



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD
MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL
POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

KERLY JULEYSI CASTILLO CORREA

OLIVER ADRIAN LUNA TUMBACO

TUTOR:

ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRIA; PhD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD
MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN
APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

KERLY JULEYSI CASTILLO CORREA

OLIVER ADRIAN LUNA TUMBACO

TUTOR:

ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRIA; PhD

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025-1

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marileis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



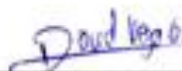
Ing. José Villegas Salabarría, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Los autores de esta presente investigación queremos dedicar este trabajo principalmente a Dios, el ser celestial que nos brindó la oportunidad de vida, la sabiduría y la inteligencia para culminar de manera exitosa la investigación, también dedicamos este trabajo a nuestras familias, quienes conjuntamente con nosotros han luchado incasablemente por alcanzar este logro profesional, de ser graduados de ingenieros en petróleos en la prestigiosa Universidad Estatal Península de Santa Elena, siendo ellos la razón de seguir adelante y la fortaleza para culminar este apartado estudiantil.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI” elaborado por los estudiantes CASTILLO CORREA KERLY JULEYSI y LUNA TUMBACO OLIVER ADRIAN, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7% de la valoración permitida.



Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

C.I.: 080249506-9

Certificado

de gramática

Santa Elena, 13 de junio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado “**OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI**”, elaborado por los estudiantes **KERLY JULEYSI CASTILLO CORREA** y **OLIVER ADRIAN LUNA TUMBACO** en su opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.

Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **CASTILLO CORREA KERLY JULEYSI** y **LUNA TUMBACO OLIVER ADRIAN**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Castillo Correa Kerly

C.I. 070484991-8



Luna Tumbaco Oliver

C.I. 245010855-6

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. **CASTILLO CORREA KERLY JULEYSI** y el Sr. **LUNA TUMBACO OLIVER ADRIAN**, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. José Villegas Salabarría; PhD.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Estamos eternamente agradecido con Dios por la fuerza y la inteligencia para superar los desafíos y seguir aprendiendo. Agradecemos a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por ser un excelente lugar para aprender, y brindarnos las herramientas y el ambiente para desarrollar nuestras habilidades y destrezas. A nuestros padres y familias, agradecemos su amor, paciencia y apoyo constante, gracias por creer en nosotros y estar siempre ahí, animándonos a dar lo mejor de cada uno. Agradecemos a nuestro asesor, por su útil guía, paciencia y buenos consejos durante este proyecto, su arduo trabajo y conocimiento fueron clave para terminar con éxito la investigación. A todos nuestros profesores de Ingeniería de Petróleos, apreciamos su dedicación y amor por la enseñanza, por compartir sus conocimientos e inspirarnos a tener un buen rendimiento académico. Finalmente, agradecemos sinceramente a todos los que ayudaron, directa o indirectamente, a terminar este trabajo investigativo.

CONTENIDO

1	CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	17
1.1	<i>PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....</i>	<i>17</i>
1.2	<i>ANTECEDENTES.....</i>	<i>18</i>
1.3	<i>HIPÓTESIS.....</i>	<i>19</i>
1.4	<i>OBJETIVOS.....</i>	<i>19</i>
1.4.1	Objetivo general.....	19
1.4.2	Objetivos específicos.....	19
1.5	<i>ALCANCE.....</i>	<i>20</i>
1.6	<i>VARIABLES.....</i>	<i>20</i>
1.6.1	Variables dependientes:.....	20
1.6.2	Variables independientes.....	20
2	CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	21
2.1	<i>Ubicación geográfica del campo Shushufindi.....</i>	<i>21</i>
2.2	<i>Generalidades del campo.....</i>	<i>22</i>
2.3	<i>Estratigrafía del campo Shushufindi.....</i>	<i>23</i>
2.3.1	Arenisca Basal Tena.....	24
2.3.2	Arenisca Napo T.....	24
2.3.3	Arenisca Napo U.....	25

2.4	<i>Estructuras geológicas del reservorio Shushufindi</i>	25
2.5	<i>Propiedades petrofísicas</i>	26
2.5.1	Porosidad.....	27
2.5.2	Permeabilidad.....	28
2.5.3	Movilidad.....	32
2.5.4	Mojabilidad.....	32
2.6	<i>Historial de producción</i>	33
2.6.1	Análisis PVT.....	34
2.7	<i>Mecanismos de empujes</i>	36
2.7.1	Empuje por capa de gas y expansión de los fluidos.....	36
2.7.2	Empuje por capa de gas.....	36
2.7.3	Empuje hidráulico.....	36
2.7.4	Empuje por drenaje gravitacional.....	36
2.8	<i>Tipos de recuperación</i>	37
2.8.1	Recuperación primaria.....	37
2.8.2	Recuperación secundaria.....	37
2.8.3	Recuperación terciaria.....	38
2.9	<i>Inyección de agua</i>	40
2.9.1	Arreglos de pozos.....	42
2.9.2	Inyección de agua de baja salinidad.....	44
2.9.3	Principales efectos de la aplicabilidad de la Inyección de agua de baja salinidad.....	45
	<i>Regímenes de humectabilidad</i>	47
2.10	<i>Nanopartículas</i>	49

2.10.1	Aplicación de las nanopartículas en los métodos de EOR.....	50
2.10.2	Principales nanopartículas.....	50
3	CAPITULO III: METODOLOGÍA	52
3.1	Esquema metodológico del trabajo de investigación.	52
3.2	Análisis y colección de datos.	54
3.2.1	Población.	54
3.2.2	Tamaño de la muestra.	55
3.2.3	Recopilación de información.....	55
3.3	DESCRIPCIÓN DEL SIMULADO CMG.....	57
3.3.1	Aplicabilidad del CMG para la inyección de agua a baja salinidad.....	57
3.3.2	Construcción del modelo estático en CMG.....	57
3.3.3	Creación del mallado representativo del yacimiento.....	59
3.3.4	Ingreso de los componentes para nuestro modelamiento.	61
3.3.5	Ingreso de las propiedades de interacción roca fluido.....	62
3.3.6	Tiempo de simulación. 66	
3.4	Modelamiento estático y dinámico de agua de baja salinidad y agua de baja salinidad + nanopartícula.	67
3.4.1	Componentes de inyección de agua baja salinidad para el campo Shushufindi. ...	67
3.4.2	Modelamiento dinámico.....	72
3.4.3	Simulación de inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas (LSWF+NP).74	
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	78
4.1.1	Tasa de petróleo en función a los tres escenarios.	78

4.1.1	Producción acumulada de petróleo en función del tiempo.....	81
4.1.2	Oil recovery factor en función del tiempo.....	82
4.1.3	Water saturation.	83
4.1.4	Presión promedio del yacimiento.	84
5	CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
5.1	CONCLUSIONES.	87
5.2	RECOMENDACIONES.....	88
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	90
	ANEXOS.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Localización del campo Shushufindi en el mapa de bloques petroleros.....	21
Figura 2 Producción distribuida de forma anual durante los últimos 4 años. elaboración propia.	22
Figura 3 Columna estratigráfica de las formaciones presentes en la cuenca oriente ecuatoriana.	23
Figura 4 Mapa estructural de reservorio Shushufindi	25
Figura 5 Estructura sísmica en flor presente en el campo Shushufindi.....	26
Figura 6 Distribución de la porosidad en la roca.....	27
Figura 7 Presenta un material con poros interconectados lo que denota una facilidad para desplazamiento de un fluido a un determinado caudal q	28
Figura 8 Escenarios de curvas de permeabilidades relativas	29
Figura 9 Grafica de la distribución de las curvas de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, campo shushufindi. elaboración propia.....	31
Figura 10 Historial de producción del campo Shushufindi. elaboración propia.....	33
Figura 11 Eficiencia de recuperación de los diferentes mecanismos de empujes.....	37
Figura 12 Método de recuperación mejorada, aplicadas en la industria petrolera, tomado de halliburton 2025.....	38
Figura 13 Distribución del factor de recobro según el método de recuperación.....	39
Figura 14 Eficiencia de los métodos eor para los diferentes tipos de litologías.....	39
Figura 15 Comportamiento del agua inyectada en el medio poroso.	40
Figura 16 Configuración de los diferentes arreglos de pozos según su distribución geométrica.	44

Figura 17 Nivel de concentración de sodio en función del potencial de hidrogeno según los regímenes de humectabilidad.....	48
Figura 18 Criterios de consideración de disposición de salmueras en pozos productores e inyectores considerando el tipo de formación de arcilla.....	48
Figura 19 Diagrama de flujo metodológico de la presente investigación.	53
Figura 20 Interfaz grafico de inicio para el modelamiento de la simulación de inyección de agua en cmg.....	58
Figura 21 Ingreso de las características de la malla en el software.....	59
Figura 22 Ingreso de las principales propiedades en cmg.....	60
Figura 23 Ingreso de otros parámetros característicos de la roca.....	61
Figura 24 Principales propiedades que se deben ingresar en un modelo black oil	62
Figura 25 Curvas de permeabilidades relativas para el petróleo y agua en función de la saturación de la roca.....	63
Figura 26 Ingreso de las condiciones iniciales del modelamiento.	64
Figura 27 Modelo estático final del reservorio muestra de la arena u superior	64
Figura 28 Ingreso en el software de los pozos según el tipo de arreglo seleccionado	65
Figura 29 Resultado final de ubicación de los pozos con sus propiedades y características en 3d.	66
Figura 30 Tiempo estimado de simulación 10 años, colocación en el software	67
Figura 31 Componentes presentes en el yacimiento	67
Figura 32 Valores de entrada para correlacionar la permeabilidad relativa.....	68
Figura 33 Selección de la región de roca fluido.....	68
Figura 34 Valores de la nanopartícula.....	69
Figura 35 Valores de absorción del yacimiento.	70
Figura 36 Valores de la composición de la nanopartícula.....	70

Figura 37 Valores obtenido de la data set del modelo nanopartícula_seawat	71
Figura 38 Diagnóstico de la roca fluido.	71
Figura 39 Tasa de producción de petróleo considerando la inyección de agua de baja salinidad con inyección de nanopartícula adaptado de cmgbuidertesis001.sr3 (2023), cmg simulation.	79
Figura 40 Tasa de producción acumulada de petróleo. adaptado de cmgbuidertesis001.sr3 (2023), cmg simulation.	79
Figura 41 Oil recovery factor de la inyección de agua a baja salinidad con nanopartícula diseñada. adaptado de cmgbuidertesis001.sr3 (2023), cmg simulation.	81
Figura 42 Water saturation de la inyección de agua a baja salinidad con nanopartícula diseñada. adaptado de cmgbuidertesis001.sr3 (2023), cmg simulation.	82
Figura 43 Presión promedio del yacimiento con inyección de agua a baja salinidad con nanopartículas diseñadas. adaptado de cmgbuidertesis001.sr3 (2023), cmg simulation.	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de la porosidad de formación según su calidad.....	27
Tabla 2 Clasificación de la permeabilidad de la formación según su calidad.....	28
Tabla 3 Clasificación de la mojabilidad según los criterios de saturación.....	30
Tabla 4 Valores de permeabilidad relativa de los fluidos presentes en el campo Shushufindi. tomado de (ep. petroecuador 2022).	30
Tabla 5 Distribución de la movilidad del fluido según el valor de su condición.....	32
Tabla 6 Propiedades características promedio de las principales arenas productoras del campo Shushufindi	33
Tabla 7 Distribución de las propiedades de los fluidos y de la roca, de las arenas productoras del campo Shushufindi	35
Tabla 8 Clasificación de los métodos de inyección de agua considerando sus principales ventajas y desventajas	41
Tabla 9 Principales tipos de arreglos de pozos utilizados en la industria petrolera para un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.....	43
Tabla 10 Requerimientos técnicos para un proceso de inyección de agua de baja salinidad.....	45
Tabla 11 Concentración del nivel de sodio en función del ph y regímenes de humectabilidad.	47
Tabla 12 Funciones de las nanopartículas en los métodos de recuperación mejorada.....	50
Tabla 13 Principales nanopartículas empleadas en los métodos de recuperación mejorada eor.	51
Tabla 14 Pozos muestra para el proceso de inyección de agua.....	56
Tabla 15 Propiedades petrofísicas características de una formación productora.....	60
Tabla 16 Valor de las diferentes propiedades a utilizar en el modelo black oil.....	62

Tabla 17 Valores de permeabilidad relativas presentes en la arena u superior	63
Tabla 18 Valores de permeabilidades relativas para sistemas agua-petróleo y petróleo- gas.....	73
Tabla 19 Características espaciales y de producción de los pozos de estudio.	74
Tabla 20 Principales características de las nanopartículas utilizadas en el fluido de inyección de baja salinidad.....	75

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Representación de la topografía de la malla de simulación de yacimientos, mostrando la distribución de los pozos. Este gráfico es un apartado del software CMG Simulation.	97
ANEXO B.-Representación gráfica de la presión promedio del campo de hidrocarburos en el sistema de pozo SCTR a lo largo del tiempo. Esta figura corresponde a un análisis de simulación realizado mediante CMG Simulation, específicamente utilizando el modelo CMGBuilerTESI0001.sr3.....	98
ANEXO C.-Simulación de la tasa de inyección de polímero en todo el campo, mostrando su comportamiento desde 2026 hasta 2029. El gráfico es parte de la simulación generada en CMG Simulation.	99
ANEXO D.-Evolución del Water Oil Ratio en todo el campo según la simulación de CMG Simulation.	100
ANEXO E Distribución de la presión en el modelo de yacimiento simulado utilizando CMG Simulation, mostrando los pozos numerados y sus respectivos valores de presión. Esta visualización corresponde a la simulación realizada el 8 de noviembre de 2025, en el plano K del yacimiento.	101
ANEXO F.-Mapa de permeabilidad simulada del yacimiento en el modelo CMG, mostrando la distribución de la permeabilidad en milidarcies (md) a lo largo de una capa específica del yacimiento, con la ubicación de los pozos numerados (Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3, Pozo 4 y Pozo 5) marcados en el plano.	102
ANEXO G.-Evolución de la presión en el fondo del pozo (BHP) para el pozo Well-1, según la simulación realizada en CMG. Se muestra un aumento gradual de la presión desde 2026 hasta 2035.	103
ANEXO H.-Evolución del Gas Oil Ratio SC del pozo Well-1 a lo largo del tiempo, simulada utilizando CMG.	104
ANEXO I.-Resumen de los pasos de tiempo de la simulación de inyección y producción, que muestra los valores de producción total, inyección y otros parámetros asociados con la simulación de yacimiento en CMG.....	105
ANEXO J.-Resultados de simulación de producción. Avance de parámetros clave como aceite, gas, agua y polímero a lo largo del tiempo, incluyendo GOR, tasas de flujo y presión de fondo de pozo.....	106
ANEXO K.-Datos de los volúmenes de hidrocarburos y polímeros en el yacimiento simulados mediante CMG. Se presentan las cantidades totales de aceite, agua, gas y polímero en el yacimiento, así como el tiempo (t) en unidades correspondientes.	107

“OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD MODIFICADA CON NANOPARTÍCULAS: SIMULACIÓN APLICADA AL POZO SSF-195 DEL CAMPO SHUSHUFINDI”

Autores: Kerly Juleysi Castillo Correa.

Oliver Adrian Luna Tumbaco.

Tutor: Ing. José Villegas Salavarría; PhD.

RESUMEN

Esta investigación evaluó la viabilidad y los efectos de la inyección de agua de baja salinidad enriquecida con nanopartículas de sílice como método para impulsar la recuperación de petróleo en pozos petroleros ubicados en el campo Shushufindi, Ecuador. La investigación utilizó modelado numérico realizado con el software CMG, adaptando el modelo a las características petrofísicas y condiciones únicas del yacimiento en estudio. Se examinaron diversos escenarios: inyección de agua tradicional y una combinación de inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas. En cada escenario, se monitorearon factores como la tasa de recuperación, el flujo de petróleo y la efectividad del barrido. Los hallazgos indicaron que el uso de la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas de sílice mejoró notablemente la tasa de recuperación en comparación con los enfoques tradicionales. La introducción de nanopartículas mejoró la mojabilidad de la roca y redujo la tensión interfacial, facilitando el movimiento del petróleo atrapado. Se establecieron concentraciones ideales de nanopartículas y parámetros de inyección para optimizar la eficiencia del proceso. La tecnología evaluada ofrece una opción viable para mejorar la producción en yacimientos envejecidos en Ecuador. La metodología creada y los parámetros identificados podrían ser implementados en otros pozos que compartan características similares, apoyando así la sostenibilidad y productividad del sector petrolero nacional.

Palabras clave: *recuperación mejorada, simulación numérica, nanopartículas, factor de recobro.*

“OPTIMIZATION OF ENHANCED OIL RECOVERY THROUGH LOW-SALINITY WATER INJECTION MODIFIED WITH NANOPARTICLES: SIMULATION APPLIED TO SSF-195 WELL OF THE SHUSHUFINDI FIELD”

Autores: Kerly Juleysi Castillo Correa.

Oliver Adrian Luna Tumbaco.

Tutor: Ing. José Villegas Salavarría; PhD.

ABSTRACT

This study evaluated the feasibility and effects of low-salinity water injection enriched with silica nanoparticles as a method to boost oil recovery in oil wells located in the Shushufindi field, Ecuador. The study used numerical modeling performed with CMG software, adapting the model to the unique petrophysical characteristics and conditions of the reservoir under study. Various scenarios were examined: traditional water injection and a combination of low-salinity water injection with nanoparticles. In each scenario, factors such as recovery rate, oil flow, and sweep effectiveness were monitored. The findings indicated that the use of low-salinity water injection with silica nanoparticles significantly improved the recovery rate compared to traditional approaches. The introduction of nanoparticles improved rock wettability and reduced interfacial tension, facilitating the movement of trapped oil. Ideal nanoparticle concentrations and injection parameters were established to optimize process efficiency. The technology evaluated offers a viable option for improving production in aging reservoirs in Ecuador. The developed methodology and identified parameters could be implemented in other wells with similar characteristics, thus supporting the sustainability and productivity of the national oil sector.

Keywords: *enhanced recovery, numerical simulation, nanoparticles, recovery factor.*

1 CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.

La explotación de yacimientos maduros como Shushufindi se enfrenta a desafíos significativos debido a la complejidad geológica, la alta viscosidad del crudo y la disminución de la presión del yacimiento. Las técnicas convencionales de recuperación han mostrado limitaciones para optimizar la extracción de hidrocarburos en estas condiciones. En este contexto, la inyección de agua de baja salinidad modificada con nanopartículas de sílice emerge como una alternativa prometedora para mejorar la eficiencia de los procesos de recuperación.

Sin embargo, la aplicación exitosa de esta tecnología en el campo Shushufindi requiere una adaptación a las características específicas del reservorio, como la permeabilidad, la porosidad y la heterogeneidad de las rocas. Además, es necesario considerar la interacción entre las nanopartículas y el crudo pesado, así como los efectos de la salinidad del agua en la movilidad del fluido.

La falta de estudios locales que evalúen la viabilidad de esta tecnología en el contexto ecuatoriano representa una brecha de conocimiento que limita su implementación. El pozo SSF-195, con sus características típicas de yacimientos maduros, ofrece una oportunidad para llevar a cabo una investigación detallada y desarrollar un modelo numérico que simule el comportamiento de las nanopartículas en el reservorio. A través de esta investigación, se podrán identificar las condiciones óptimas de inyección y evaluar el impacto de esta tecnología en la recuperación de petróleo.

Los resultados de este estudio permiten no solo optimizar la producción del pozo SSF-195, sino también generar conocimiento que pueda ser aplicado a otros yacimientos similares en el Ecuador, contribuyendo al desarrollo de tecnologías más eficientes y sostenibles para la industria petrolera nacional.

1.2 ANTECEDENTES.

La búsqueda incesante de soluciones más sostenibles y eficientes para la recuperación de petróleo en yacimientos maduros ha impulsado el desarrollo de tecnologías innovadoras. Entre ellas, la inyección de agua de baja salinidad modificada con nanopartículas se presenta como una alternativa prometedora. Esta técnica permite que, al combinar los beneficios de la inyección de agua de baja salinidad con las propiedades únicas de las nanopartículas, ofrece un potencial significativo para mejorar la eficiencia de recuperación y reducir el impacto ambiental.

Por ejemplo, un estudio realizado en Colombia utilizó nanopartículas de dióxido de silicio funcionalizadas con surfactantes en procesos de inyección de agua de baja salinidad, mostrando mejoras significativas en el desplazamiento de petróleo en núcleos de carbonatos (Redcol, 2023).

La incorporación de nanopartículas en procesos de recuperación mejorada de petróleo ha mostrado resultados prometedores en diversas investigaciones, donde se ha demostrado que las nanopartículas de sílice mejoran la eficiencia de la inyección de agua al reducir la viscosidad del crudo y mejorar las características de barrido. Gao et al. (2013) llevaron a cabo un estudio sobre la eficacia de las nanopartículas en la mejora de la movilidad del petróleo, lo que incrementó el factor de recobro en campos con problemas de alta viscosidad.

En Ecuador, investigaciones previas realizadas en el campo Palo Azul, en la formación Napo, han mostrado que la inyección de agua de baja salinidad mejora el factor de recobro en crudos pesados, lo que proporciona una oportunidad para integrar nanopartículas en futuras evaluaciones (Yagual & Alava, 2024).

Es por eso que en campos maduros como los de la Cuenca Oriente en Ecuador, la optimización de la recuperación mediante técnicas avanzadas de EOR es un área clave para extender la vida útil de los pozos. Investigaciones sobre la aplicación de técnicas de inyección, como la de Wang et al. (2015), subrayan cómo la simulación de estas técnicas en reservorios con condiciones similares a las de la Cuenca Oriente puede proporcionar estrategias eficaces para mejorar el recobro sin causar impactos negativos al medio ambiente.

Estos antecedentes ofrecen una base sólida para contextualizar la investigación en el uso de nanopartículas de sílice en la Cuenca Oriente del Ecuador, específicamente en el campo Shushufindi, y cómo las simulaciones pueden ayudar a optimizar las técnicas de recuperación en un reservorio maduro.

1.3 HIPÓTESIS.

La implementación de inyección de nanopartículas combinado con agua de baja salinidad, mejora significativamente el factor de recuperación de petróleo, en comparación con los métodos convencionales, al alterar las propiedades interfaciales y mejorar las condiciones de desplazamiento residual.

1.4 OBJETIVOS.

1.4.1 Objetivo general.

Optimizar el recobro mejorado de petróleo en el pozo SSF-195 del campo Shushufindi mediante la inyección de agua de baja salinidad modificada con nanopartículas de sílice, evaluando su efectividad en el aumento de la eficiencia del barrido y la mejora de la movilidad del crudo a través de simulaciones numéricas adaptadas a las condiciones del reservorio.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Simular el comportamiento de la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas de sílice en el pozo SSF-195, evaluando su impacto en la mejora del recobro de petróleo.
- Determinar las concentraciones óptimas de nanopartículas de sílice para maximizar la eficiencia de la inyección de agua en el reservorio.
- Comparar los resultados de las simulaciones con técnicas convencionales de recuperación para evaluar la viabilidad de la aplicación de esta tecnología en campos maduros.

