de NPs en el YNM.

Cálculo de isoterma de adsorción propuesta

Consideraciones:

$$z = 0.002$$

$$Bz_i = 10$$

Adsorción máxima: 1.8314 [mg/g]

Peso molecular de SiO₂: 60.0855 [g/mol]

Peso molecular de H₂O: 18 [g/mol]

$$\phi = 0.15$$

$$\rho_r = 2.71 \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

Pasar valor de adsorción máxima que se tenga a las unidades g/cm³PV, esta adsorción máxima se tomará como el valor máximo de la isoterma dada por Monfared et al. (2015).

$$Ad_i = 1.8314 \left[\frac{mg_{surf}}{g_{roca}} \right] \left(\frac{(1 - \phi)\rho_r}{\phi} \right) \left[\frac{g_{roca}}{cm^3 PV} \right] \times 10^{-3} \left[\frac{g_{surf}}{mg_{surf}} \right] = 0.02812 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right]$$

Lo siguiente es calcular el valor de B, con base en la concentración de fracción masa

$$B = \frac{10}{z} = \frac{10}{0.002} = 5000$$

Posteriormente se calcula ahora el valor de A, conociendo la adsorción máxima.

$$ADS_{MAX} = \frac{A}{B}; A = (ADS_{MAX})(B)$$

$$0.02812 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right] * 5000 = 140.62 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right]$$

Teniendo ya el valor de A y B se procede a hacer la tabla de adsorción vs concentración, variando la concentración (z_i) mediante la ecuación 7.5. Ejemplo de cálculo para un valor de z de 0.00004:

$$Ad_i = \frac{A}{B} \left(\frac{Bz_i}{1 + Bz_i} \right) = 0.02812 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right] \left(\frac{(5000)(0.00004)}{1 + ((5000)(0.00004))} \right) = 0.00468737 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right]$$

Para dejar el valor de adsorción en unidades requeridas por STARS se debe de dividir el valor entre el peso molecular del SiO₂

$$Ad_i = \frac{00468737 \left[\frac{g_{surf}}{cm^3 PV} \right]}{60.0855 \left[\frac{g}{mol} \right]} = 7.80116E - 05 \left[\frac{mol}{cm^3 PV} \right]$$

Y posteriormente convertir de cm^3 a m^3

$$Ad_i = \left(7.80116E - 05 \left[\frac{mol}{cm^3 PV} \right] \right) \left(\frac{1000000 cm^3}{1 m^3} \right) = 78.0116 \left[\frac{mol}{m^3 PV} \right]$$

Se repite el mismo cálculo para todos los valores de fracción masa deseados.

Por su parte los valores de fracción mol se calcula multiplicando el valor de z_i por el peso molecular del agua entre el peso molecular de las nanopartículas (SiO_2)

$$fracción\ mol = z_i \frac{MM_{H_2O}}{MM_{SiO_2}} = 0.002 \left(\frac{18 \left[\frac{g}{mol} \right]}{60.0855 \left[\frac{g}{mol} \right]} \right) = 0.000599146$$

Tabla resultante con valores para las distintas concentraciones propuestas en las unidades obtenidas en cada paso:

Tabla B1: Valores de concentración de NPs y de adsorbato adsorbido obtenidos para la isoterma propuesta, en distintas unidades.

Concentración de NPs			Adsorbato adsorbido			
%p/p	fracción mol	z_i	$g/cm^3 PV$	$mol/cm^3 PV$	$g/m^3 PV$	$gmol/m^3 PV$
0	0	0	0	0	0	0
0.004	1.19829E-05	0.00004	0.00468737	7.8012E-05	4687.36656	78.0116094
0.008	2.39658E-05	0.00008	0.00803549	0.00013373	8035.48552	133.734188
0.02	5.99146E-05	0.0002	0.0140621	0.00023403	14062.0997	234.034828
0.06	0.000179744	0.0006	0.02109315	0.00035105	21093.1495	351.052242
0.1	0.000299573	0.001	0.02343683	0.00039006	23436.8328	390.058047
0.2	0.000599146	0.002	0.0281242	0.00046807	28124.1993	468.069656

Anexo C: Gasto de inyección

A continuación, se muestra el procedimiento del cálculo del gasto de inyección, considerando la misma velocidad de inyección que ocuparon Sepehri et al. (2019) en sus pruebas en núcleo.

Primero se calcula la velocidad de inyección en el núcleo de acuerdo con datos de Sepehri et al. (2019).

$$v_n = \frac{q_n}{A_{t_n}} = \frac{12 \left[\frac{cm^3}{h} \right]}{8.6 [cm^2]} = 1.3953 \left[\frac{cm}{h} \right]$$

Llevándolo a [m/d]:

$$v_n = 1.3953 \left[\frac{cm}{h} \right] \left(\frac{1[m]}{100[cm]} \right) \left(\frac{24[h]}{1[d]} \right) = 0.33488 \left[\frac{m}{d} \right]$$

Al querer igualar la misma velocidad de inyección para el yacimiento, se va a multiplicar el área del pozo por la velocidad calculada para obtener un gasto de inyección por día.

$$q_{iny_y} = \left(v_n \left[\frac{m}{d} \right] \right) (A[m^2]) = \left(v_n \left[\frac{m}{d} \right] \right) (2\pi r_w h)$$

$$q_{iny_y} = \left(0.33488 \left[\frac{m}{d} \right] \right) (2)(\pi)(0.15[m])(1868[m]) = 589.5923 \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

Dejándolo en unidades de campo:

$$q_{iny_y} = \left(589.5923 \left[\frac{m^3}{d} \right] \right) \left(6.29 \left[\frac{bbl}{m^3} \right] \right) = 3708.5356 \left[\frac{bbl}{d} \right]$$