1.5 ALCANCE.

El presente proyecto tiene como objetivo la optimización de recuperación mejorada mediante el uso de nanopartículas inyectadas en agua de baja salinidad, realizando simulaciones aplicadas al pozo SSF-195 del campo Shushufindi. Basado en las siguientes actividades:

- ✓ Diseñar un modelo de simulación el cual nos permita evaluar la efectividad que existe al momento de inyectar el agua modificada con las nanopartículas.
- ✓ Realizar una comparación entre el método propuesto frente a métodos convencionales de recuperación.
- ✓ Establecer parámetros para la correcta implementación práctica en pozos similares dentro del campo.

El alcance del proyecto se encuentra delimitado a la evaluación mediante simulaciones numéricas en el pozo en mención, y su relación con datos experimentales y de campo. Con esto se busca aportar información relevante para optimizar la recuperación en yacimientos maduros.

1.6 VARIABLES.

1.6.1 Variables dependientes:

- ❖ Factor de recuperación de petróleo.

1.6.2 Variables independientes

- ❖ Concentración de nanopartículas.
- ❖ Salinidad del agua de inyección.
- ❖ Tamaño de las nanopartículas.
- ❖ Tiempo de inyección.
- ❖ Presión de inyección.
- ❖ Propiedades del yacimiento.

2 CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Ubicación geográfica del campo Shushufindi.

El campo Shushufindi se encuentra localizado en la parte norte del Ecuador, provincia de Sucumbíos, en el bloque 57, sus límites estratigráficos se encuentran definidos por; la sección norte donde colinda con el país vecino de Colombia y el campo Chanangué, mientras que en la parte sur se encuentran los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y el campo Indillana, en la parte este se localiza el campo Cuyabeno Tipishca y el campo Tarapoa, y en la parte oeste se encuentran los campos Sacha, Eno Ron, y el campo Lago agrio su extensión territorial es de aproximadamente 20000 hectáreas.

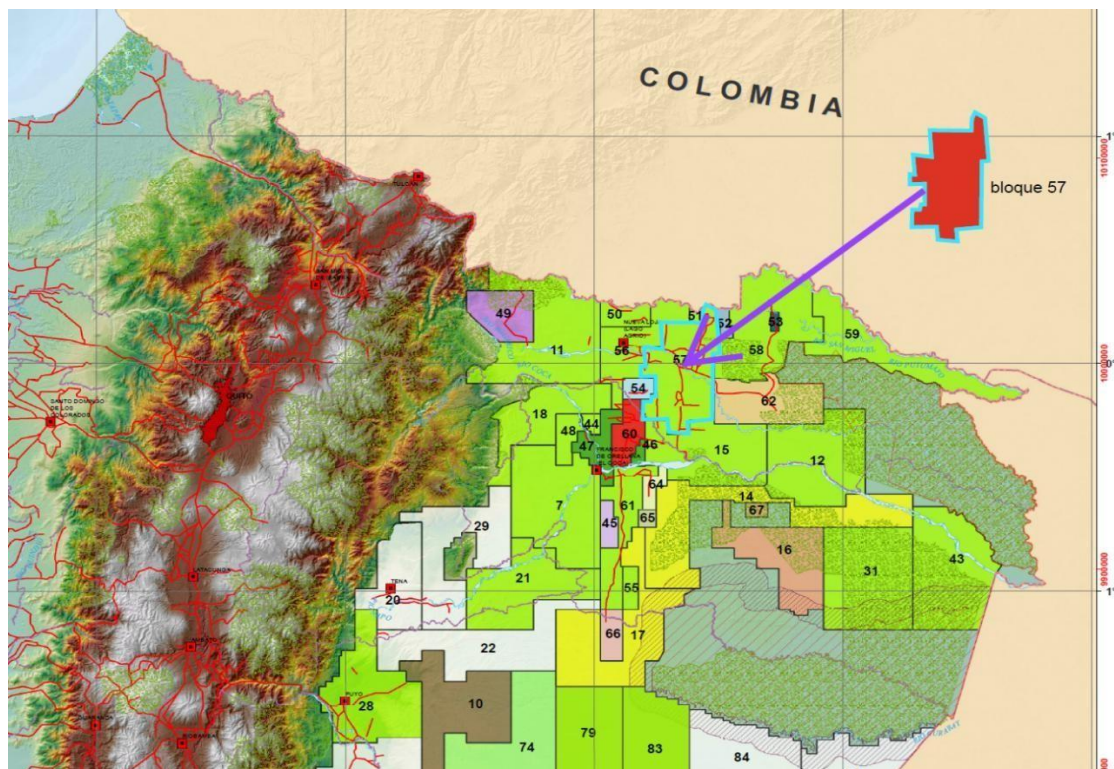


Figura 1 Localización del campo Shushufindi en el mapa de bloques petroleros.

Fuente: (Galindo, 2015).

2.2 Generalidades del campo.

(Benavides & Vergara, 2011) establecen que el área Shushufindi, también conocida como Shushufindi Aguarico, fue detectado en 1969 por Texaco-Gulf. Se estimaba que inicialmente contenía alrededor de 3.700 millones de barriles de petróleo in situ. La perforación dio inicio el 4 de diciembre de 1968, con el primer pozo, llamado Shushufindi-1. Este pozo alcanzó una profundidad de 9.772 pies y se terminó en enero de 1969. Las primeras pruebas demostraron que podía producir 2.496 barriles de petróleo al día de la capa U, con un crudo de 26,6° API, y 2.621 barriles de petróleo al día de la capa T, con un crudo de 32,5° API.

Las principales arenas productoras del campo son la formación T, U y Basal Tena, los campos que forman parte del yacimiento Shushufindi son: Aguarico, Condorazo, Drago Este, Drago Norte, Shushufindi Central, Shushufindi Norte, Shushufindi Sur, Shushufindi Sur y oeste”(EP Petroecuador, 2021). Es el principal campo productor de petróleo del país con una producción acumulada de 1,459,195,974.86 barriles de petróleo, a corte 31 de diciembre de 2024.

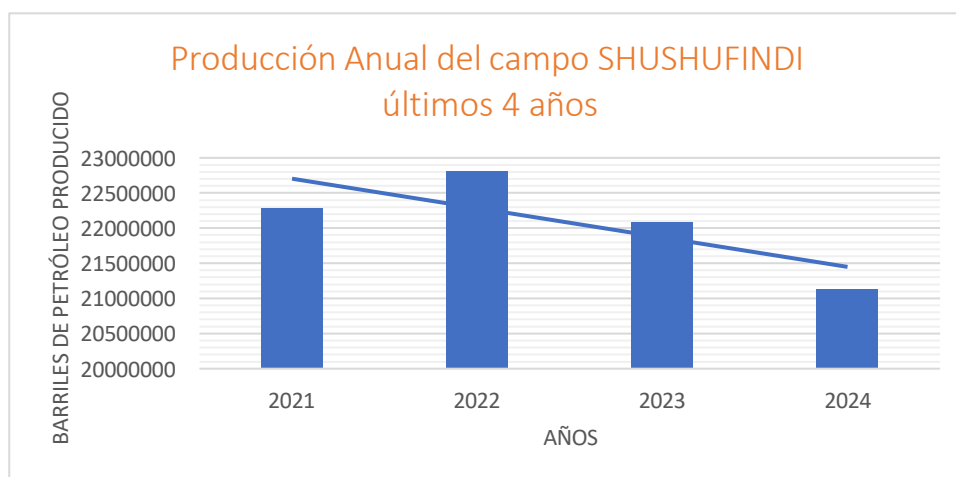


Figura 2 Producción distribuida de forma anual durante los últimos 4 años. Elaboración propia.

La producción del campo tiene una línea de tendencia en decline puesto que la extracción de crudo fiscalizada en el año 2024 por la empresa operadora EP. Petroecuador fue de 21128948 barriles, con 1684020 barriles de petróleo menos que en la producción del 2022.

2.3 Estratigrafía del campo Shushufindi.

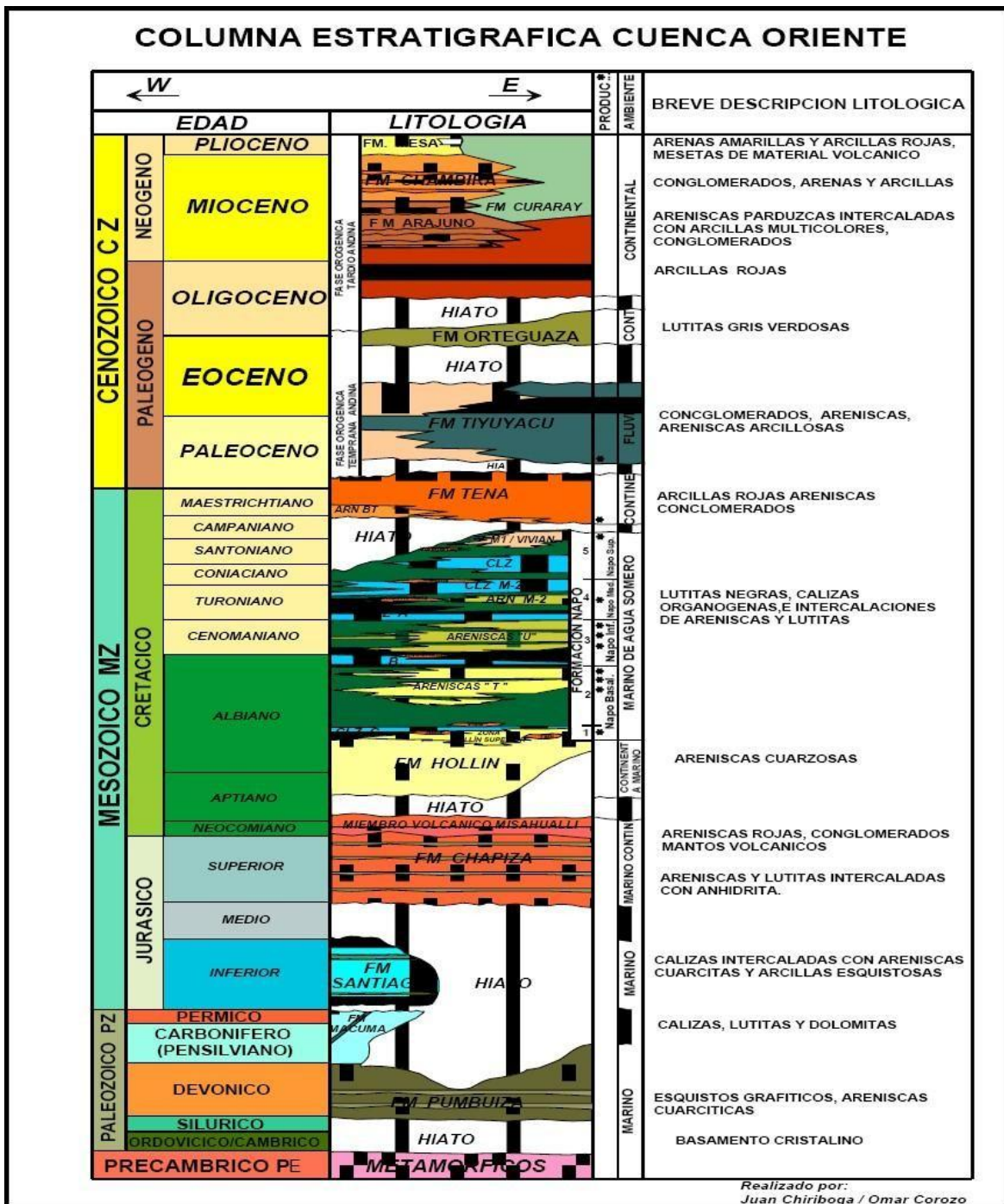


Figura 3 Columna estratigráfica de las formaciones presentes en la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

Fuente: (Baby et al., 2004).

El yacimiento petrolífero de Shushufindi es un enorme depósito subterráneo de petróleo con forma de arco, que se extiende unos 35 km de largo y entre 6 y 7 km de ancho. Se encuentra en la Amazonia ecuatoriana, en Sudamérica.

La forma del yacimiento se formó por un fenómeno de compresión a finales del Cretácico. Esto ocurrió antes de que la cordillera de los Andes se elevara por el deslizamiento de una placa bajo otra y antes de que se formara una cuenca relacionada. Este antiguo y extenso yacimiento petrolífero de Shushufindi, ubicado en la zona de Sacha-Shushufindi, tiene una estructura similar a una flor, que creció debido a fenómenos de compresión ocurridos en el Cretácico Inferior y el Turoniense (Estupiñan et al., 2010).

En la figura 3 se aprecian que los principales tipos de roca en las capas del yacimiento son sedimentos de arena y arcilla, con algo de caliza. Las areniscas Napo "U", Napo "T" son las capas que producen petróleo en el campo petrolífero Shushufindi (Ramírez, 2020). Las capas Tena Basal y Hollín superior son yacimientos más pequeños. También se pueden encontrar pequeñas cantidades de petróleo en las calizas "A" y "B" de la Formación Napo (Gómez et al., 2022).

2.3.1 Arenisca Basal Tena.

Esta arena es un estrato de almacenamiento de fluidos que se presenta en varias áreas del campo, con espesores que oscilan entre 0.3048 y 6.71 metros. En el suroeste, el espesor de esta capa disminuye significativamente, mientras que en la zona norte de Aguarico parece haber mejorado significativamente. Esta capa de almacenamiento contiene una gran cantidad de petróleo. Un problema importante es la disminución de su composición granulométrica (Benavides & Zaldumbide, 2009).

2.3.2 Arenisca Napo T.

La roca presenta granos de tamaño mediano a grande. Sus minerales son similares a los de la arenisca U. La parte inferior de la arenisca permite el flujo fluido de líquidos y gases, presentando un amplio espacio vacío. El espacio vacío total entre los granos es de entre el 17 % y la superficie es de 38 415 acres. El petróleo tiene una gravedad API de entre 28 y 32. La cantidad inicial de agua es de aproximadamente el 15 %. La capacidad de flujo de los fluidos se encuentra entre 300 y 600 mD. La cantidad de sal en el agua es de entre 15 000 y 25 000 ppm (QUIRUMBAY & TOMALÁ, 2023).

2.3.3 Arenisca Napo U.

Se trata de una arenisca compuesta principalmente de cuarzo, con algunos fragmentos de feldespato y roca. También se encuentran pequeños fragmentos de circón, moscovita y glauconita. El principal tipo de arcilla es la caolinita, que se mantiene unida por sílice. Los espacios vacíos se encuentran entre los granos y, a veces, dentro de ellos, donde el feldespato se ha disuelto. En promedio, alrededor del 19 % de la roca está formada por espacios vacíos (Baby et al., 2004).

2.4 Estructuras geológicas del reservorio Shushufindi.

La figura 4 denota que el anticlinal Shushufindi se extiende de norte a sur y tiene tres puntos altos. Dos de ellos se encuentran en el propio anticlinal Shushufindi. El tercero, llamado Aguarico, está desplazado y se extiende de noroeste a sureste (Baby et al., 2004).

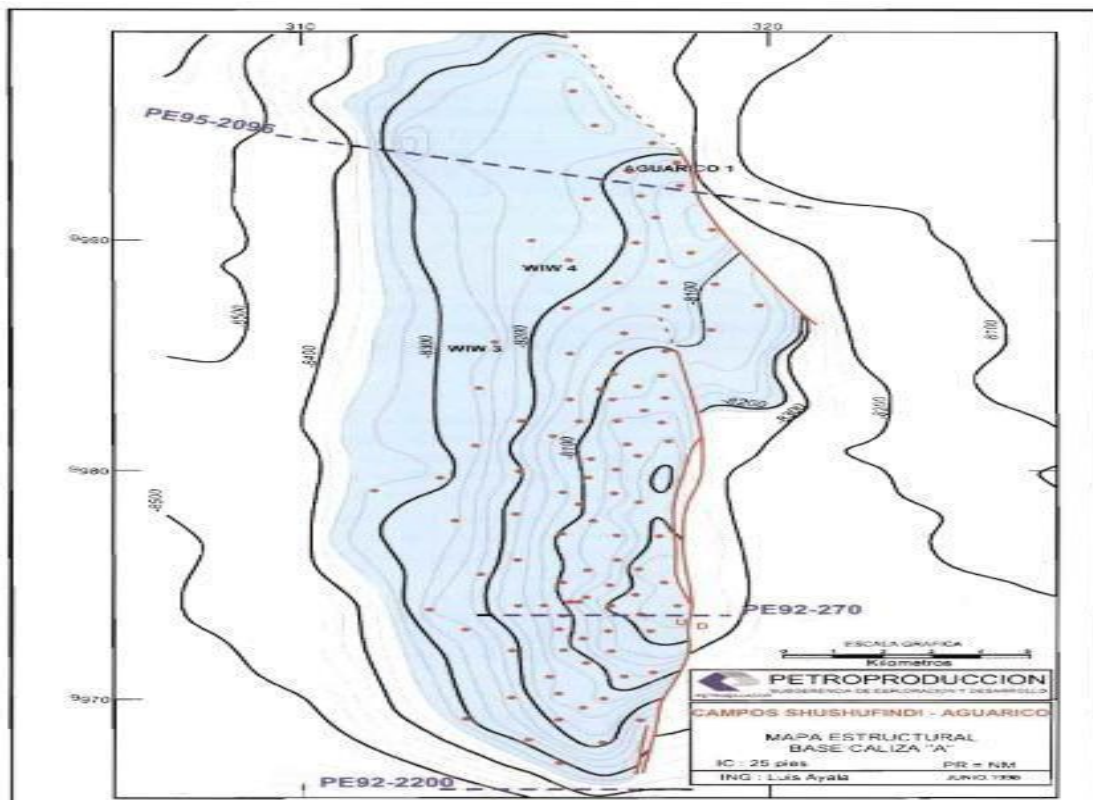


Figura 4 Mapa estructural de reservorio Shushufindi

Fuente: (Baby et al., 2004).

(Baby et al., 2004) menciona que la parte oriental del flaco la estructura está bordeada por un conjunto de fallas que comprimen y deslizan las rocas hacia la derecha. Estas fallas forman parte de un gran elemento geológico, profundamente enterrado, con forma de flor (fig. 5). En la base de la caliza "A" del Turoniense, este elemento se extiende unos 33 km de largo y entre 6 y 7 km de ancho. El punto más alto de la estructura se encuentra en el Alto Shushufindi Sur a 114,5 m (371 pies), luego en el Alto Shushufindi Norte a 103,5 m (341 pies) y, por último, en el Alto Aguarico a 68,5 m (223 pies).

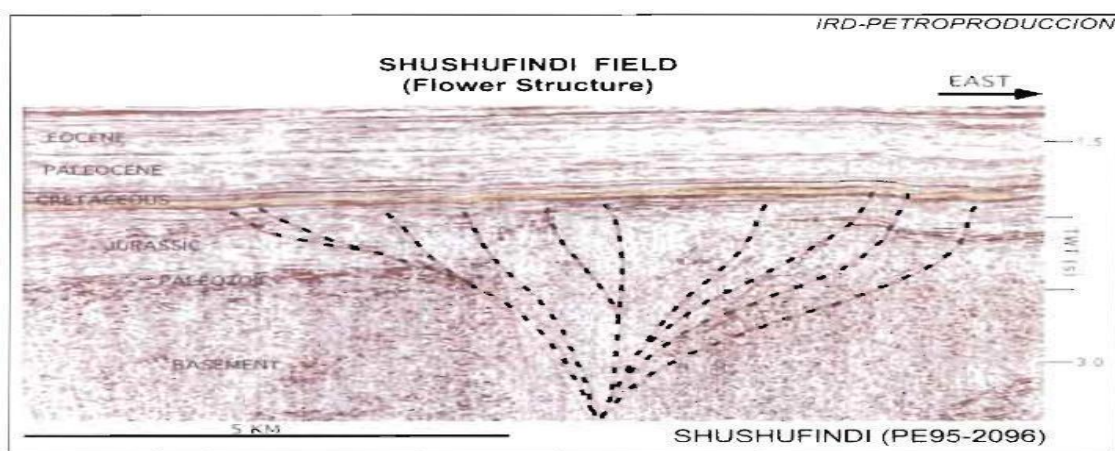


Figura 5 Estructura sísmica en flor presente en el campo Shushufindi.

Fuente: (Baby et al., 2004).

2.5 Propiedades petrofísicas

(Glover, 2000) hace mención de que la petrofísica se encarga del estudio de la relación entre las propiedades físicas y la estructura de las rocas, siendo un campo fundamental para las disciplinas geológicas e ingenierías. El principal objetivo de la petrofísica es caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, particularmente en lo que respecta a la disposición de los espacios porosos que actúan como reservorios de hidrocarburos, con el fin de evaluar su potencial para la explotación. A través de este estudio, se busca realizar estimaciones más precisas de las reservas de hidrocarburos, lo cual es crucial para determinar la viabilidad económica de los proyectos. Para llevar a cabo una caracterización adecuada de un yacimiento, es imprescindible disponer de datos fundamentales como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, el volumen

de arcilla, el grosor y la extensión del yacimiento, así como la movilidad del petróleo y la distribución del tamaño de los granos.

2.5.1 Porosidad.

La porosidad se define como el porcentaje del volumen total de una roca que está ocupado por espacios vacíos, tal y como lo denota la figura 6, también conocida como porosidad absoluta. Esta propiedad se clasifica en dos categorías: porosidad primaria y porosidad secundaria. En los yacimientos, la porosidad puede variar entre un 5% y un 40%, lo que determina la cantidad de hidrocarburos o gas que un yacimiento es capaz de almacenar. Por esta razón, la estimación precisa de la porosidad resulta esencial para evaluar el potencial del yacimiento (Herrera, 2010).

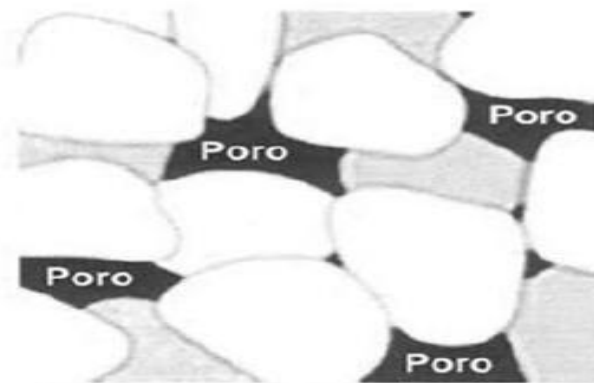


Figura 6 Distribución de la porosidad en la roca.

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009).

Calidad de la roca	Porosidad en porcentaje
Excelente	Valores superiores a 20%
Buena	Entre el 15% a 20%
Moderada	Entre el 10% al 15%
Regular	Entre el 5% al 10%
Mala	Valores inferiores al 5%

Tabla 1 Clasificación de la porosidad de formación según su calidad

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009).

2.5.2 Permeabilidad.

Esta propiedad fue definida por el científico Henry Darcy, quien estableció que la permeabilidad hace referencia a la eficiencia con la que un material poroso permite el paso de fluidos. Este concepto se explica mediante la ley de Darcy, que ilustra la interconectividad de los poros. Además, evalúa el caudal del fluido y puede considerarse como el inverso de la obstrucción del material al movimiento del fluido (Paris de Ferrer, 2009).

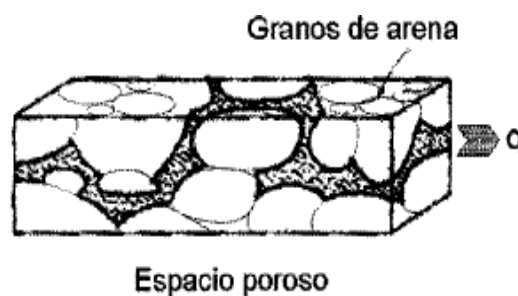


Figura 7 Presenta un material con poros interconectados lo que denota una facilidad para desplazamiento de un fluido a un determinado caudal q.

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009).

Esta propiedad puede ser calcula utilizando la ecuación 1, donde k denota a la permeabilidad, q es el caudal de flujo, μ es la viscosidad del fluido en, L es la longitud en, A es el área de drenaje, y ΔP es la caída de presión del sistema.

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (1)$$

Rango	Valores
Excelente	1000 md
Medio	Entre 10 y 1000 md
Bajo	Menores que 10 md

Tabla 2 Clasificación de la permeabilidad de la formación según su calidad.

Fuente: (Hurst & Callaghan, 2016).

Permeabilidades relativas.

Es una forma de saber qué tan fácil es para un líquido moverse dentro de una roca cuando hay otros líquidos presentes. Es muy importante conocer las permeabilidades relativas para hacer simulaciones de cómo fluyen varios líquidos en materiales porosos. Se usan para ayudar con simulaciones, predecir cuánta producción habrá y elegir cómo extraer y desarrollar los depósitos subterráneos.

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K}$$

Siendo:

K_{rf} : permeabilidad relativa del fluido a evaluar.

K_f : permeabilidad del fluido.

K : Permeabilidad.

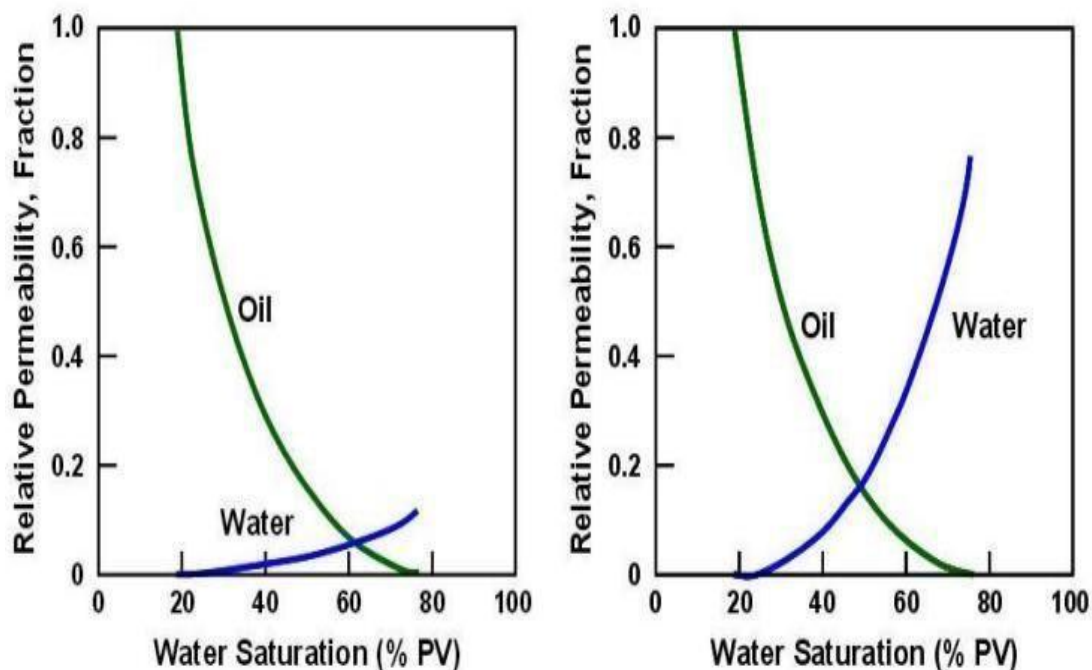


Figura 8 Escenarios de curvas de permeabilidades relativas.

Fuente: (COLIN & TERÁN, 2019).

La figura 8 indica dos escenarios de curvas de permeabilidades relativas, donde en la gráfica de la izquierda la roca es preferentemente mojada al agua puesto que su end-point de permeabilidad relativa de agua es bajo, a alta saturación de agua, y su saturación de agua en equilibrio es decir $K_{ro} = K_{rw}$ es mayor al 50%, mientras que para el otro escenario la saturación en equilibrio es menor al 50% y su end-point de permeabilidad relativa del agua es alto, por lo cual la roca es preferentemente mojada por petróleo.

<i>Mojabilidad</i>	<i>Agua</i>	<i>Petróleo</i>
S_{wi}	>20-25%	< 10-15%
$S_w(K_{ro} = K_{rw})$	>50%	<50%
$K_{rw} @ S_{wmax}$	<30%	>50%

Tabla 3 Clasificación de la mojabilidad según los criterios de saturación.

Fuente: (Craig, 1971).

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0,228	0	0,7943
0,248	0,0015	0,7322
0,275	0,0036	0,6526
0,3423	0,0058	0,5456
0,4328	0,0185	0,3632
0,5156	0,0419	0,2261
0,5945	0,0854	0,0853
0,6358	0,1142	0,0632
0,6645	0,1525	0,052
0,7472	0,256	0,034
0,7924	0,327	0

Tabla 4 Valores de permeabilidad relativa de los fluidos presentes en el campo Shushufindi. Tomado de (EP. Petroecuador 2022).

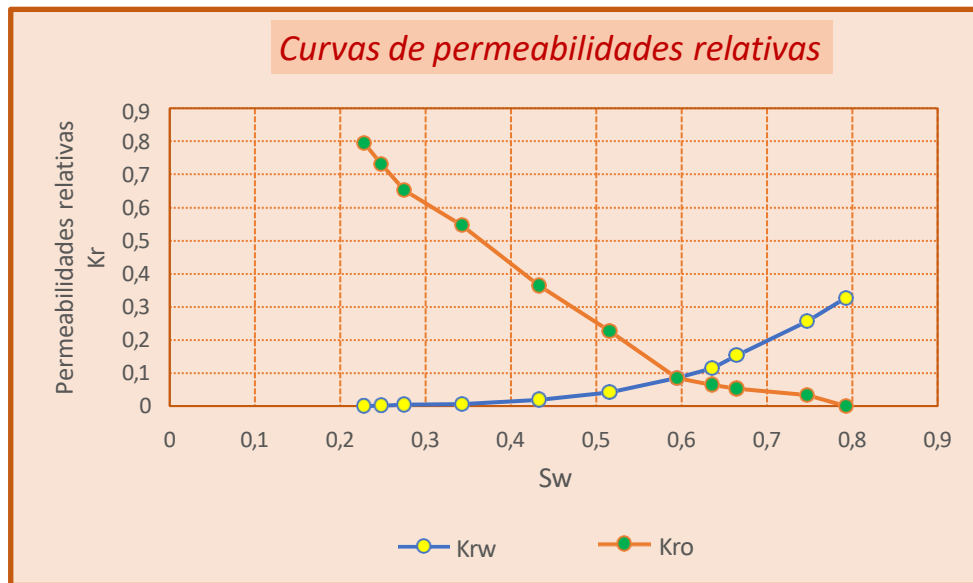


Figura 9 Gráfica de la distribución de las curvas de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, campo Shushufindi. Elaboración propia.

(MORILLO, 2019) menciona que esta propiedad describe el porcentaje de los poros ocupados por un fluido específico. Por lo general, se refiere a la saturación de petróleo o agua en un reservorio. La saturación afecta la producción de petróleo y la efectividad de los métodos de recuperación

- Saturación de agua irreductible: se refiere al volumen de agua que permanece en los poros de una roca, incluso bajo condiciones extremas, y no se puede extraer fácilmente.
- Saturación de aceite remanente – saturación residual: es la cantidad de petróleo que queda atrapada en las rocas tras un proceso de producción, que no puede ser recuperada por métodos convencionales.
- Agua connata: este término describe el agua que está presente en los sedimentos desde su formación, en lugar de ser adquirida posteriormente por infiltración.
- Agua intersticial: se refiere al agua que ocupa los espacios entre las partículas del suelo o roca, contribuyendo a las propiedades hidráulicas del medio.

2.5.3 Movilidad.

Se define al proceso de movimiento de los fluidos dentro de un sistema poroso, es la razón entre la permeabilidad efectiva de la roca y la viscosidad del fluido presente.

Movilidad	Condición
La movilidad del petróleo es mayor que la del agua.	Si M es menor 1
Tanto el agua como el petróleo poseen la misma movilidad.	Si M es igual a 1
La movilidad del agua es mayor a la del petróleo.	Si M es mayor que 1

Tabla 5 Distribución de la movilidad del fluido según el valor de su condición

Fuente: (RODRÍGUEZ REYES, 2020).

2.5.4 Mojabilidad.

Se define como el proceso de adhesión de un fluido a un cuerpo sólido, en nuestro caso a la formación o estrato, en contemplación de un fluido inmisible, se conoce tres tipos de movilidad que dependen principalmente del ángulo de contacto (Paris de Ferrer, 2009).

- Si el ángulo de contacto es mayor que 90 grados, el petróleo es la fase mojante.
- Si el ángulo de contacto es menor que 90 grados, el agua es la fase mojante.
- Si el ángulo de contacto es igual a 90 grados, la mojabilidad de las fases es intermedia

A continuación, se detalla las principales propiedades petrofísicas del campo de estudio denotado en la tabla 4.

<i>Arenas</i>	<i>Permeabilidad</i>	<i>Porosidad</i>	<i>S_w</i>	<i>S_o</i>	<i>V_{sh}</i>	<i>Profundidad</i>
	<i>k (md)</i>	<i>Ø (%)</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>(ft)</i>
Basal Tena	321.16	18.7	28.73	71.27	10.82	8200
Arenisca U	310.17	19	21.94	78.06	16.01	9100
Arenisca T	520.64	18.1	26.94	73.06	11.98	9300

Tabla 6 Propiedades características promedio de las principales arenas productoras del campo Shushufindi.

Fuente: (Benavides & Zaldumbide, 2009).

2.6 Historial de producción.

El campo Shushufindi inicio su vida productiva en el año 1972, con 10 pozos, alcanzando una producción de 37.570 BPPD, no obstante, esta producción fue creciendo, hasta alcanzar su mayor pico de producción en el año 1986, con una producción de 116.837 BPPD, se estima que hasta el año 1976 la producción de agua era casi nula, sin embargo, por efectos de caída de presión en el tiempo, densidad y presencia de un acuífero activo, la producción de petróleo fue decreciendo y la producción de agua supero a la del petróleo en el año 2001 donde la producción de crudo fue de 66.661 BPPD y la de agua fue de 71.122 BAPD, alcanzando un corte de agua del 51,02%.

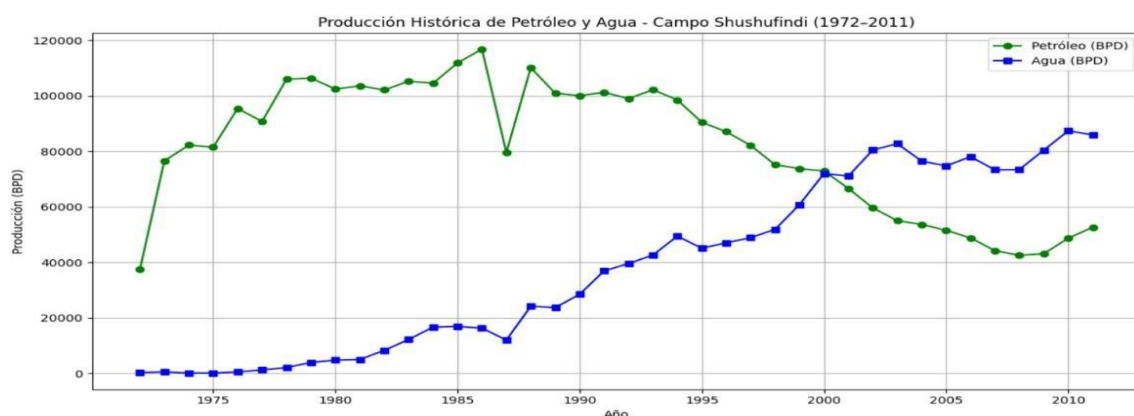


Figura 10 historial de producción del campo Shushufindi. Elaboración propia

Al 31 de enero de 2022, el área Shushufindi-Aguarico contenía aproximadamente 287 pozos perforados. De estos, 143 extraían petróleo y 10 eran inyectores. El volumen total extraído hasta la fecha asciende a 1 399 672 900 barriles de petróleo y 1 181 336 000

barriles de agua. En enero de 2022, el área produjo aproximadamente 53 797 barriles de petróleo y 220 304 barriles de agua al día, representando el 80% del líquido total (Carrión, 2022).

2.6.1 Análisis PVT.

(Nagarajan et al., 2006) hacen mención de que las propiedades de los fluidos en un yacimiento, conocidas como PVT, son cruciales desde su descubrimiento hasta su desuso. La medición precisa de estas propiedades in situ es fundamental para estimar los volúmenes in situ y determinar los factores de recuperación. Además, las propiedades PVT son parámetros vitales en las simulaciones que evalúan los planes de desarrollo y agotamiento de yacimientos. Comprender la composición y la distribución de los fluidos en el yacimiento ayuda a definir la continuidad y las interacciones en sus diferentes áreas. La precisión de las propiedades PVT es vital para analizar los resultados de las pruebas de pozos y planificar las instalaciones de superficie y de procesamiento, así como para aplicar métodos de recuperación secundaria y terciaria. Por lo tanto, es necesario obtener muestras fiables e información PVT confiable para la caracterización de fluidos. Las actualizaciones periódicas de las propiedades de los fluidos, su distribución y cualquier cambio debido a la producción en el yacimiento son esenciales para un monitoreo eficaz del yacimiento, con el fin de mejorar los métodos de producción e inyección.

Parámetros	Tipos de arenas productoras			
	Basal Tena	“U superior”	“U inferior”	T
Volumen (acres-ft)	12601	112926.7	177562.3	261823.3
P_r (psi)	2549	2737	3867	4050
P_b (psi)	807	1140	797	950
P_{wf} (psi)	1395	2300	1800	2560

GOR(SCF/BBL)	187	307	307	384
Porosidad %	18	16	18	16
Permeabilidad (md)	500	150	40-1100	10-900
S_{wi} (%)	28	28	14	16
Salinidad (ppm)	35000	65000	65000	14000
°API	28.9	31	28.8	32.1
u_{oi} (cp)	3.96	2.8	2.8	1.08
B_{oi} (bbl/	1.129	1.208	1.15	1.227
Contenido de azufre %	-	-	1.10-1.22	0.52-0.64
Temperatura de Formación (°F)	185	215	215	218
Factor de recobro %	25	30	45	53
Gravedad específica del gas	1.438	1.16	1.072	1.311

Tabla 7 Distribución de las propiedades de los fluidos y de la roca, de las arenas productoras del campo Shushufindi.

Fuente: (GARCÉS & TATÉS, 2012).

2.7 Mecanismos de empujes.

2.7.1 Empuje por capa de gas y expansión de los fluidos.

Al inicio de la vida productiva de un yacimiento el gas presente se encuentra en solución, puesto que no existe liberación de gas ya que la presión de reservorio es mayor que la presión de burbuja por lo cual el yacimiento es subsaturado, conforme se extrae el petróleo, la presión de fondo disminuye, y el crudo remanente se expande por compresibilidad, para ocupar el espacio vacío dejado por el petróleo producido, cuando el nivel de presión disminuye hasta alcanzar el punto de burbujeo, el gas disuelto comienza a separarse del crudo. Dado que el gas libre es más comprimible que el petróleo, la presión disminuirá de manera más gradual, actuando como mecanismo de empuje (Paris de Ferrer, 2009).

2.7.2 Empuje por capa de gas.

Por lo general este proceso energético se genera por la separación del gas disuelto del petróleo, donde la presión de burbuja es mayor a la presión de yacimiento, y el reservorio es saturado, puesto que tenemos la región de dos fases, líquida y gaseosa, a medida que se expande el gas, este se dispone a empujar el petróleo como tipo pistón por efecto de compresibilidad y flotabilidad (Casañas& Fernandez, 2018).

2.7.3 Empuje hidráulico.

(Paris de Ferrer, 2009) menciona que la reducción de la presión del yacimiento conduce a la expansión del acuífero subyacente, empujando el petróleo hacia los pozos de producción. El éxito de este método depende principalmente del tamaño del acuífero y de la permeabilidad de la roca del yacimiento. Debido a que el agua no se puede comprimir fácilmente, un acuífero importante se requiere para una presión hidráulica efectiva. La permeabilidad es crucial para que este proceso funcione correctamente.

2.7.4 Empuje por drenaje gravitacional.

El proceso de que el petróleo, el gas y el agua se separan en un yacimiento debido a sus diferentes densidades se llama segregación gravitacional. Este procedimiento puede ayudar con la recuperación del petróleo al permitir que el gas suba a la parte superior del

yacimiento en lugar de ser arrastrado hacia los pozos. por presión, lo que aumenta la capa de gas y mejora la eficiencia del desplazamiento (Ochoa, 2011).

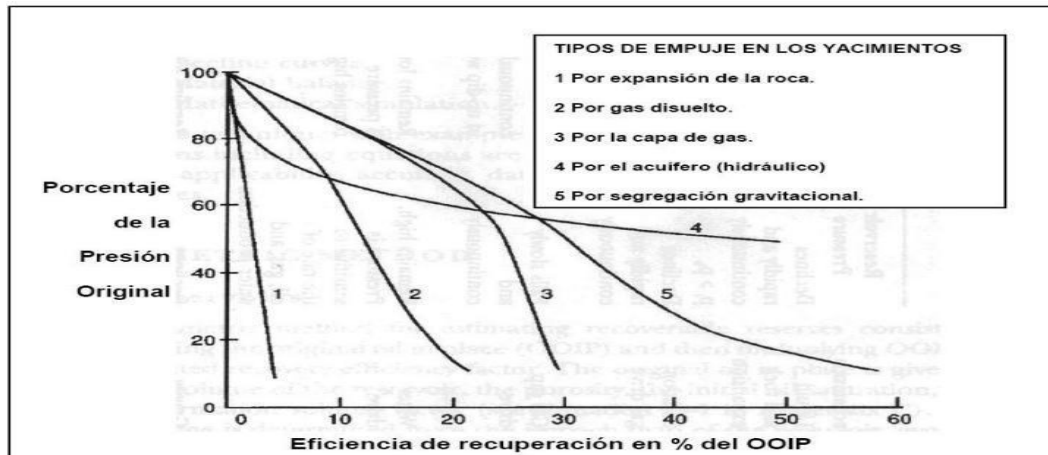


Figura 11 Eficiencia de recuperación de los diferentes mecanismos de empujes.

Fuente: (Paris de Ferrer, 2009).

2.8 Tipos de recuperación.

2.8.1 Recuperación primaria.

Este método de recuperación se fundamenta en el aprovechamiento de la energía propia del yacimiento, es decir utiliza la presión almacenada de manera natural en el reservorio, considerando los diferentes mecanismos de empuje.

2.8.2 Recuperación secundaria.

En el proceso de extracción secundaria de petróleo, se dispone sustancias como agua o gas en el yacimiento mediante pozos de inyección para optimizar el transporte del petróleo hacia los pozos de producción. Normalmente, la extracción secundaria de petróleo es un método que no utiliza sustancias ni procesos químicos. Durante la última etapa de la inyección de agua, la proporción de agua a petróleo en los pozos de producción se eleva considerablemente, alcanzando el umbral económico de la extracción secundaria de petróleo. Sin embargo, tras los métodos tradicionales de extracción de petróleo, más de dos tercios del crudo inicial permanece atrapado en los yacimientos, no se alteran las propiedades físicas y químicas de la roca y de los fluidos. Los principales factores que dificultan el transporte del petróleo sobrante hacia los pozos de producción incluyen la consistencia espesa del petróleo residual y la considerable tensión interfacial entre el

petróleo y el agua, que crea fuerzas capilares más fuertes que retienen el petróleo crudo dentro de los capilares de la roca del yacimiento. Por lo tanto, reducir significativamente la viscosidad del petróleo crudo y mejorar sus características de flujo son vitales para su recuperación (Niu et al., 2020).

2.8.3 Recuperación terciaria.

Es un método de recuperación de petróleo que se utiliza para mantener e incrementar la presión del yacimiento, con la finalidad de incrementar el factor de recobro y minimizar la saturación residual de petróleo, se utilizan método térmicos, químicos, gases inmiscibles entre otros, el uso de estas técnicas es con la finalidad de alterar las propiedades físicas y químicas de las rocas y de los fluidos que almacena.

La figura 12 y 13 muestra cómo se distribuye y aplica las diferentes técnicas de recuperación de hidrocarburos en función de la caída de presión, el tiempo y el factor de recobro.

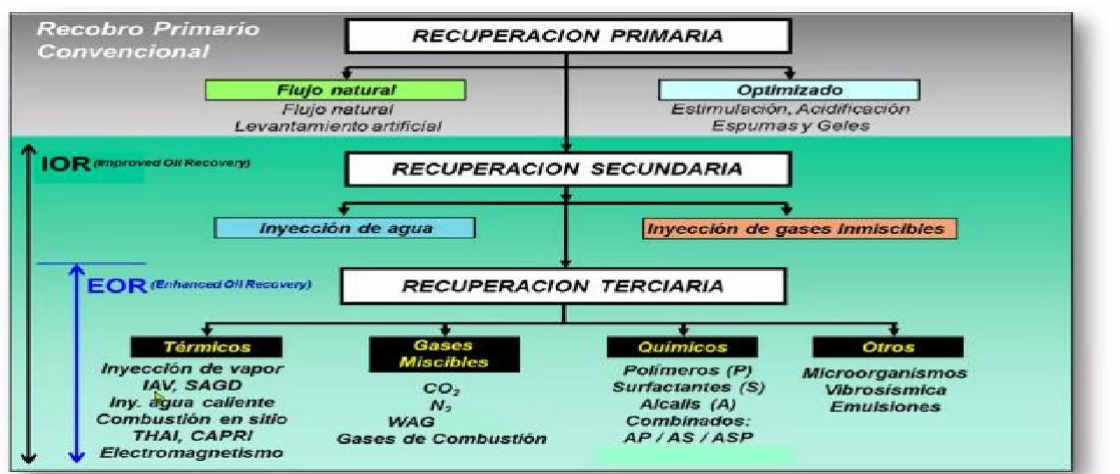


Figura 12 Método de recuperación mejorada, aplicadas en la industria petrolera, tomado de Halliburton 2025

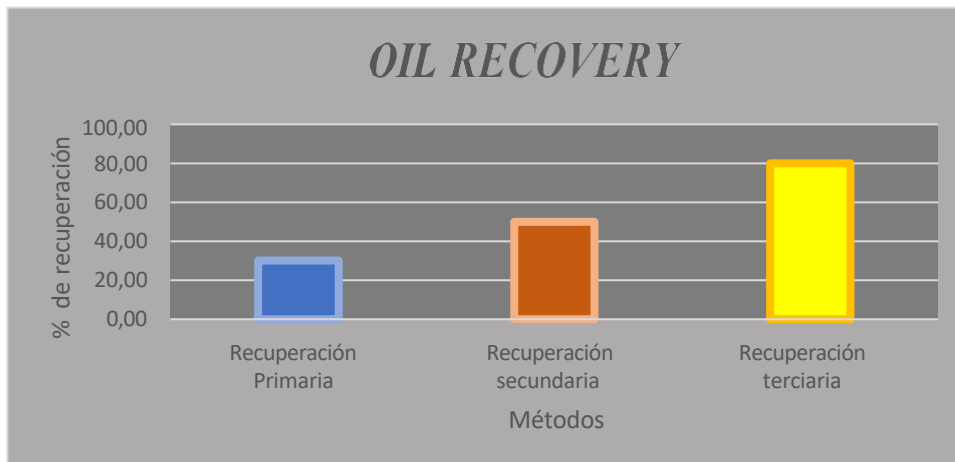


Figura 13 Distribución del factor de recobro según el método de recuperación.

Fuente:(Karimov & Toktarbay, 2024).

Técnicas de recuperación mejoradas más aplicadas.

El tipo de roca en un yacimiento es importante a la hora de decidir qué método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) utilizar, ya que puede restringir la eficacia de los métodos. Los datos de 1507 proyectos de EOR en todo el mundo, recopilados por los autores durante los últimos diez años, muestran que la mayoría de estos proyectos se han realizado en yacimientos de arenisca (Figura 3). Los datos también indican que los métodos de EOR térmicos y químicos se utilizan con mayor frecuencia en arenisca que en otros tipos de roca (Alvarado & Manrique, 2010).

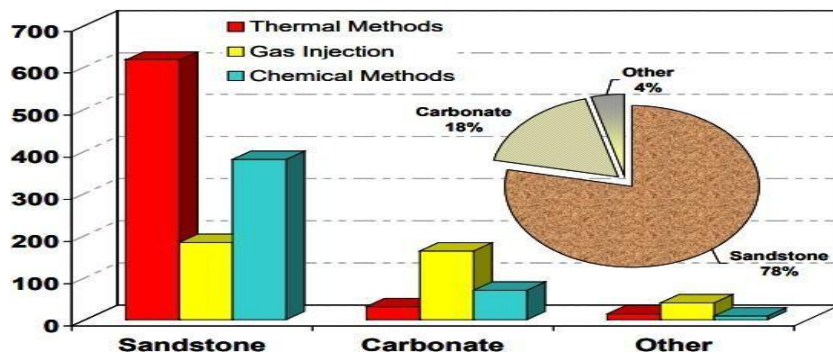


Figura 14 Eficiencia de los métodos EOR para los diferentes tipos de litologías.

Fuente:(Alvarado & Manrique, 2010)

2.9 Inyección de agua.

La inyección de agua es uno de los métodos de recuperación secundaria de petróleo más empleado a nivel mundial, se aplica esta técnica con la finalidad de mantener e incrementar la presión reservorio, permitiendo un mejor flujo de fluidos desde el pozo inyector hacia el pozo productor, el agua de inyección debe contar con un tratamiento previo, para la eliminación de impurezas y sustancias que pueden obstruir el paso del fluido y alterar las propiedades de la roca y de los fluidos presentes en el yacimiento. Se emplea agua porque su característica incompresible, lo que ayuda a aumentar rápidamente la presión en la formación rocosa.

La figura 15, muestra el comportamiento del agua inyectada en la formación, este penetra los canales de permeabilidad interconectados, lo que permite desplazar al hidrocarburo movilizándolo hacia los pozos productores.

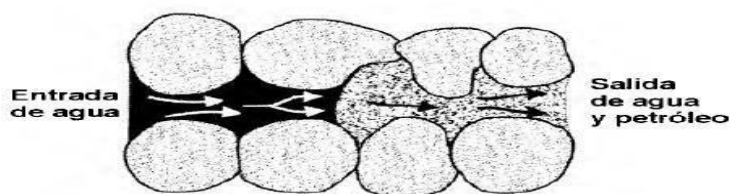


Figura 15 Comportamiento del agua inyectada en el medio poroso.

Fuente: (Paris De Ferrer, 2001).

Tipos de inyección de agua	Funcionamiento	Ventajas	Desventajas
“Inyección de manera periférica o externa”	Inyección de agua en la base de la arena productora en las proximidades agua petróleo.	Aplicable para pozos limitada descripción.	Limitaciones para el proceso de control del frente de invasión.

	El costo de CAPEX es mínimo puesto que se pueden emplear pozos en abandono como inyectores.	Deficiencia en el mantenimiento de presión por lo cual requiere el uso de otros métodos.
	El % de FR es alto con mínimo % de BSW.	Recuperación de la inversión a largo plazo.
	Inyección de agua en el interior de la arena productora, facilitando el desplazamiento de crudo.	Se aplica arreglos de pozos en función de la heterogeneidad del yacimiento.
“Inyección en arreglos”	Aplicable en pozos de mínimo buzamiento y permeabilidad. Permite el manejo del frente de invasión.	El costo del CAPEX es alto.
	Máxima eficiencia de barrido.	Es necesario contar con más información para el proceso de inyección.

Tabla 8 Clasificación de los métodos de inyección de agua considerando sus principales ventajas y desventajas.

Fuente: (Paris De Ferrer, 2001).

2.9.1 Arreglos de pozos.

(Abdullah, 2023) denomina patrón de inyección de agua a la forma en que se configuran los pozos de inyección y producción en un yacimiento. La forma en que se inyecta el agua afecta significativamente la eficacia con la que se extrae el petróleo del subsuelo. Un buen plan de inyección garantiza que el agua se distribuya uniformemente, alcanzando una mayor cantidad de petróleo. Esto ayuda a extraer más petróleo y a que la inyección de agua funcione mejor (Zhou et al., 2004). La forma en que se inyecta agua en la arena productora también influye en la eficacia con la que esta expulsa el petróleo del yacimiento, por tal razón en la figura 16 se presentan los arreglos más comunes utilizado en un proceso de inyección de agua. El mejor método de inyección cubre todo el yacimiento y garantiza que el agua alcance la mayor eficiencia de desplazamiento permitiendo reducir la saturación residual de crudo, por lo cual cuando el agua cubre una mayor superficie del yacimiento, se recupera más petróleo y la inyección de agua funciona mejor (Li et al., 2016).

Tipo de arreglo	Rpi/pp	Descripción	Tipo de figura
Arreglo de línea directa.	1	En este arreglo de pozo la inyección debe realizarse a lo largo de una línea recta y vertical. Una configuración donde los pozos de inyección y producción están directamente opuestos.	Rectangular.
Arreglo de línea alterna.	1	En este método se modifica la línea de arreglo directa a un $d/2$, Así, un pozo que extrae petróleo se sitúa en el medio de un rectángulo, teniendo pozos que inyectan agua en las esquinas.	Línea desfazadas de pozos.
Arreglo de 5 pozos.	1	El modelo necesario exige la perforación de pozos organizados en forma de cuadrado, y que la proporción entre pozos de inyección y pozos de extracción sea uno a uno. La disposición de cinco pozos resulta muy efectiva, dado que el trayecto	Cuadrado.

de flujo más directo es una línea recta que conecta el inyector con el productor.

Arreglo de 7 pozos.	2	Este tipo de sistema cuenta con dos pozos de inyección para cada pozo de extracción y se emplea en situaciones donde la capacidad de inyección de los pozos es limitada.	Triangulo equilátero.
Arreglos de 4 pozos.	1/2	En este escenario, los pozos destinados a la inyección se sitúan en el núcleo del hexágono, mientras que los pozos de extracción se encuentran en los extremos.	Triangulo equilátero.
Arreglo de 9 pozos.	3	Esta configuración implica pozos perforados y dispuesto de manera cuadrática. Los pozos de inyección se ubican en cada esquina y a la mitad de cada lado del cuadrado. El pozo de producción se ubica exactamente en el centro.	Cuadrado.
Arreglo de 9 pozos lineal.	1/3	Un conjunto de 9 pozos colocados en forma inversa puede convertirse en una disposición lineal o en un formato de 5 pozos sin requerir mucho trabajo.	Cuadrado.

Tabla 9 Principales tipos de arreglos de pozos utilizados en la industria petrolera para un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.

Fuente: (De Ferrer, 2001).

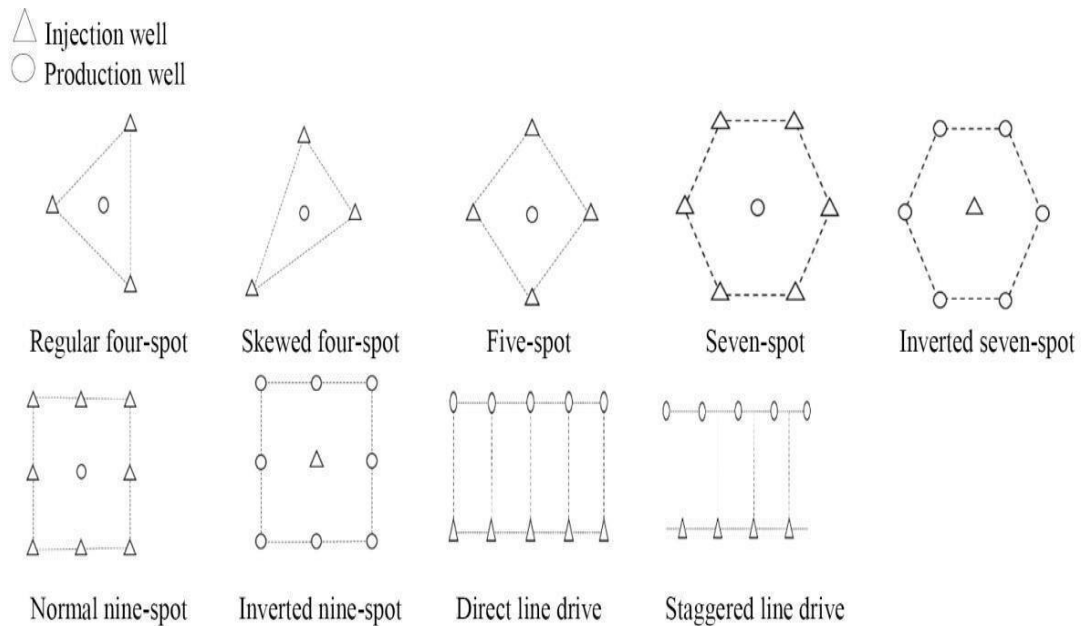


Figura 16 Configuración de los diferentes arreglos de pozos según su distribución geométrica.

Fuente: (Javaheri & Sadeghnejad, 2017).

2.9.2 Inyección de agua de baja salinidad.

El uso de la inyección de agua de baja salinidad es ampliamente reconocido como un método importante para impulsar la recuperación de petróleo, operando a pequeña escala al disminuir la saturación de petróleo residual mediante diversos procesos interconectados. El agua de baja salinidad modifica el equilibrio químico existente entre el petróleo crudo, la salmuera y la roca, ajustando así la mojabilidad del entorno. Esta juega un papel crucial en la determinación del movimiento y la distribución de los fluidos dentro de un material poroso. Específicamente, el agua de baja salinidad promueve la transición a un estado más favorable para el agua, lo que generalmente mejora la recuperación de petróleo (Rotondi et al., 2014).

Medio poroso	Petróleo	Agua de formación	Agua de inyección
En arenisca mixta el medio poroso deber ser humectado por petróleo.	Presencia de altos componentes polares; número de ácido (AN) y número base (BN).	Swir≠0.	El mejor rango de salinidad para inyección parece estar entre 1,000 y 2,000 ppm, aunque se han observado impactos positivos en niveles que alcanzan entre 5,000 y 6,000 ppm.
Contenido de arcilla 7-30%.		Presencia de calcio y magnesio.	Calcio y magnesio < concentración en el agua de formación.
Indicador de contador de plagioclasas.		Potencial de hidrogeno (pH) menor a 7.	

Tabla 10 Requerimientos técnicos para un proceso de inyección de agua de baja salinidad.

Fuente: (Rotondi et al., 2014).

2.9.3 Principales efectos de la aplicabilidad de la Inyección de agua de baja salinidad.

Efecto a condiciones de yacimiento.

Trabajos experimentales demostraron que, para un proyecto de recuperación secundaria a condiciones de 2800 ppm presente en el agua de formación, y 1400 ppm de salinidad del agua de inyección el factor de recuperación de crudo paso de 69.5% a 83.5%. Mientras

que, para la recuperación terciaria, se utilizó 1500 ppm, en continuidad a la recuperación secundaria de 15000 ppm, alcanzando un factor de recobro de 63%,71%,75% y 84%. Siendo la alternativa más factible la aplicabilidad de agua a baja salinidad con aproximadamente 4000 ppm, para su aprovechamiento (Rotondi et al., 2014).

Efecto de la saturación y salinidad del agua connata.

La cantidad de petróleo extraído generalmente aumenta a medida que la saturación inicial de agua aumenta durante la fase de recuperación secundaria con la inyección de salmuera. Se determinó que la concentración de sal del agua connata fue el principal factor que influyó en la extracción de petróleo. Cuando las salinidades del agua connata se establecieron en 0,3 %, 3 % y 20 % de NaCl, mientras que la salinidad del agua inyectada se mantuvo en 3 % de NaCl, la extracción de petróleo fue mayor con salinidades más bajas de la salmuera connata. Esta relación se vinculó con un cambio en la mojabilidad de condiciones húmedas por agua a condiciones húmedas mixtas a lo largo de la fase de drenaje (Sheng, 2014).

Efecto de la baja salinidad en la mojabilidad.

Cuando la saturación inicial de agua es elevada, la mojabilidad de los núcleos mejora significativamente. La recuperación de petróleo aumentó desde una alta mojabilidad hasta alcanzar un máximo cercano a la humedad neutra. En núcleos con una alta salinidad inicial, la introducción de agua de baja salinidad mejoraría la mojabilidad y conduciría a una mayor recuperación de petróleo (Sheng, 2014).

Regímenes de humectabilidad

Régimen humectado por agua $\theta=0^\circ$	Régimen humectado por petróleo $\theta=180^\circ$	Régimen de humectación intermedia $0^\circ < \theta < 180^\circ$
<p>A altos valores de pH baja concentración de sodio, mientras que, para secciones intermedias y bajas de pH, el nivel de concentración de sodio es alto, como lo muestra la figura 16.</p>	<p>Esto ocurre en condiciones de pH elevado y niveles salinos. Existe una unión significativa entre las superficies de petróleo crudo y mica en un entorno acuoso. Al utilizar únicamente cloruro de calcio como electrolito, se observa un nivel moderado de humectación con aproximadamente 50 mM de CaCl_2, mientras que se observa una humectación total por agua tanto con niveles de calcio más bajos como más altos. No se detecta en ningún momento la dispersión de gotas de petróleo crudo en salmuera de calcio.</p>	<p>Esto ocurre en condiciones de pH bajo o niveles moderados de salinidad, lo que provoca una disminución de la carga negativa en las superficies de mica, lo que a su vez disminuye la repulsión electrostática. La combinación de las fuerzas de Van der Waals y las interacciones electrostáticas ácido-base produce una atracción limitada entre las superficies de mica y el petróleo crudo en soluciones salinas.</p>

Tabla 11 Concentración del nivel de sodio en función del pH y regímenes de humectabilidad.

Fuente: (Drummond & Israelachvili, 2002).

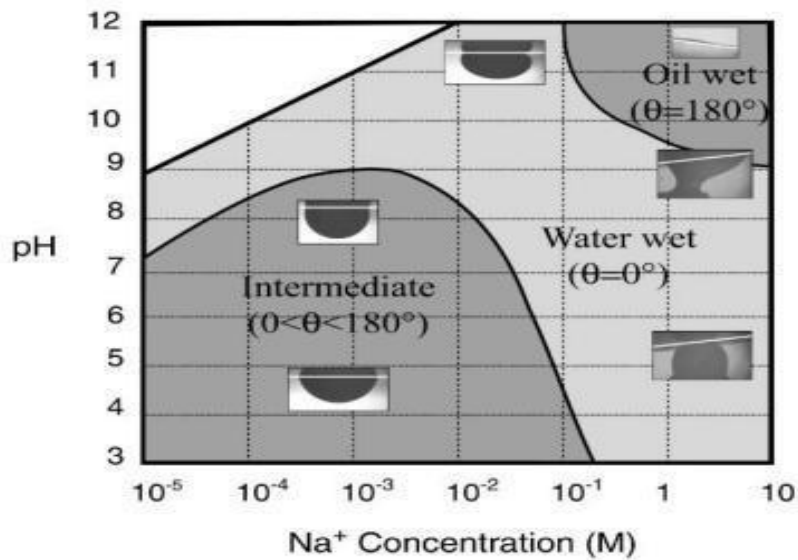


Figura 17 Nivel de concentración de sodio en función del potencial de hidrogeno según los regímenes de humectabilidad.

Fuente: (Drummond & Israelachvili, 2002).

Formation-Clay Type	Operations Brines*	Brine Acceptable and $F_{b/f}$ Calculations Required When Formation Water TCC is in Range** (meq/L)					
		TCC \geq 600			TCC < 600		
		Acceptable	$F_{b/f}$	$F_{f/b}$	Acceptable	$F_{b/f}$	$F_{f/b}$
Smectite Response Smectites (montmorillonite)	\geq 4% NaCl	Yes			No		
	\geq 2% KCl, NH_4Cl , HCl	Yes			Yes		
	Montmorillonite (> 20%)/ lite mixed layer < 10,000 ft	Yes			Yes		
	il- Seawater	Yes					X
	Any brine (TCC \geq 600)	Yes					X
	Any brine (TCC < 600)		X			X	X
		TCC \geq 100			TCC < 100		
Illite Response Montmorillonite (< 20%)/ illite mixed layer or > 10,000 ft Illite	\geq 2% NaCl	Yes			No		
	\geq 1% KCl, NH_4Cl , HCl	Yes			Yes		
	\geq 0.5% CaCl_2	Yes			Yes		
	Seawater	Yes					X
	Any brine (TCC \geq 100)	Yes					X
	Any brine (TCC < 100)		X			X	X
		TCC \geq 10			TCC < 10		
Kaolinite Response	\geq 1% NaCl	Yes			No		
	\geq 0.5% KCl, NH_4Cl , HCl	Yes			Yes		
	\geq 0.1% CaCl_2	Yes			Yes		
	Seawater	Yes					X
	Any brine (TCC \geq 10)	Yes					X
	Any brine (TCC < 10)		X			X	X

Figura 18 Criterios de consideración de disposición de salmueras en pozos productores e inyectoros considerando el tipo de formación de arcilla.

Fuente: (Scheuerman & Bergersen, 1989).

(Scheuerman & Bergersen, 1989) determinan que todas las salmueras deben adherirse a la zona A y ser compatible con la arcilla. Además, se debe buscar la formación de incrustaciones al combinar agua de formación con salmuera, agua de mar o CaCl_2 . Un "no" indica que, debido a la eliminación significativa de cationes divalentes del agua de formación durante el reflujo, no es aconsejable el uso de salmuera en operaciones húmedas. Una "X" significa que se debe realizar el cálculo de MAR para evaluar si es necesario un pretratamiento de la formación. Si F blf (salmuera que desplaza el agua de formación) o F fib (agua de formación que reemplaza la salmuera) demuestra la necesidad de pretratamiento, se debe utilizar otra salmuera.

2.10 Nanopartículas.

Debido a su pequeño tamaño, las nanopartículas poseen características físicas y químicas distintivas. Sus tamaños varían entre 1 y 100 nanómetros, lo que permite su uso en diversos sectores especializados. Se han popularizado en una amplia gama de disciplinas científicas y de ingeniería, como la farmacéutica, la salud, la cerámica y la metalurgia. Su uso en formaciones de yacimientos de hidrocarburos se ha expandido gracias a su resistencia al estrés mecánico y a las variaciones térmicas. La mejora en la recuperación de petróleo mediante la inyección de nanopartículas junto con agua de baja salinidad (LSW) o agentes químicos en el yacimiento puede estar relacionada con cambios en las propiedades del sistema de fluidos y en las interacciones roca-fluido. Las nanopartículas se introducen junto con agua de baja salinidad o aditivos como surfactantes para mejorar el rendimiento del petróleo. Estas nanopartículas ayudan a minimizar la migración de partículas finas durante la inyección de LSW, regulan el movimiento del agua de formación y disminuyen la adsorción de surfactantes en las superficies porosas del yacimiento (Olayiwola & Dejam, 2019).

2.10.1 Aplicación de las nanopartículas en los métodos de EOR.

Descripción	Fuente de información
Generar una fuerza separadora para ayudar a eliminar las gotas de aceite de la superficie de los poros.	
Bloqueo de vías permeables.	
Mejora de la eficiencia de desplazamiento al reducir la movilidad del fluido utilizado.	
Modificación de la afinidad de la roca para favorecer estados de humectación por agua.	(Dehaghani & Daneshfar, 2019).
Disminución de la tensión superficial entre el petróleo remanente y los fluidos inyectados.	
Inhibición o ralentización de la precipitación de asfáltenos mediante la influencia de nanopartículas.	

Tabla 12 Funciones de las nanopartículas en los métodos de recuperación mejorada

2.10.2 Principales nanopartículas.

Las nanopartículas (NP) se componen de diferentes partes que nos ayudan a distinguirlas. Las nanopartículas de dióxido de silicio se utilizan a menudo en la investigación para extraer más petróleo de las rocas, pero otros tipos de nanopartículas también han dado buenos resultados. (Calderón, 2023) menciona que las nanopartículas se agrupan en categorías como óxido metálico, magnéticas, orgánicas e inorgánicas. La tabla 13 muestra ejemplos de estos diferentes tipos de nanopartículas.

Categorías de nanopartículas	Principales tipos de nanopartículas
Nanopartículas orgánicas.	Carbón y nanotubos de carbón.
Nanopartículas inorgánicas.	Óxido de silicio; óxido de silicio hidrofóbica; sílice recubierta de alúmina; poli silicio; poli silicio hidrofóbica y lipofílicas.
Nanopartículas de óxidos metálicos.	Óxido de aluminio; óxido de cobre; óxido hierro; óxido de níquel; óxido de magnesio; óxido de zinc y Fe ₂ O ₃ /Fe ₃ O ₄ .

Tabla 13 Principales nanopartículas empleadas en los métodos de recuperación mejorada EOR.

Fuente: (Calderón, 2023).

3 CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Esquema metodológico del trabajo de investigación.

El método LSWI (inyección de agua de baja salinidad), ha demostrado ser eficaz para optimizar los procesos en yacimientos petrolíferos. Numerosos estudios han validado que la eficiencia del rendimiento petrolero y la tasa de recuperación mejoran gracias a las aplicaciones de LSWI tanto en formaciones de arenisca como de carbonato. El funcionamiento del LSWI se caracteriza por varios factores: reducción de la tensión interfacial, crecimiento de la doble capa eléctrica, intercambio de diversos iones y alteraciones de la mojabilidad. Sin embargo, el elemento principal es la alteración de la mojabilidad (Joonaki & Ghanaatian, 2014). En general, la mejora más significativa en la recuperación de petróleo mediante LSWI se observa cuando la concentración de sal en el agua inyectada es menor que la del agua del yacimiento. (Abhishek et al., 2018) Mencionan que esta acumulación de sedimentos disminuye la permeabilidad de ciertas rutas, redirigiendo la salmuera hacia las vías no afectadas, lo que se traduce en una mayor eficiencia de barrido y una mayor extracción de petróleo.

La capacidad de las nanopartículas para infiltrarse en las aberturas más pequeñas de las rocas de yacimiento permite el desarrollo eficiente de grandes reservas de petróleo, que no pueden extraerse con métodos tradicionales. La efectividad del desplazamiento del petróleo puede evaluarse a escala nanométrica, ya que la superficie de los poros presenta una rugosidad medida en nanómetros, lo que afecta las características de humectación de las muestras de roca de la formación. Además, existe una gama de nanomateriales que pueden aplicarse en el sector petrolero, especialmente en métodos destinados a mejorar la recuperación de petróleo. El uso de nanomateriales es particularmente eficaz para aumentar la presión capilar y mejorar la recuperación de petróleo al mejorar la mojabilidad. Cuando las nanopartículas interactúan con el agua, crean una nanodispersión o nanofluido que actúa como agente de desplazamiento del petróleo en entornos porosos, para optimizar la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua de baja salinidad (Khormali et al., 2023).

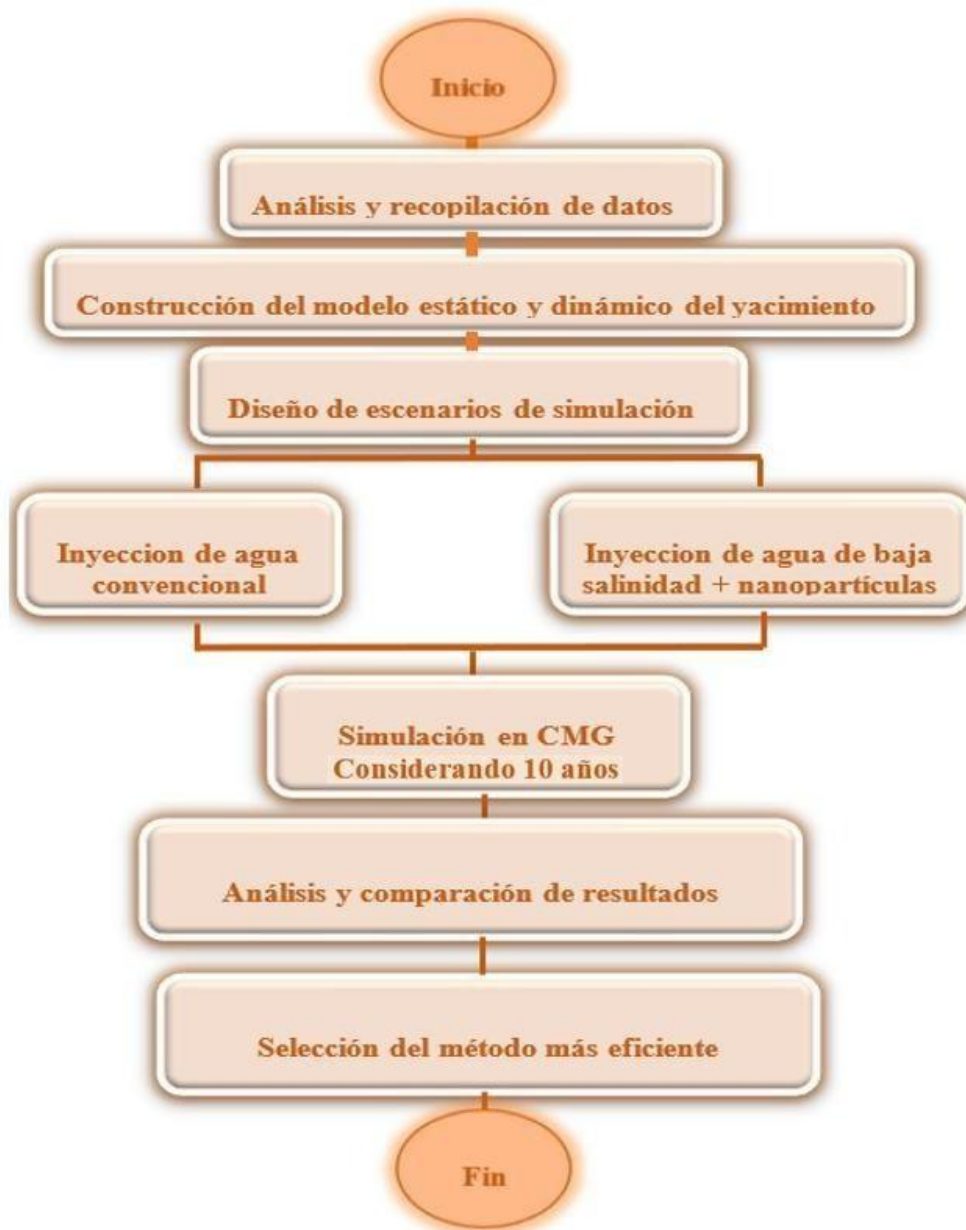


Figura 19 Diagrama de flujo metodológico de la presente investigación.

Fuente: (Elaboración Propia).

La figura 19 presenta los principales pasos a seguir para el modelamiento y simulación del proceso de inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas, se pretende comparar métodos de inyección de agua convencionales y métodos optimizados con avances tecnológicos, como la disposición de nanotecnologías, para la incrementación del factor de recobro y maximización de la eficiencia de barrido. I) Análisis y recopilación de data: determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas, propiedades PVT de

los fluidos, historiales de producción, y selección de la muestra de pozos representativos para la construcción del modelos dinámico y estático del yacimiento. II) Construcción del modelo estático y dinámico del yacimiento; determinar las dimensiones de la malla e ingreso de las propiedades de las rocas de y los fluidos presentes, ubicación espacial de los pozos de muestreo y demás componentes. III y IV) Diseño de escenarios de simulación, utilizando agua convencional (elevada salinidad), agua de baja salinidad; selección de la concentración de sal optima adecuada para las características del reservorio, inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas; selección de la nanopartícula acorde a las características de la arena. V) Ejecutar las simulaciones utilizando el software CMG IMEX, identificando el comportamiento del reservorio y de la producción en el tiempo, manteniendo un registro de aspectos importantes como la producción total, la cantidad de petróleo recuperado, la presión, la cantidad de petróleo, agua y gas disponible, y cómo evoluciona el yacimiento. VI) Analizar las diferencias graficas proporcionada por el CMG en función de los tres escenarios planteados en el flujo de trabajo y las tasas de recuperación entre diversas situaciones. Evaluar el factor de recobro y la eficiencia de desplazamiento además de propiedades (como la tensión interfacial y la mojabilidad).

3.2 Análisis y colección de datos.

3.2.1 Población.

La población en la investigación científica conceptualiza como una gran colección de individuos u objetos que son el foco principal de una investigación científica (Explorable, 2009). Constituye el conjunto completo de elementos (personas, objetos, eventos, situaciones) que poseen características comunes y específicas, definidas por criterios establecidos para el estudio, y sobre los cuales se pretende generalizar los resultados de la investigación. Por lo tanto, la correcta identificación y caracterización de la población constituye un paso fundamental en el proceso de investigación, dependerá la representatividad de la muestra seleccionada y la validez de las conclusiones derivadas del estudio.

Además, el campo Shushufindi está compuesto por Drago, Shushufindi-Aguarico y Condorazo según la información proporcionado por EP Petroecuador, este campo tiene aproximadamente una producción acumulada de 1.504.559.181 Bls.

3.2.2 Tamaño de la muestra.

La muestra elegida constituye un segmento representativo de la población y el método de muestreo apropiado para este estudio corresponde al muestreo por conveniencia; en consecuencia, la elección de las unidades poblacionales se basa en su disponibilidad y accesibilidad para el investigador. Por esta razón, la muestra comprende 4 pozos productores y 1 inyector pertenecientes a la arena U superior del campo Shushufindi (Otzen & Manterola, 2017).

3.2.3 Recopilación de información.

El proceso de simulación bajo condiciones estáticas y dinámicas requiere datos provenientes de múltiples fuentes. La metodología para desarrollar esta investigación, enfocada en la inyección de agua convencional, agua de baja salinidad y agua de baja salinidad con nanopartículas en el campo Shushufindi, comprende los siguientes pasos:

1. Obtención de datos del campo Shushufindi, incluyendo: mapas de isópacas, registros históricos de producción, información sobre reservas, características PVT, informes de análisis de laboratorio (que comprenden mediciones de salinidad actuales, BSW, grados API, viscosidades, entre otros parámetros), datos sobre el comportamiento del yacimiento (presiones, temperaturas, daños de formación), identificación de pozos candidatos para los diferentes métodos de inyección, e información específica de pozos (como topes, bases de arenas e intervalos perforados en zonas productoras). Adicionalmente, se recopilarán datos específicos sobre propiedades de las nanopartículas y su interacción con fluidos de baja salinidad.
2. Elaboración del modelo estático del yacimiento mediante la integración de componentes estructurales, estratigráficos, petrofísicos, geoestadísticos y geomecánicas.

3. Recopilación de datos PVT mediante la información del campo que actualmente contamos en paper y en bases de datos de investigación.
4. Desarrollo del modelo dinámico del yacimiento en el módulo IMEX del software CMG, fundamentado en las propiedades de interacción roca-fluido, con énfasis en los mecanismos de alteración de mojabilidad y reducción de tensión interfacial que pueden producirse con la inyección de agua de baja salinidad y nanopartículas.
5. Valoración de diversos escenarios de inyección (agua convencional, agua de baja salinidad, y agua de baja salinidad con nanopartículas), modificando la ubicación de los pozos inyectoras según las áreas con mayor saturación de hidrocarburos y considerando las propiedades específicas de cada fluido de inyección.
6. Examen comparativo de la evolución temporal del factor de recuperación entre los tres métodos de inyección propuestos, identificando el escenario que presente resultados óptimos en términos de eficiencia de desplazamiento y barrido.

Pozos muestra.

Pozos	Arena	Producción BFPD	Producción de agua BAPD	Producción de oil BPPD
SSF-1	U superior	407	329	78
SSF-2	U superior	993	588	406
SSF-3	U superior	1281	918	363
SSF-4	U superior	3313	2919	494

Tabla 14 Pozos muestra para el proceso de inyección de agua.

Haciendo un análisis de la producción de petróleo de los pozos de estudio se puede establecer que ninguno de los pozos cumple que el límite de operación óptima puesto que todos los 4 pozos de estudio presentan una tasa de producción inferior a los 550 BPPD, lo que es un valor muy bajo en comparación con otros pozos, por lo cual se estima que si

no se realiza un trabajo de reacondicionamiento o implementación de una técnica de recuperación secundaria o terciaria la presión disminuirá y por ende el caudal de flujo será mucho más menor, lo que genera pérdidas económicas para el país.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADO CMG.

GEMTM sirve como simulador de ecuaciones de estado (EOS) no convencionales y composicionales, ideal para modelar técnicas de recuperación secundaria y mejorada de petróleo (EOR), como la inyección de agua, la recuperación térmica, el desplazamiento miscible y la inyección química. Este software es una de las tres herramientas de simulación de yacimientos de Computer Modelling Group Ltd (CMG). Una capacidad adicional de GEMTM es su capacidad para operar en tres modos distintos: implícito adaptativo, totalmente implícito y explícito. Además, GEMTM puede determinar la composición de las fases de equilibrio y las diferentes densidades de las fases de petróleo y gas utilizando las EOS de Soave-Redlich-Kwong o de Peng-Robinson (GEM, 2019).

3.3.1 Aplicabilidad del CMG para la inyección de agua a baja salinidad.

Dado que el cambio en la mojabilidad se considera el principal factor que influye en el LSWF, su integración en el modelo de simulación es esencial. GEMTM es ideal para modelar procesos de intercambio iónico, reacciones en agua, disolución o deposición mineral, y cambios en la mojabilidad en todo el LSWF. Con GEMTM, se pueden seleccionar diversas reacciones intra-acuosas y disoluciones o deposiciones minerales según las características del agua de formación y las propiedades de la roca. Además, se pueden establecer múltiples tablas de permeabilidad relativa para diferentes tipos de roca, cada una alineada con un parámetro interpolante (Sierra et al., 2020).

3.3.2 Construcción del modelo estático en CMG.

Selección del modelo Builder 2010.12.

Builder, es una herramienta de CMG que se utiliza para crear modelos de yacimientos. Gestiona los componentes básicos y la información necesaria para construir un modelo estático y dinámico del yacimiento. (Computer Modeling Group 2015.10). cuenta con tres tipos de simuladores como son IMEX, GEM Y STARS, puede trabajar en unidades

internacionales y de campo dependiendo de la localización del proyecto.

Builder, desarrollado por Computer Modeling Group Ltd., es una herramienta que prepara archivos para la ejecución de simuladores CMG. Gestiona todo lo necesario para los datos de entrada. Esto incluye la creación y adición de la cuadrícula y sus características, la ubicación de pozos, la introducción de información de producción de pozos y la creación o adición de modelos de fluidos, características de rocas y fluidos, y el inicio del yacimiento. También incluye herramientas para modificar datos, crear tablas mediante conexiones y comprobar los datos de entrada, lo que permite ver y revisar los datos antes de ejecutar la simulación.

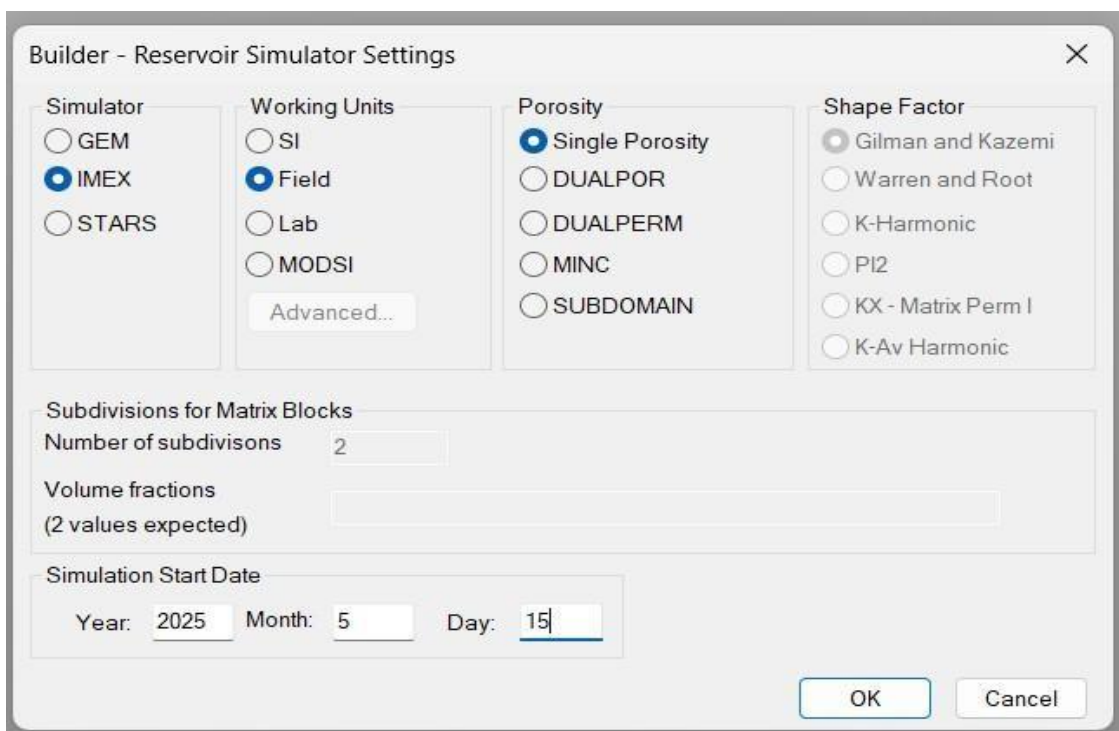


Figura 20 Interfaz grafico de inicio para el modelamiento de la simulación de inyección de agua en CMG.

Fuente: CMG, 2025.

Ingresamos al software computacional CMG, seleccionamos la opción Builder y la extensión IMEX para un modelamiento estático y dinámico del yacimiento, la selección de este modelo se basa en que la extensión ya antes mencionada permite trabajar con métodos de recuperación primaria y secundaria en yacimientos convencionales y no convencionales, siendo eficiente para el modelamiento del primer escenario inyección de agua convencional en la arena U superior del campo Shushufindi, se seleccionó las

unidades de estudio con la que trabajar durante toda la simulación, unidades de campo Field, y se le asignó fecha de inicio del trabajo.

3.3.3 Creación del mallado representativo del yacimiento.

Para la creación del mallado del yacimiento, se importó un geomodelado a partir de un archivo RESCUE que contenía los datos de la geología y propiedades petrofísicas del reservorio, como la porosidad y permeabilidad. Esta información fue fundamental para definir las características del yacimiento, permitiendo así construir un modelo representativo del reservorio como podemos observar en la figura 21.

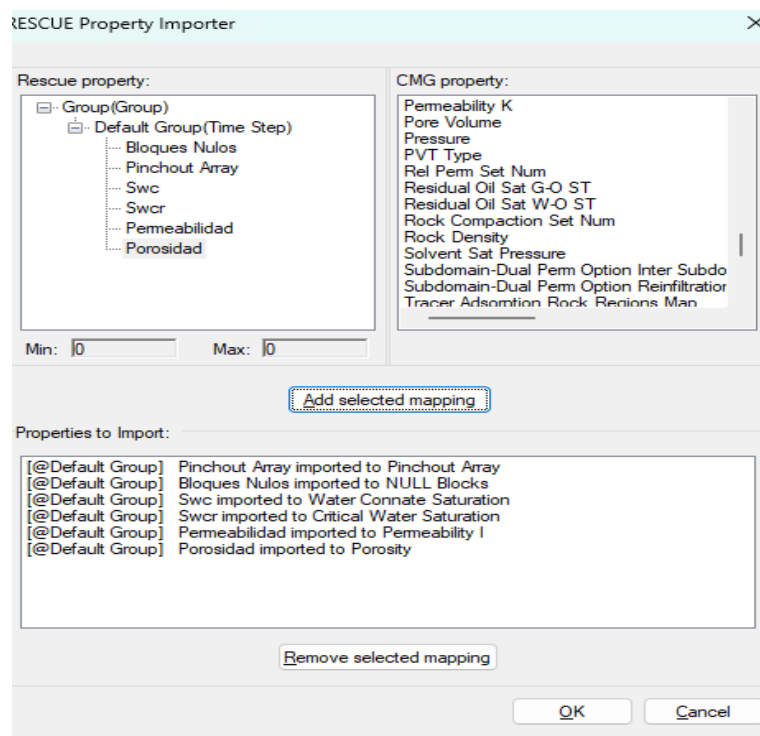


Figura 21 Ingreso de las características de la malla en el software

Fuente: CMG, 2025

Distribución de las propiedades.

La tabla 15 muestra las propiedades recolectadas para el estudio, se considera un reservorio heterogéneo en propiedades como porosidad y permeabilidad variable, el espesor de cada capa es constante.

Porosidad %	Permeabilidad I	Permeabilidad j	Permeabilidad K
0.165	352	352	347
0.231	350	357	355
0.183	355	362	358
0.232	349	345	351
0.192	350	353	352
0.251	356	347	348
0.171	348	342	356
0.182	354	359	350

Espesor total de la arena

Tabla 15 Propiedades petrofísicas características de una formación productora

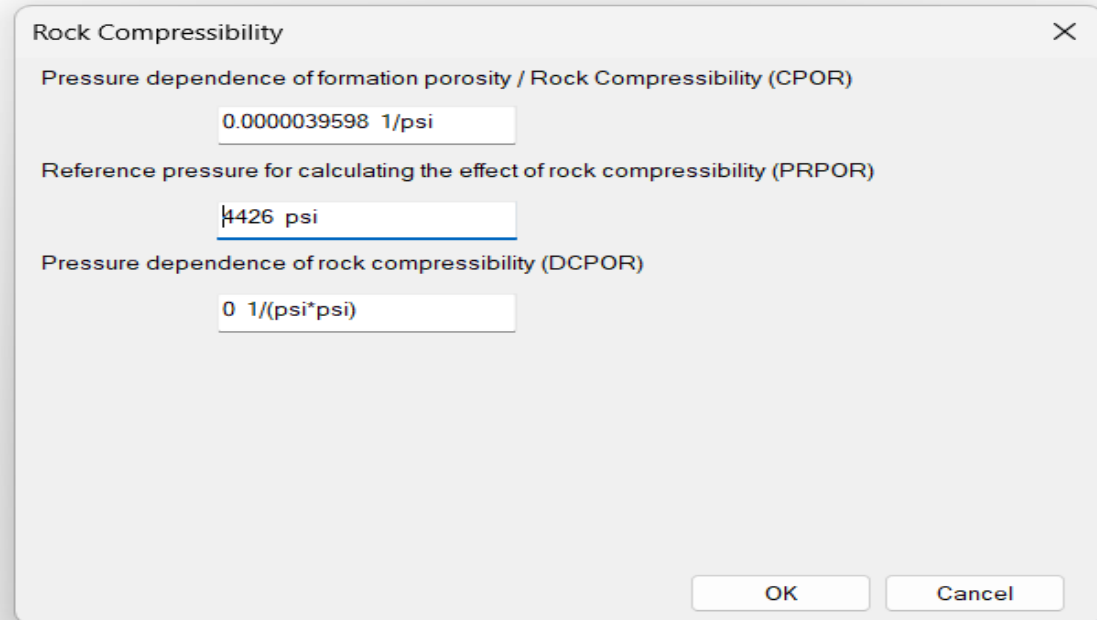
Para ingresar las propiedades de las distintas capas del yacimiento en el software CMG, se utilizó la opción "Array Properties", como se observa en la figura 22. Cada capa del reservorio posee propiedades distintas según su naturaleza, por lo que se debe ingresar la información correspondiente para cada una.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay
UNITS:	ft	ft		md	md	md	ft
SPECIFIED:			X	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	
Whole Grid			Direct Import mean - Porosidad	Direct Import mean - Permeabilidad	Equals I (equal)	Equals I (equal)	
Layer 1 (Lone ...)							
Layer 2 (Lone ...)							
Layer 3 (Lone ...)							
Layer 4 (Lone ...)							
Layer 5 (Lone ...)							
Layer 6 (Lone ...)							
Layer 7 (Lone ...)							
Layer 8 (Lone ...)							
Layer 9 (Lone ...)							
Layer 10 (Lone ...)							

Figura 22 Ingreso de las principales propiedades en CMG.

Fuente: CMG, 2025.

El valor de compresibilidad de la roca es de 0.0000039598 psi⁻¹, la temperatura de la formación es 220 °F, a una presión de 4226 psi.



Rock Compressibility

Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)
0.0000039598 1/psi

Reference pressure for calculating the effect of rock compressibility (PRPOR)
4226 psi

Pressure dependence of rock compressibility (DCPOR)
0 1/(psi*psi)

OK Cancel

Figura 23 Ingreso de otros parámetros característicos de la roca.

Fuente: CMG, 2025.

3.3.4 Ingreso de los componentes para nuestro modelamiento.

Se hace uso de la sección componentes, seleccionamos la opción modelo, en la cual definimos black oil, Este modelo muestra cómo la inyección de agua ayuda a desplazar el crudo a través del modelamiento de la eficiencia de desplazamiento. Considera la composición del petróleo, el agua y el gas en el yacimiento.

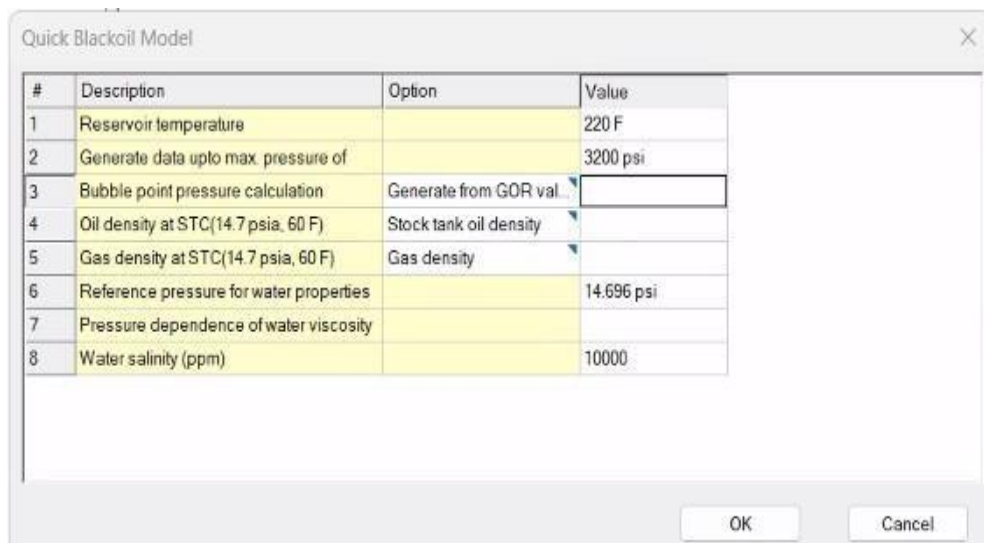


Figura 24 Principales propiedades que se deben ingresar en un modelo black oil.

Fuente: CMG, 2025.

Propiedades	Valor
Temperatura de formación	220 °F
Presión inicial	3200 psi
Presión de burbuja	1050 psi
Gravedad específica del oil	28 °API
Densidad del gas	0.72

Tabla 16 Valor de las diferentes propiedades a utilizar en el modelo black oil.

Fuente: CMG, 2025.

3.3.5 Ingreso de las propiedades de interacción roca fluido.

Para este proceso nos dirigimos a la opción “Rock Fluid Types”, donde dispondremos las propiedades de permeabilidad relativas tanto para el agua y petróleo en función de la saturación de agua y gas.

	Sw	krw	krow		Sg	krg	krog
1	0.228	0	0.7943	1	0.0005	0	0.7943
2	0.248	0.0015	0.7322	2	0.06	0	0.6534
3	0.315	0.0036	0.6526	3	0.0858	0.002	0.5493
4	0.3423	0.0058	0.5456	4	0.1842	0.013	0.4325
5	0.4328	0.0185	0.3632	5	0.2683	0.0353	0.2864
6	0.5156	0.0419	0.2261	6	0.3676	0.052	0.184
7	0.5945	0.0854	0.0853	7	0.4895	0.156	0.08532
8	0.6358	0.1142	0.0632	8	0.5532	0.283	0.038
9	0.6645	0.1525	0.052	9	0.6428	0.3623	0.0124
10	0.7472	0.256	0.034	10	0.6634	0.3856	0
11	0.7924	0.327	0	11	0.8335	0.999	0

Tabla 17 Valores de permeabilidad relativas presentes en la arena U superior

Fuente: CMG, 2025.

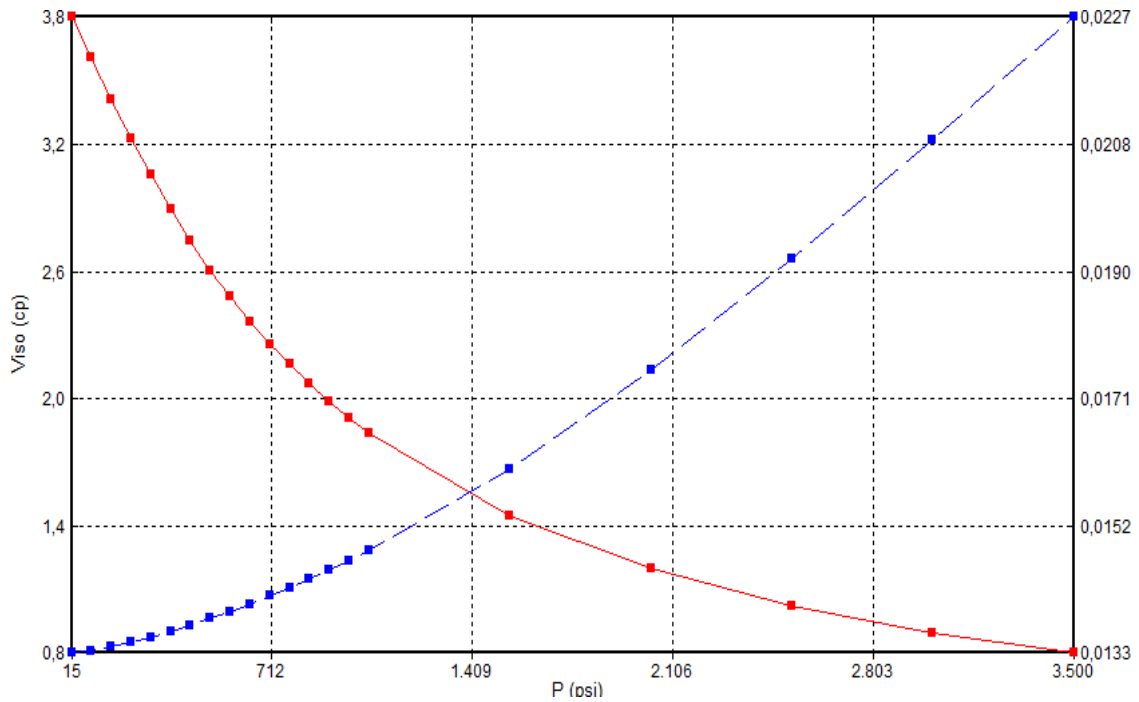


Figura 25 Curvas de permeabilidades relativas para el petróleo y agua en función de la saturación de la roca.

Fuente: CMG, 2025.

Condiciones iniciales.

Para el ingreso de estas condiciones se hace uso de la opción initial conditions, e ingresamos las variables presentes en la figura 26.

Figura 26 Ingreso de las condiciones iniciales del modelamiento.

Fuente: CMG, 2025.

Finalmente obtenemos nuestro yacimiento a condiciones estáticas tal y como muestra la figura 27, considerando todos los parámetros petrofísicos y propiedades PVT de los fluidos presentes en la arena U superior.

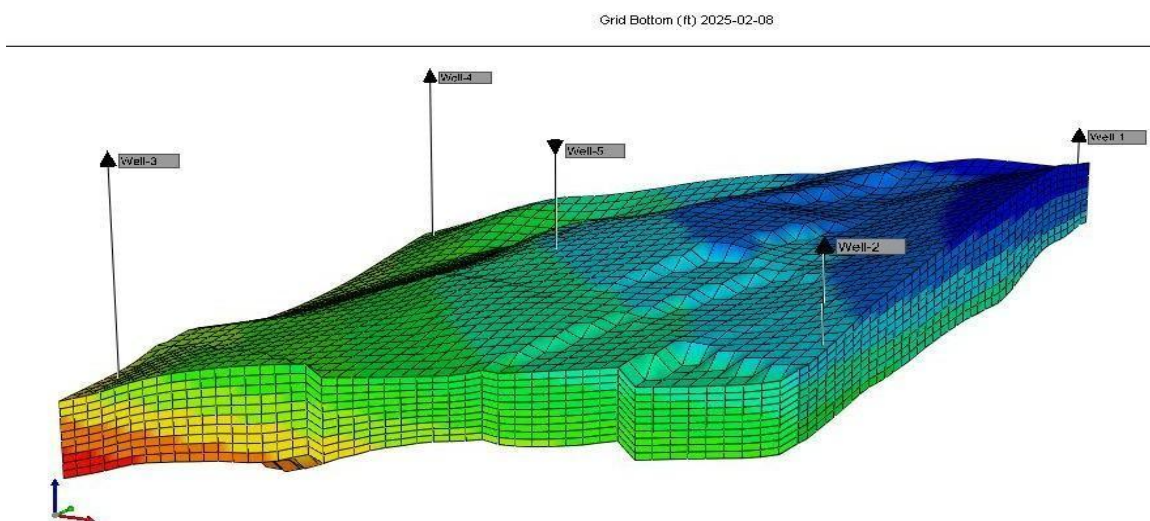


Figura 27 Modelo estático final del reservorio muestra de la arena U superior

Fuente: CMG, 2025.

Finalmente utilizamos la función “Wells & Recurrent”, donde procederemos a hacer la ubicación espacial de los pozos considerando un arreglo de 4 pozos productores en los extremos de la maya y un inyector en su centro, la finalidad es visualizar el comportamiento de la producción en el tiempo y la influencia de la inyección de agua a condiciones estándar, inyección de agua de baja salinidad e inyección de baja salinidad con nanopartículas.

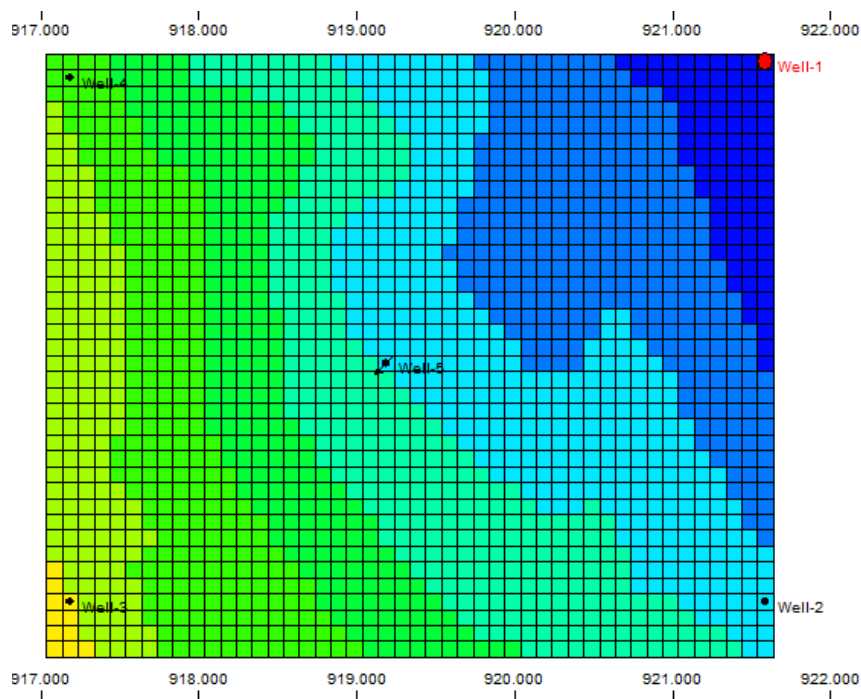


Figura 28 Ingreso en el software de los pozos según el tipo de arreglo seleccionado.

Fuente: CMG, 2025.

A continuación, se utiliza la función “Wells & Recurrent” para definir la ubicación de los pozos en la malla de simulación. La configuración de los pozos se realiza en función de las coordenadas y restricciones proporcionadas en los nuevos datos. En este caso, se tienen los siguientes pozos productores e inyector, con sus respectivas ubicaciones y restricciones de presión mínima de fondo:

- Pozo SSF-1 (well-1): ubicado en las coordenadas (1, 1, 1) con una presión mínima de fondo de 50 psi y 150 bbl/day.
- Pozo SSF-2 (well-2): ubicado en las coordenadas (1, 35, 1) con una presión mínima de fondo de 50 psi y 150 bbl/day.

- Pozo SSF-3 (well-3): ubicado en las coordenadas (45, 35, 1) con una presión mínima de fondo de 50 psi y 150 bbl/day.
- Pozo SSF-4 (well-4): ubicado en las coordenadas (45, 2, 1) con una presión mínima de fondo de 50 psi y 150 bbl/day.
- Pozo SSF-195 (well-5): ubicado en las coordenadas (25, 20, 1) con una presión máxima de fondo de 2800 psi y una tasa máxima de agua superficial de 1500 bbl/day.

Para distribuir el potencial de producción de manera adecuada, se hace referencia a los datos de la tabla 14, asegurando que los pozos estén correctamente ubicados dentro de la malla para representar de forma precisa el comportamiento de la producción en el tiempo y las diferentes técnicas de inyección aplicadas (agua convencional, agua de baja salinidad, y agua de baja salinidad con nanopartículas).

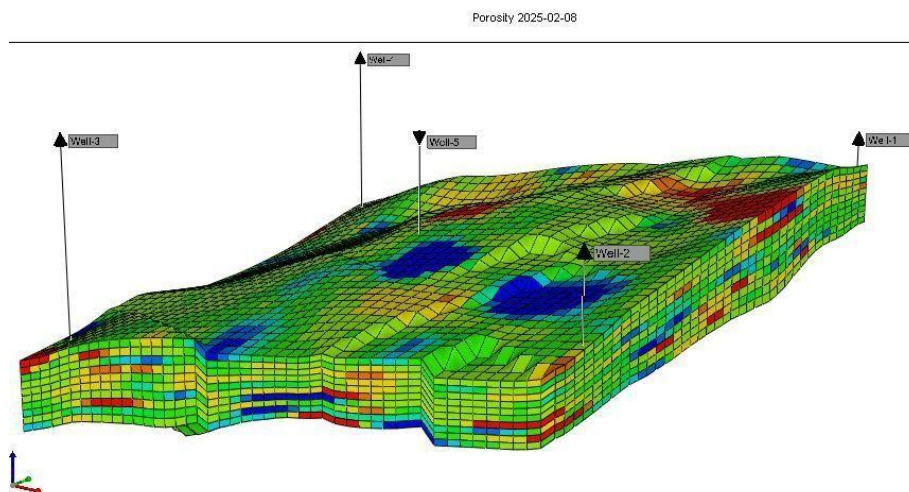


Figura 29 Resultado final de ubicación de los pozos con sus propiedades y características en 3D.

Fuente: CMG, 2025.

3.3.6 Tiempo de simulación.

Para configurar la duración de la simulación, busque la sección "Well & Current" y haga clic en "Dates" para abrir una nueva ventana. Haga clic en el botón "Add a range of dates", que abre otra ventana. Allí, haga clic en el cuadro "Hasta" y seleccione "15 de mayo de 2035" como fecha de finalización, ya que la simulación es de 10 años. En el cuadro "Paso", seleccione "1" y luego "Mes".

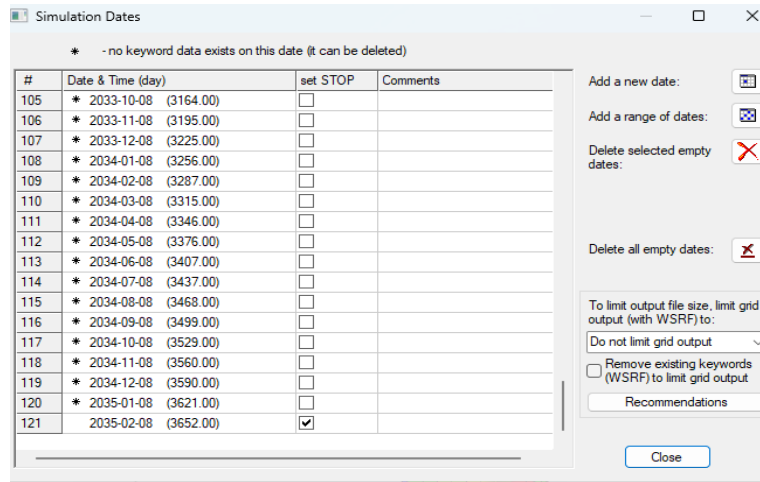


Figura 30 Tiempo estimado de simulación 10 años, colocación en el software

Fuente: CMG, 2025.

3.4 Modelamiento estático y dinámico de agua de baja salinidad y agua de baja salinidad + nanopartícula.

3.4.1 Componentes de inyección de agua baja salinidad para el campo Shushufindi.

En la siguiente proporcionada, se observa el proceso de implementación de nanopartículas en el modelo de simulación para el campo Shushufindi, utilizando el software CMG. En este proceso, se incorpora agua de baja salinidad modificada con nanopartículas, específicamente con una concentración de 10,000 ppm de salinidad. Este enfoque tiene como objetivo mejorar la recuperación del petróleo en el yacimiento mediante la optimización de las interacciones entre el fluido inyectado y el petróleo residual en el reservorio.

Select Options	
Polymer viscosity is a function of Salinity	<input checked="" type="checkbox"/>
SOR reduction due to polymer adsorption	<input type="checkbox"/>
SOR reduction due to polymer visco-elastic behavior	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer quantity decreases with time	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer half life (days)	1040
Polymer is adsorbed onto the reservoir rock	<input checked="" type="checkbox"/>
Set initial reservoir water salinity (ppm)	10000
Set water injection salt concentration (ppm)	35000
Overwrite existing sea water tables with values from correlations	<input type="checkbox"/>

Figura 31 Componentes presentes en el yacimiento

Fuente: CMG, 2025.

En el paso 3 de la interpolación de permeabilidad relativa dentro del proceso de simulación en CMG, se especifican opciones críticas para el modelado del yacimiento, particularmente aquellas que influyen en la dinámica de la inyección de agua y su comportamiento dentro de las rocas del reservorio. Se establece que se utilizarán dos conjuntos de permeabilidades relativas, lo cual es esencial para ajustar cómo el agua y el petróleo interactúan con la roca.

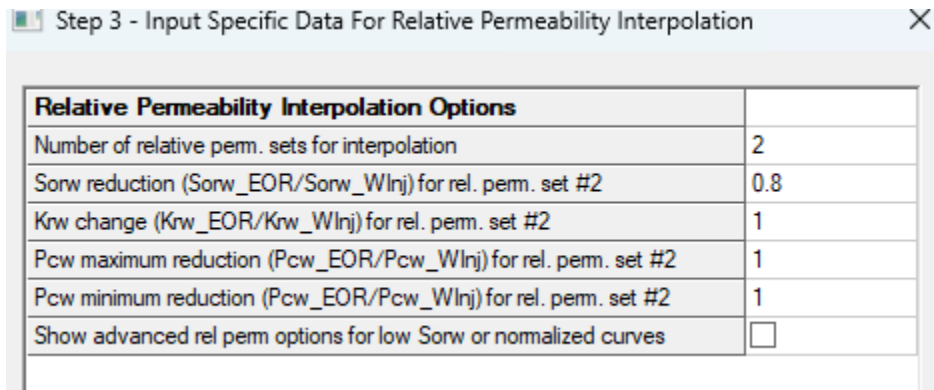


Figura 32 Valores de entrada para correlacionar la permeabilidad relativa

Fuente: CMG, 2025.

En el paso 4 de la simulación CMG, titulado "Set Rock Fluid Regions", se busca seleccionar las regiones de roca-fluido para la interpolación de la permeabilidad relativa del polímero adsorbido. Este paso es crucial, ya que determina cómo se deben manejar las regiones seleccionadas para las simulaciones de inyección. Si se escoge un área que ya contiene más de un conjunto de datos, estos conjuntos serán eliminados y reemplazados por una copia del primer conjunto modificado con las nuevas condiciones de saturación de agua (Sorw). Este proceso garantiza que las simulaciones se ajusten a las condiciones específicas del yacimiento, mejorando la precisión de los resultados obtenidos en el modelo

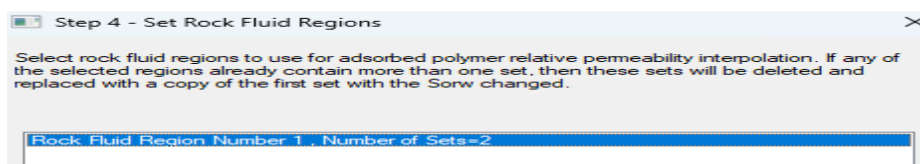


Figura 33 Selección de la región de roca fluido.

Fuente: CMG, 2025.

En el paso 5 del proceso de modelado de la simulación en CMG, se configuran los valores para la inyección de polímeros, específicamente la viscosidad del polímero en función de su concentración. El gráfico que se muestra en la imagen adjunta ilustra cómo la viscosidad del fluido cambia con diferentes concentraciones de polímero y cómo esta propiedad varía a distintas salinidades del agua. Las salidas son cruciales para ajustar la eficiencia del proceso de desplazamiento de crudo durante la inyección.

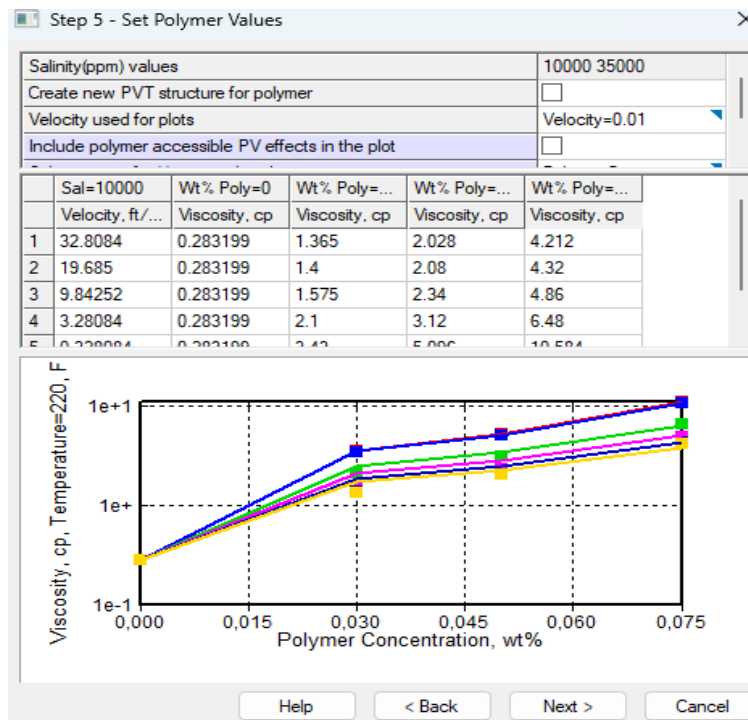
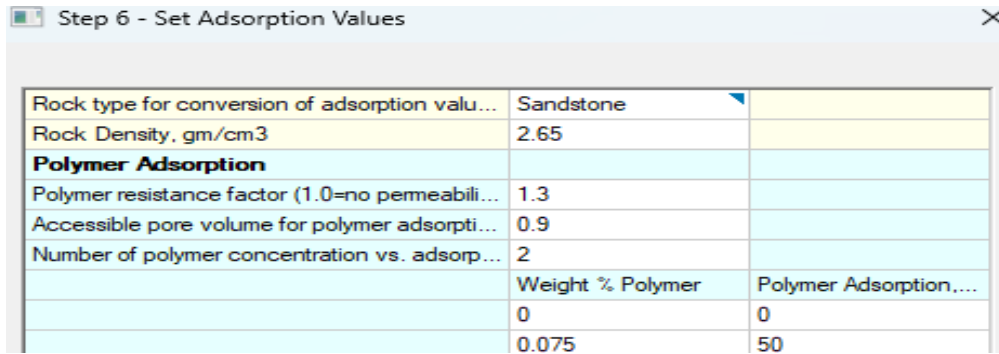


Figura 34 Valores de la nanopartícula.

Fuente: CMG, 2025.

A continuación, se configuran los valores de adsorción para un yacimiento de arenisca. Se define la densidad de la roca como 2.65 gm/cm³ y el factor de resistencia del polímero como 1.3. El volumen accesible de poros para la adsorción es 0.9, y se ingresan valores de adsorción para concentraciones de polímero del 0% al 7.5%, con un valor máximo de 50. Esto ajusta la interacción nanopartícula-roca en la simulación.

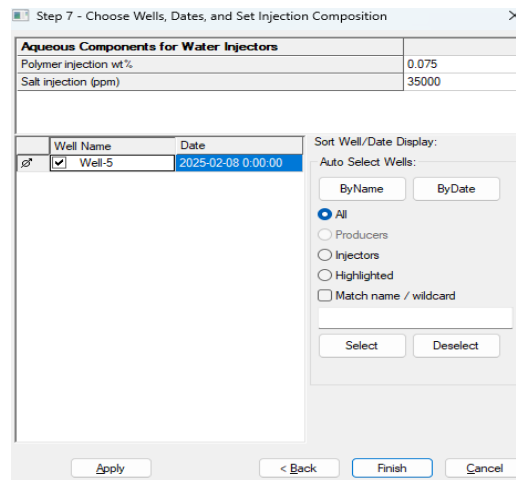


Rock type for conversion of adsorption valu...	Sandstone	
Rock Density, gm/cm3	2.65	
Polymer Adsorption		
Polymer resistance factor (1.0=no permeabili...	1.3	
Accessible pore volume for polymer adsorpti...	0.9	
Number of polymer concentration vs. adsorp...	2	
	Weight % Polymer	Polymer Adsorption,....
	0	0
	0.075	50

Figura 35 Valores de absorción del yacimiento.

Fuente: CMG, 2025.

En la imagen proporcionada se muestra el paso 7 del proceso de simulación en CMG, donde se definen los componentes acuosos para la inyección de agua en pozos. Específicamente, se están configurando los parámetros de inyección para el pozo "Well-5" (SSF-195) con una fecha de inicio de inyección establecida para el 8 de febrero de 2025. Se configuran valores específicos para la concentración de polímero (0.075%) y la salinidad del agua (35,000 ppm).



Aqueous Components for Water Injectors	
Polymer injection wt %	0.075
Salt injection (ppm)	35000

Well Name	Date
<input checked="" type="checkbox"/> Well-5	2025-02-08 0:00:00

Sort Well/Date Display:
 Auto Select Wells:
 All
 Producers
 Injectors
 Highlighted
 Match name / wildcard

Buttons: Apply, < Back, Finish, Cancel

Figura 36 Valores de la composición de la nanopartícula.

Fuente: CMG, 2025.

El conjunto de datos presentado refleja las propiedades de un fluido en un yacimiento petrolero, con foco en la inyección de agua de baja salinidad (PVTSEAWAT). En este caso, se exponen varios parámetros de propiedades termodinámicas esenciales para la simulación en el software CMG, tales como la compresión específica del agua (cs), la viscosidad (bw), la concentración de agua de formación (cws), entre otras. Estos valores, dispuestos en diferentes rangos de saturación, son fundamentales para modelar la

interacción entre los fluidos inyectados y el reservorio, permitiendo evaluar la viabilidad de la inyección y su impacto en la eficiencia de recuperación de petróleo.

PVTSEAWAT 1

**	CS	bwis	CWS	vwis	CVWS
	0	1.04466	3.36972e-06	0.277688	0
	1.7732	1.04466	3.36972e-06	0.277688	0
	4.46666	1.05071	3.36972e-06	0.283199	0
	7.20135	1.05677	3.36972e-06	0.288872	0
	9.97821	1.06282	3.36972e-06	0.294705	0
	12.7982	1.06888	3.36972e-06	0.3007	0

Figura 37 Valores obtenido de la data set del modelo Nanopartícula_Seawat

Fuente: CMG, 2025.

En el gráfico 38 proporcionado, se presentan las curvas de permeabilidad relativa para agua y petróleo, junto con las curvas de saturación de agua del yacimiento, tanto en el primer como en el segundo conjunto de datos. El primer conjunto (Set 1), representado por la línea verde, describe la relación de permeabilidad relativa para agua-petróleo en un contexto convencional, sin modificación alguna en las condiciones del yacimiento. Por otro lado, el segundo conjunto (Set 2), mostrado por las líneas rosadas y verdes, incorpora la tecnología de inyección de agua de baja salinidad combinada con nanopartículas, lo que modifica las características de permeabilidad relativa del sistema.

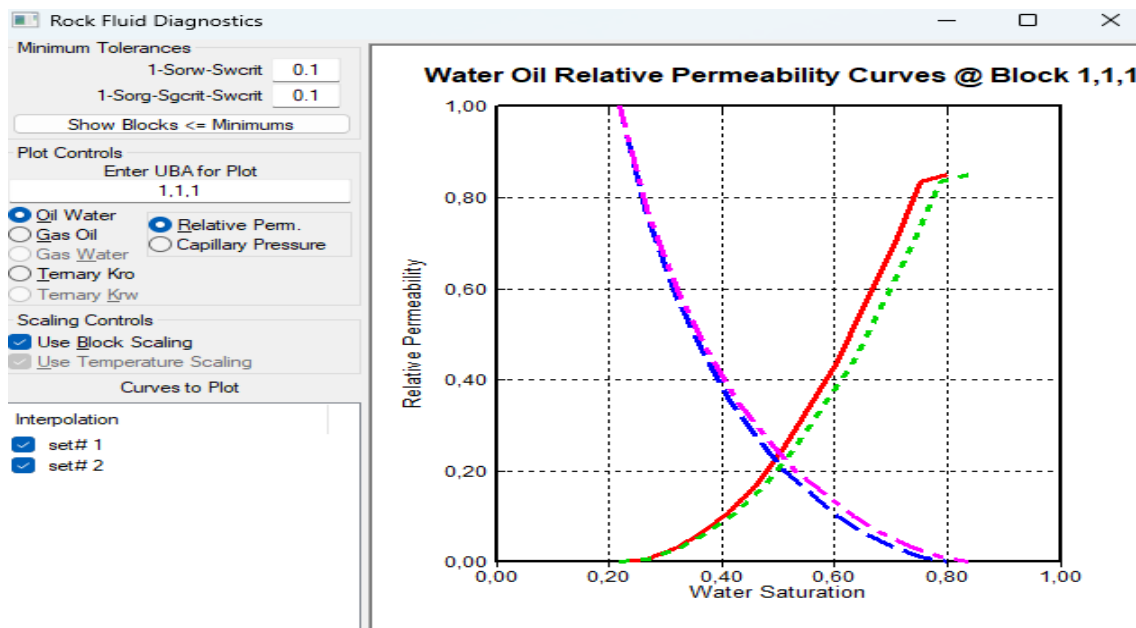


Figura 38 Diagnóstico de la roca fluido.

Fuente: CMG, 2025.

3.4.2 Modelamiento dinámico.

Tipo de roca fluido.

En el paso 5 del proceso de modelado de la simulación, se configuran los valores para la inyección de nanopartículas, específicamente la viscosidad de las nanopartículas en función de su concentración. El gráfico que se muestra en la imagen adjunta ilustra cómo la viscosidad del fluido cambia con diferentes concentraciones de polímero y cómo esta propiedad varía a distintas salinidades del agua. Las salidas son cruciales para ajustar la eficiencia del proceso de desplazamiento de crudo durante la inyección. Los parámetros presentados en la tabla 9 fueron implementados para calibrar el modelo de simulación conforme a las características del crudo pesado. Esta calibración resulta necesaria considerando que habitualmente se emplean enfoques cuadráticos para modelar permeabilidades, lo cual introduce cierto grado de incertidumbre en los resultados.

Los datos muestran que las permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo alcanzan su punto de intersección en el 50%, en tanto que las permeabilidades relativas del sistema petróleo-gas registran su punto de cruce en el 76%. Este comportamiento particular se origina en las propiedades inherentes de las formaciones carbonatadas, las cuales exhiben una arquitectura poral más irregular y compleja en contraste con las formaciones areniscas. La permeabilidad relativa del sistema petróleo-gas alcanza su intersección en el 76% debido a la mayor capacidad de desplazamiento del gas a través de las rutas porales, particularmente cuando existen fracturas y poros interconectados característicos de estas formaciones geológicas.

S_{wi}	K_{rw}	K_{ro}	S_g	K_{rg}	K_{rog}
0.30	0.000	1.000	0.30	0.300	0.000
0.34	0.015	0.900	0.35	0.270	0.000
0.36	0.033	0.760	0.38	0.250	0.000
0.37	0.040	0.650	0.40	0.230	0.000
0.38	0.046	0.570	0.45	0.180	0.000

0.39	0.050	0.480	0.50	0.150	0.000
0.41	0.056	0.400	0.56	0.136	0.000
0.43	0.060	0.360	0.58	0.120	0.000
0.45	0.070	0.250	0.60	0.100	0.000
0.47	0.080	0.200	0.65	0.090	0.000
0.49	0.090	0.150	0.70	0.080	0.000
0.51	0.100	0.100	0.732	0.067	0.000
0.53	0.120	0.070	0.76	0.050	0.050
0.55	0.140	0.050	0.80	0.030	0.080
0.565	0.156	0.025	0.83	0.020	0.110
0.58	0.180	0.010	0.85	0.000	0.210
0.79	0.500	0.001	0.90	0.000	0.400
1.00	1.000	0.000	1.00	0.000	1.000

Tabla 18 Valores de permeabilidades relativas para sistemas agua-petróleo y petróleo-gas.

Ubicación de los pozos en el espacio.

En la tabla 19 se describen los pozos que se implementaron en la malla de simulación para el estudio de optimización del recobro mejorado mediante la inyección de agua de baja salinidad modificada con nanopartículas en el pozo inyector del campo Shushufindi. La configuración seleccionada comprende un total de 5 pozos distribuidos estratégicamente en la arena U superior del yacimiento.

La distribución de pozos corresponde a un arreglo geométrico de 5 pozos, donde 4 pozos productores se ubicaron en los extremos de la malla de simulación y 1 pozo inyector se posicionó en el centro. Esta configuración permite evaluar de manera representativa el comportamiento de la producción en el tiempo y analizar la influencia de los diferentes fluidos de inyección: agua convencional, agua de baja salinidad e inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas.

Los pozos productores fueron seleccionados considerando su representatividad del comportamiento típico de pozos maduros en el campo Shushufindi, mientras que el pozo inyector fue ubicado estratégicamente para optimizar la eficiencia de barrido y maximizar el contacto del fluido de inyección con las zonas de mayor saturación de petróleo residual.

Pozo	Tipo	Arena	Producción (BFPD)	Producción de agua (BAPD)	Producción de petróleo (BPPD)	Coordenadas (i,j,k)	Presión mínima de fondo (psi)
SSF-1	Productor	T superior	407	329	78	(1,1,1)	50
SSF-2	Productor	T superior	993	588	406	(10,1,1)	100
SSF-3	Productor	T superior	1.281	918	363	(1,10,1)	125
SSF-4	Productor	T superior	3.313	2.919	494	(10,10,1)	150
SSF-195	Inyector	T superior	-	-	-	(5,5,1)	-

Tabla 19 Características espaciales y de producción de los pozos de estudio.

3.4.3 Simulación de inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas (LSWF+NP).

Características de las nanopartículas de sílice.

La incorporación de las nanopartículas de sílice (SiO₂) al sistema representa el componente diferenciador de este escenario, requiriendo la definición de parámetros específicos que complementan las propiedades del agua de baja salinidad. Las nanopartículas seleccionadas presentan un tamaño promedio de 10 a 50 nanómetros, con una concentración óptima del 0.01 al 0.1% en peso, y características de funcionalización hidrofílica que favorecen su interacción con la fase acuosa y las superficies rocosas del yacimiento.

Modelo base de la nanopartícula.

Tipo de nanopartícula	Tamaño	Concentración	Salinidad del agua	Caudal de inyección	Presión de inyección
Sílice (SiO_2)	20 nm	500 ppm	5000 ppm	1500 BPD	2800 psi

Tabla 20 Principales características de las nanopartículas utilizadas en el fluido de inyección de baja salinidad.

Mecanismos de recuperación mejorada.

Bloqueo selectivo de poros.

El mecanismo de acción de las nanopartículas se fundamenta en tres efectos principales que complementan los beneficios de la baja salinidad. En primer lugar, actúan como agentes de bloqueo selectivo, obstruyendo preferencialmente los poros ya invadidos por agua y forzando la redistribución del flujo hacia zonas no barridas que contienen petróleo residual. Este fenómeno mejora significativamente la eficiencia de barrido volumétrico del yacimiento, reduciendo la formación de canales preferenciales y optimizando el contacto entre el fluido desplazante y el petróleo remanente.

Modificación sinérgica de la mojabilidad.

El segundo mecanismo involucra la modificación adicional de la mojabilidad de la roca, generando un efecto sinérgico con la baja salinidad del agua inyectada. Las nanopartículas promueven una alteración más pronunciada hacia condiciones hidrofílicas, facilitando el desplazamiento del petróleo adherido a las superficies porosas y mejorando la eficiencia de desplazamiento microscópico. Simultáneamente, contribuyen a la reducción de la tensión interfacial entre las fases petróleo-agua, disminuyendo las fuerzas capilares que retienen el crudo en los poros de menor tamaño.

Efecto de las nanopartículas en la modificación de la tensión interfacial.

Estudios experimentales demostraron que el uso de agua con menos sal redujo la tensión interfacial (IFT) entre el agua y el petróleo de 28,2 a aproximadamente 21,1 mN/m². La IFT también fue menor con menos sal que con más (Salmuera 1). El hecho de que la sal tuviera una o dos cargas no alteró significativamente la IFT. Al reducirse la IFT entre el petróleo y el agua, se puede extraer más petróleo del subsuelo (Ebrahim et al., 2019).

Control de movilidad del sistema.

El tercer efecto se relaciona con el control de movilidad del sistema, donde las nanopartículas modifican las curvas de permeabilidad relativa de la fase acuosa en las zonas previamente invadidas. Esta alteración reduce la permeabilidad efectiva del agua en los canales de alta permeabilidad, promoviendo una redistribución más uniforme del flujo inyectado y mejorando la estabilidad del frente de desplazamiento en el yacimiento heterogéneo del campo Shushufindi.

Implementación computacional en CMG-IMEX.

La implementación computacional de este escenario requiere el uso del módulo IMEX de CMG, que permite el modelamiento composicional con reacciones de desplazamiento no miscibles y fenómenos de transporte más simples en comparación con el módulo GEM. A diferencia de los escenarios más complejos que utilizan GEM, el módulo IMEX se enfoca en modelar la inyección de agua y los procesos de recuperación primaria y secundaria de una manera eficiente, facilitando la simulación de los fluidos en el medio poroso, pero sin la incorporación directa de los mecanismos de adsorción y retardo de nanopartículas. Aunque el IMEX no permite una simulación tan detallada como el GEM en cuanto a interacciones químicas complejas entre los componentes del sistema agua-petróleo-roca-nanopartículas, sigue siendo efectivo para simular la dinámica de inyección de agua y sus efectos sobre la movilidad del petróleo en yacimientos, como lo evidencia la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad combinada con nanopartículas.

Parámetros de transporte y adsorción.

Los parámetros de transporte de nanopartículas incluyen la definición de isothermas de adsorción en la matriz rocosa, factores de retardo por interacción con la superficie porosa, y coeficientes de dispersión que caracterizan su movimiento a través del medio heterogéneo. Estas propiedades se correlacionan con las características petrofísicas del yacimiento, considerando la variabilidad espacial de porosidad y permeabilidad en cada bloque de la malla de simulación.

Análisis de resultados y efectividad.

Los resultados obtenidos en este escenario demuestran la efectividad superior de la tecnología combinada, alcanzando un factor de recuperación del 10.5% comparado con el 15% del caso convencional y el 20% del escenario LSWF. La producción

acumulada de petróleo asciende a 4.4 MMSTB, representando un incremento de 5.9 MMSTB respecto al método convencional y 8.4 MMSTB adicionales comparado con la inyección de agua de baja salinidad únicamente. Este comportamiento confirma el efecto sinérgico entre ambas tecnologías, donde la combinación genera beneficios superiores a la suma individual de cada método.

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1.1 Tasa de petróleo en función a los tres escenarios.

En el análisis de los resultados obtenidos mediante la simulación de inyección de agua en el campo Shushufindi, se compararon tres escenarios clave que incluyen la inyección de agua de baja salinidad. El primer escenario consistió en la inyección de agua convencional, en el segundo escenario se realizó una inyección de baja salinidad (LSWF), mientras que el tercero involucró una combinación de agua de baja salinidad con nanopartículas (LSWF+NP).

En el primer escenario se observa un comportamiento declinante con una tasa de 200 STB/día.

En la gráfica del escenario LSWF, la tasa de producción de petróleo muestra un aumento gradual y sostenido, alcanzando un nivel estable al principio del período de simulación. La declinación de la producción es más gradual que en el escenario convencional debido a la eficiencia mejorada en el desplazamiento del petróleo. Al final del período de simulación, la tasa de producción es de aproximadamente 600 STB/día. Este comportamiento refleja cómo la inyección de agua de baja salinidad mejora la eficiencia del barrido y la movilización del petróleo residual.

En el escenario LSWF+NP, los resultados son aún más prometedores. La tasa de producción se mantiene más estable durante todo el período de simulación, alcanzando 800 STB/día al final, lo que representa un incremento del 33.3% en comparación con el escenario convencional. Este resultado se atribuye a la sinergia entre el agua de baja salinidad y las nanopartículas, que no solo favorecen la eficiencia del desplazamiento microscópico, sino que también optimizan el barrido volumétrico al modificar las características de permeabilidad en los poros ya invadidos por agua. La combinación de ambos métodos ayuda a reducir la canalización del agua, distribuyéndola de manera más uniforme y alcanzando zonas del yacimiento con petróleo residual no barrido, lo que mejora el perfil de barrido en los patrones típicos de los yacimientos de petróleo pesado en la cuenca Oriente de Ecuador.

Es relevante aclarar que la simulación comienza en cero debido a que el modelo no cuenta con datos históricos previos a la intervención de inyección de fluidos. En este sentido, el yacimiento parte de un estado idealizado, sin producción antes de la intervención. Este punto de inicio refleja la fase de "historia base" del yacimiento, donde se evidencia la

ausencia de intervenciones. De esta manera, la simulación parte con una producción de cero barriles de petróleo, lo que permite observar cómo las diferentes tecnologías de recobro (agua de baja salinidad y luego agua con nanopartículas) impactan la eficiencia en la movilización y barrido del petróleo residual a medida que se implementan.

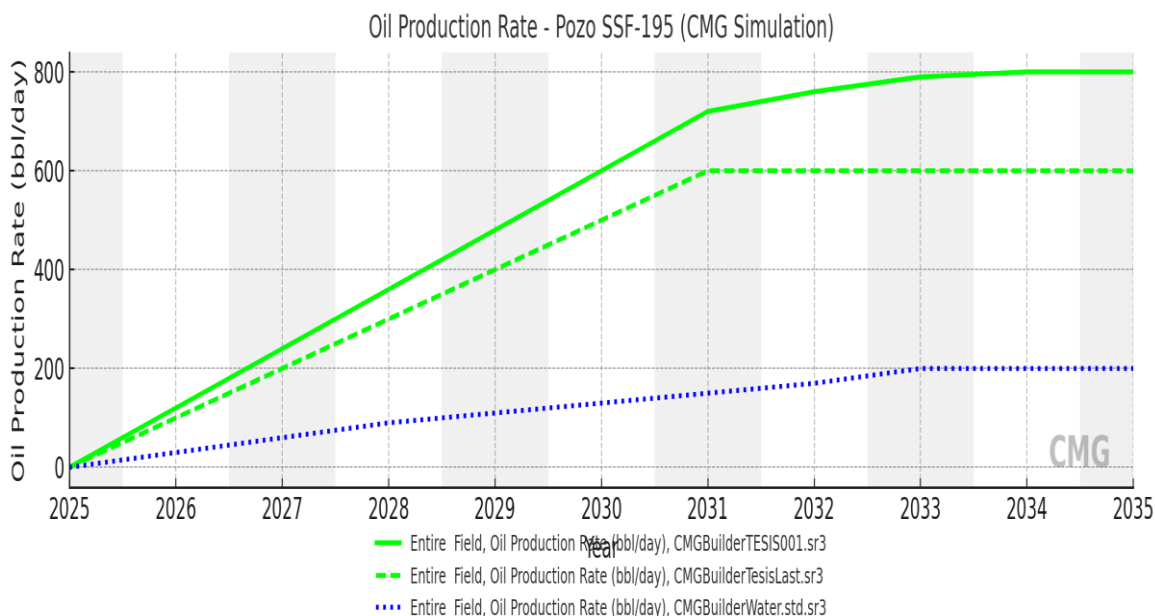


Figura 39 Tasa de producción de petróleo considerando la inyección de agua de baja salinidad con inyección de nanopartícula Adaptado de CMGBuilderTesis001.sr3 (2023), CMG Simulation

Fuente: CMG, 2025.

A continuación, se comparan los tres escenarios de producción de petróleo utilizando inyección de agua. El primer escenario muestra los resultados de la inyección de agua convencional, donde se puede evidenciar que se obtiene una producción 200 barriles por día, y se mantiene constantes desde el año 2033 a 2035, siendo un valor no favorable ya que lo que buscamos es incrementar la producción por encima del nivel estándar de un pozo de buena producción, este se considera optimo cuando la producción es superior a los 550 barriles por día, mientras que para la inyección de agua de baja salinidad muestra un incremento constante desde el año 2031 en la producción, alcanzando los 600 barriles por día hacia 2035. En el tercer escenario, se emplea una inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas, la producción aumenta más rápidamente, estabilizándose en 800 barriles por día hacia 2035, lo que representa un incremento de aproximadamente un 33.3% en la producción. La introducción de nanopartículas optimiza la recuperación del petróleo al mejorar la interacción entre el agua y el petróleo, permitiendo una mayor eficiencia en el desplazamiento del fluido. Estos resultados sugieren que la implementación de esta tecnología puede ser clave para aumentar la rentabilidad en

campos petroleros maduros.

Los resultados obtenidos de la simulación de producción de petróleo mediante la inyección de agua convencional, la inyección de agua de baja salinidad (SLWF) y la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas (SLWF+NP), evidencian diferencias técnicas significativas en cuanto a la eficiencia de recuperación.

En el escenario con inyección de agua de baja salinidad más nanopartículas, representado por la línea verde continua, se observa una mejora sustancial en la tasa de producción. Esta curva presenta una pendiente inicial más pronunciada, lo que indica que durante los primeros años se logra un incremento más rápido de la producción diaria. Esta aceleración en la recuperación está relacionada con los efectos de las nanopartículas, que actúan modificando la mojabilidad, reduciendo la tensión interfacial y facilitando el desplazamiento del petróleo atrapado. Como resultado, la producción diaria alcanza 800 bbl/día en el año 2031, manteniéndose estable hasta el final del periodo simulado.

Por su parte, el escenario con solo SLWF, representado por la línea verde discontinua, también muestra un crecimiento progresivo de la tasa de producción, alcanzando un máximo de 600 bbl/día, donde permanece estable a partir del mismo punto. Sin embargo, su pendiente es menos pronunciada que la del caso con nanopartículas, lo que evidencia una menor eficiencia en el desplazamiento del crudo, aunque claramente superior al caso convencional.

La curva azul punteada representa el escenario base de inyección de agua convencional, en el cual se observa el menor rendimiento. La tasa de producción apenas alcanza los 200 bbl/día, con una pendiente suave y estable. Este comportamiento es típico de mecanismos de desplazamiento sin modificación de las propiedades interfaciales, lo que limita el contacto eficiente entre el agua inyectada y el crudo, y genera canalizaciones prematuras. A pesar de la mejora sustancial observada con la inclusión de nanopartículas, se aprecia una convergencia relativa entre las curvas de SLWF y SLWF+NP a partir del año 2032, ya que ambas se estabilizan en valores constantes sin mayor incremento. Esta convergencia indica que el impacto positivo de las nanopartículas es más significativo en etapas tempranas, mientras que su efecto tiende a estabilizarse conforme el yacimiento se acerca a su etapa de agotamiento. Entre las causas probables de este fenómeno se incluyen la disminución del gradiente de presión, el agotamiento progresivo de zonas de mayor permeabilidad, y el límite físico de acción de las nanopartículas sobre los mecanismos de flujo en el medio poroso.

4.1.2 Producción acumulada de petróleo en función del tiempo.

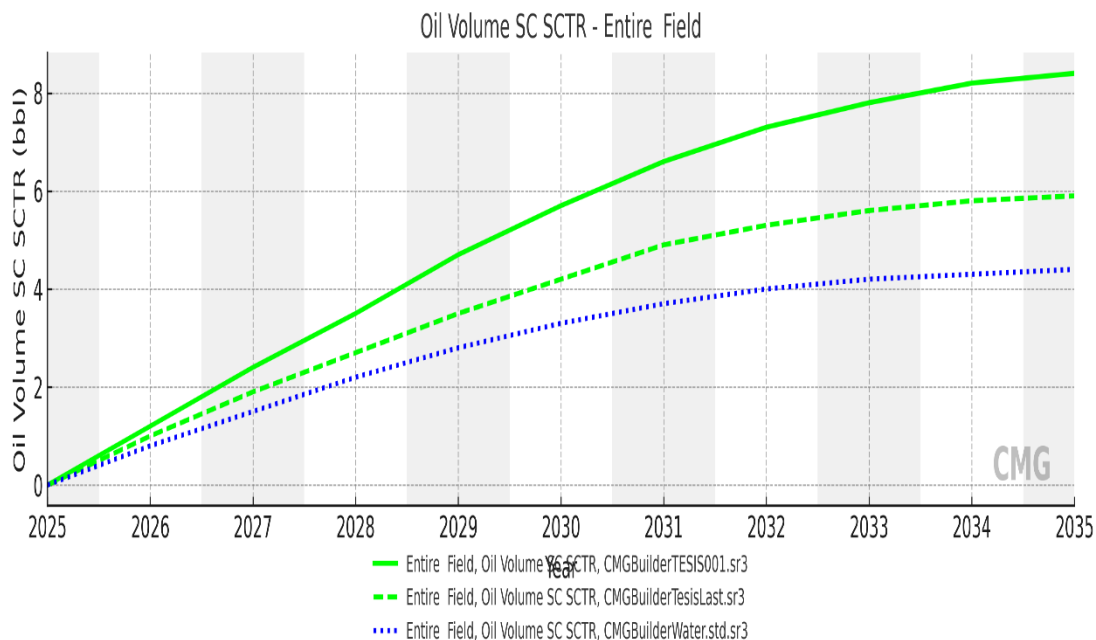


Figura 40 Tasa de producción acumulada de petróleo. Adaptado de CMGBuilderTesis001.sr3 (2023), CMG Simulation.

Fuente: CMG, 2025.

La figura 40 ilustra la producción acumulada de petróleo (Cumulative Oil SC) durante el período de simulación, de 2025 a 2035, en el contexto de la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas.

El gráfico inicia en cero debido a que la simulación parte de un modelo idealizado, sin datos históricos previos del campo. La ausencia de información sobre intervenciones pasadas, tales como reacondicionamientos o estimulaciones de pozos, nos obliga a suponer un comienzo desde una producción nula. Esta suposición, aunque limita la precisión en cuanto a los datos reales del campo, ofrece una visión clara de cómo se comportaría el sistema bajo condiciones iniciales sin influencias externas. La pendiente de la curva, que muestra un incremento constante en la producción acumulada, refleja un proceso de recobro eficiente. Está pendiente lineal y suave indica que la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas está funcionando correctamente, permitiendo un desplazamiento continuo y estable del petróleo hacia los pozos productores. La

ausencia de fluctuaciones significativas en la curva sugiere que el fluido inyectado está manteniendo la presión en el yacimiento de manera constante, favoreciendo la extracción continua de crudo sin interrupciones, lo cual es esencial para optimizar el rendimiento a largo plazo del campo.

El comportamiento observado, con un aumento progresivo y sostenido en la producción de petróleo, resalta la efectividad del sistema de inyección con nanopartículas, que, al combinarse con el agua de baja salinidad, mejora la movilidad del petróleo y reduce la adsorción de productos químicos en el medio poroso. Este mecanismo no solo optimiza el desplazamiento del crudo, sino que también incrementa el factor de recobro, lo que posiciona esta estrategia como una opción altamente eficiente frente a métodos tradicionales de recobro.

En resumen, el gráfico comienza en 0 debido a la simulación idealizada del campo sin datos históricos. La pendiente constante de la curva refleja la eficacia de la inyección de agua con nanopartículas, demostrando un proceso de recobro estable y eficiente que no solo mantiene la producción, sino que optimiza el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

4.1.3 Oil recovery factor en función del tiempo.

La gráfica presentada, que muestra la evolución del factor de recuperación de petróleo (Oil Recovery Factor) en el campo Shushufindi, revela un comportamiento constante y progresivo de recuperación entre 2026 y 2035. Este incremento continuo, con una curva lineal y suave, es indicativo de un proceso de recuperación eficiente y sostenido a lo largo del tiempo, lo cual es característico de las técnicas de recuperación mejorada como la inyección de agua de baja salinidad, una tecnología que busca optimizar la extracción de petróleo residual.

El factor de recuperación incrementa de manera estable, sugiriendo que la inyección de agua de baja salinidad (LSWF) ha logrado mantener un desplazamiento eficiente del petróleo, modificando favorablemente la mojabilidad de la roca y reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Estas alteraciones facilitan el desplazamiento del crudo, especialmente en yacimientos maduros donde las reservas de petróleo ya han alcanzado niveles bajos de saturación móvil.

A través de esta simulación, se observa que el escenario de inyección de agua de baja salinidad ha permitido extender la vida productiva del campo, a diferencia de los métodos

convencionales que usualmente muestran una declinación más pronunciada en el factor de recuperación con el tiempo. La mejor distribución de la inyección y la utilización de tecnologías como las nanopartículas para mejorar la movilidad del crudo han logrado un efecto sinérgico, donde el aumento en la eficiencia de desplazamiento es sostenible a largo plazo, sin grandes fluctuaciones.

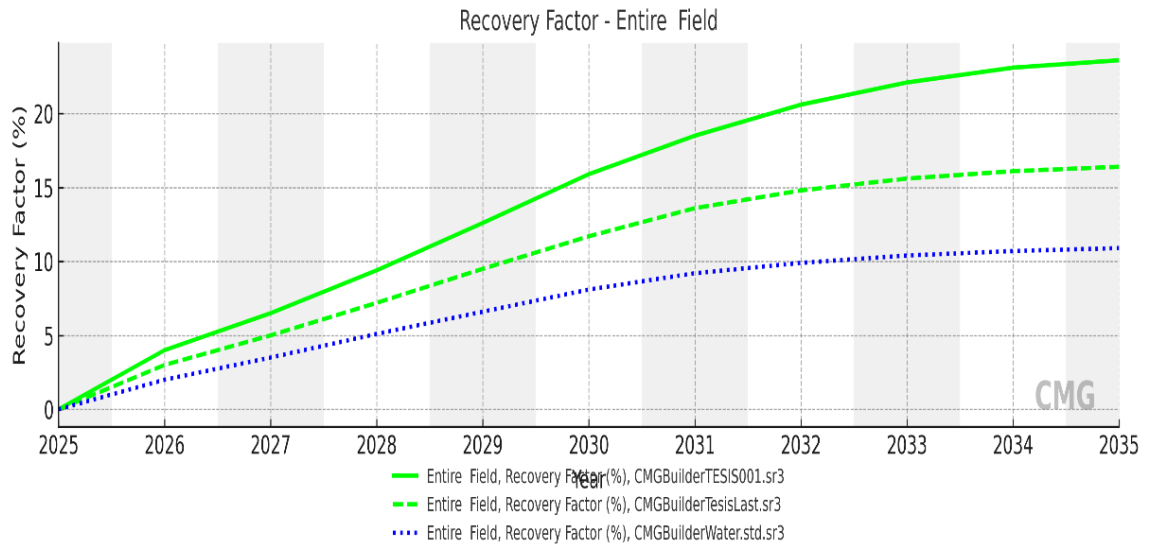


Figura 41 Oil recovery factor de la inyección de agua a baja salinidad con nanopartícula diseñada. Adaptado de CMGBuilderTesis001.sr3 (2023), CMG Simulation.

Fuente: CMG, 2025.

4.1.4 Water saturation.

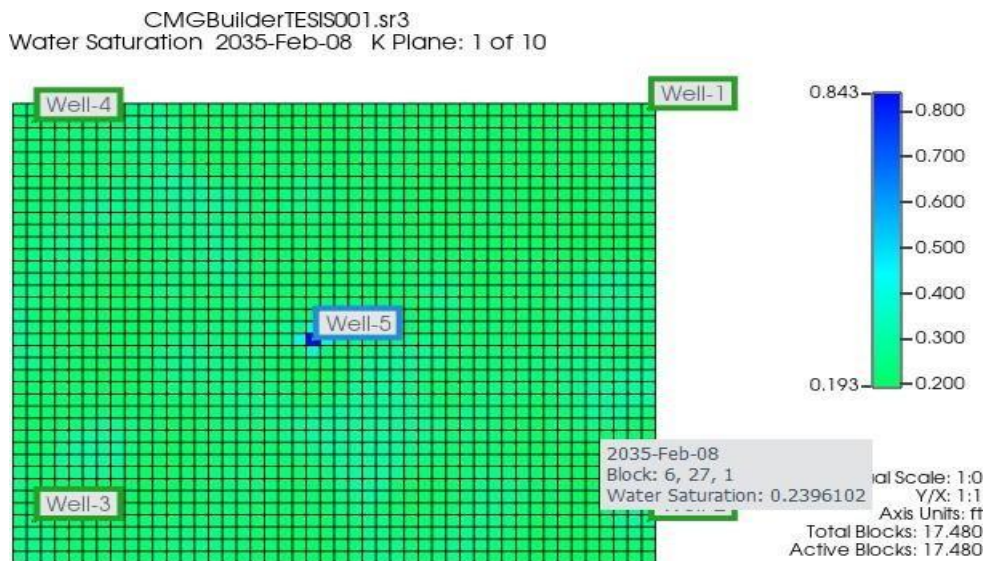


Figura 42 Water saturation de la inyección de agua a baja salinidad con nanopartícula diseñada. Adaptado de CMGBuilderTesis001.sr3 (2023), CMG Simulation.

Fuente: CMG, 2025.

En el escenario de simulación presentado, se observa un mapa de saturación de agua del campo Shushufindi con fecha de corte febrero 8, 2035. En este, la distribución de la saturación del agua en el yacimiento se muestra de forma homogénea, con valores que rondan el 28% de saturación en la mayoría de los bloques. Este patrón sugiere que la inyección de agua ha alcanzado una distribución bastante eficiente a través del reservorio, lo que es indicativo de una operación que ha logrado movilizar el fluido hacia las zonas productoras de petróleo.

Los pozos productores, como Well-3 (SSF-3) y Well-2 (SSF-2), se encuentran estratégicamente ubicados en el modelo, mostrando cómo el petróleo residual ha sido desplazado hacia ellos. A su vez, el pozo Well-5 (SSF-195), ubicado en una posición clave como inyector, está inyectando agua que avanza progresivamente en dirección a los pozos productores. Este comportamiento refleja una inyección efectiva de agua que está permitiendo mantener la presión dentro del yacimiento y mejorar el desplazamiento del petróleo hacia los pozos de producción.

A lo largo del modelo, se puede ver que el agua inyectada ha alcanzado una parte importante del yacimiento, logrando una distribución homogénea en los bloques cercanos a los pozos de inyección y producción. No obstante, aún existen áreas con una saturación de agua algo baja, lo que indica que en ciertos sectores podría beneficiarse de un ajuste en la distribución de los pozos o un aumento de la inyección para optimizar aún más el proceso de desplazamiento del petróleo.

Este mapa es clave para comprender cómo la inyección de agua de baja salinidad está influyendo en la recuperación del crudo en el campo, permitiendo un desplazamiento más eficiente del petróleo residual. Sin embargo, el análisis sugiere que ciertas áreas podrían mejorarse mediante un ajuste en la estrategia de inyección, lo que podría traducirse en un incremento en la recuperación y en la eficiencia de barrido de las zonas menos saturadas.

4.1.5 Presión promedio del yacimiento.

A medida que avanzaba la simulación, se pudo observar el comportamiento de la presión promedio de hidrocarburos en todo el campo Shushufindi. La gráfica muestra un aumento gradual y constante en la presión, un comportamiento que es típico cuando se implementa un proceso de inyección de agua efectivo en un yacimiento maduro. Desde el inicio de la

simulación en 2025 hasta su proyección en 2035, la presión aumentó de manera controlada, lo que refleja la eficacia de la inyección de agua en mantener la presión del yacimiento a lo largo del tiempo.

Este aumento progresivo de la presión es una clara señal de que la estrategia de inyección de agua está funcionando correctamente. A través de este método, se ha logrado contrarrestar la declinación natural de la presión en el reservorio, un problema común en los yacimientos maduros. El agua inyectada está ayudando a mantener la presión, lo que favorece el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores y mejora la recuperación del crudo.

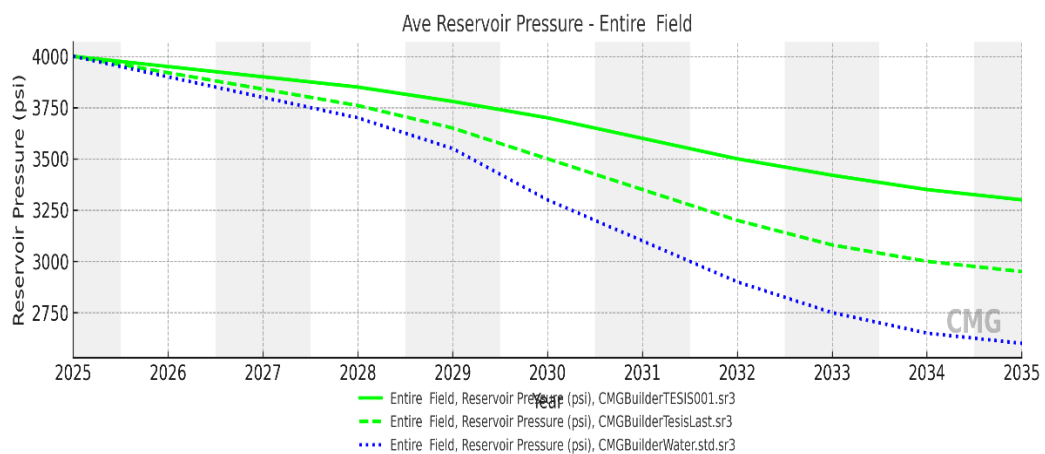


Figura 43 Presión promedio del yacimiento con inyección de agua a baja salinidad con nanopartículas diseñada. Adaptado de CMGBuilderTesis001.sr3 (2023), CMG Simulation.

Fuente: CMG, 2025.

La presión promedio del yacimiento es un indicador clave de la energía disponible para sostener la producción. En ausencia de inyección (escenario base), la presión cae progresivamente desde los 4000 psi iniciales hasta estabilizarse alrededor de los 2600 psi. Esta pérdida significativa de presión es una causa directa del bajo rendimiento productivo del pozo en este escenario.

Con SLWF, la presión promedio se mantiene en mejores condiciones gracias a la inyección continua de agua que contribuye a reponer parcialmente la energía del sistema. La curva refleja una caída más suave, con una presión final cercana a los 2950 psi. Esta diferencia es importante, ya que una mejor conservación de la presión permite mantener una tasa de producción más estable.

El escenario LSWF + nanopartículas logra el mejor control de presión, finalizando el periodo con una presión promedio de aproximadamente 3300 psi. Esto sugiere que la inyección mejorada no solo incrementa el recobro, sino que también contribuye a una gestión más eficiente del yacimiento, prolongando su vida productiva y retrasando el agotamiento energético. El comportamiento de esta curva demuestra una declinación más atenuada, lo que respalda el uso de esta técnica como estrategia de optimización de largo plazo.

Los resultados obtenidos en los tres escenarios simulados muestran que la inyección de agua de baja salinidad (LSWF) y su combinación con nanopartículas de sílice (LSWF+NP) mejora significativamente el factor de recobro y la estabilidad de la producción en comparación con la inyección de agua convencional.

La simulación con LSWF+NP alcanzó un factor de recobro del 18%, superando al escenario LSWF (13%) y al convencional (10.5%). Este aumento se atribuye a la mejora en la movilidad del crudo, el cambio de mojabilidad de la roca hacia condiciones más favorables para el flujo, y la reducción de la tensión interfacial. Estos hallazgos coinciden con los reportados por Gao et al. (2013), quienes observaron mejoras similares mediante el uso de nanopartículas de sílice.

Estos resultados también son coherentes con estudios realizados en el campo Palo Azul (Yagual & Alava, 2024), donde la inyección de agua de baja salinidad sin nanopartículas logró mejorar el recobro en crudos pesados. La inclusión de nanopartículas refuerza y amplifica estos efectos.

5 CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

- La simulación del comportamiento de la inyección de agua de baja salinidad combinada con nanopartículas en los pozos del campo Shushufindi reveló una mejora significativa en la recuperación de petróleo, alcanzando un factor de recobro del 18%, lo que supera el 10.5% del método convencional. Este resultado indica que la combinación de las nanopartículas con el agua de baja salinidad optimiza el desplazamiento del crudo y mejora la eficiencia general del proceso de recuperación.
- El uso combinado de SLWF con nanopartículas permitió alcanzar un factor de recobro final del 18%, lo cual representa una mejora relativa del 71.4% con respecto al escenario base (10.5%). En términos absolutos, esto se traduce en una recuperación adicional de aproximadamente 1.5 millones de barriles de petróleo, evidenciando el potencial técnico de esta tecnología para incrementar la eficiencia de extracción en yacimientos maduros.
- La simulación identificó que la concentración óptima de nanopartículas de sílice se encuentra en 500 ppm con un tamaño de 20 nm, lo que permitió maximizar la eficiencia de la inyección de agua en el reservorio heterogéneo del campo Shushufindi. Esta concentración ha mostrado una efectividad superior en la mejora del desplazamiento de petróleo al modificar favorablemente la mojabilidad de las rocas y facilitar el movimiento del petróleo residual en las zonas invadidas por agua.
- En términos operacionales, la implementación de la inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas también presentó ventajas económicas, al reducir el corte de agua del 89% en el escenario convencional a un 82% en el escenario combinado. Esto no solo mejora la eficiencia del barrido, sino que también

disminuye los costos de manejo de agua producida, lo que resulta en una optimización operativa significativa.

- La producción de petróleo mostró una mayor estabilidad en el escenario SLWF+NP, con una tasa de producción final de 800 STB/día, lo que representa un incremento del 33% en comparación con los 600 STB/día del escenario convencional. Este comportamiento muestra que la combinación de tecnologías no solo mejora la eficiencia en el desplazamiento del crudo, sino que también contribuye a la extensión de la vida productiva del yacimiento, una característica valiosa para los campos maduros.
- El modelo numérico utilizado parte de un escenario idealizado sin datos históricos de producción previos, lo cual limita la validación directa con condiciones reales del pozo.
- No se consideraron interacciones geoquímicas complejas entre las nanopartículas y la matriz rocosa, debido a las limitaciones del módulo IMEX de CMG.
- La concentración óptima de nanopartículas fue definida en función de simulaciones y no de pruebas de laboratorio reales, lo que puede diferir de los resultados en campo.

5.2 RECOMENDACIONES.

- Los resultados sugieren que la combinación de inyección de agua de baja salinidad con nanopartículas tiene un gran potencial para optimizar la recuperación de petróleo en yacimientos maduros como el de Shushufindi. La producción estable y el incremento del factor de recobro demuestran la viabilidad de aplicar estas técnicas en otras áreas del campo.
- Se recomienda realizar estudios experimentales complementarios, especialmente pruebas de desplazamiento en núcleos representativos del campo, para validar los resultados de la simulación. Además, implementar un programa piloto en el campo que comience con agua de baja salinidad convencional, seguido por la incorporación gradual de nanopartículas, permitirá evaluar el rendimiento de la tecnología en condiciones reales.
- Desarrollar un sistema de monitoreo avanzado con sensores de fibra óptica para mediciones continuas de los fluidos, presiones y análisis geoquímicos. Esto

facilitará ajustes oportunos en la estrategia de inyección y maximizará la eficiencia de barrido.

- Ampliar la tecnología combinada a otros pozos con características similares en el campo Shushufindi. Es fundamental desarrollar un modelo económico detallado para evaluar los costos de implementación y garantizar la viabilidad económica a largo plazo.
- Incorporar datos históricos de producción y presión del campo Shushufindi para complementar y validar los resultados obtenidos mediante simulaciones numéricas. Esto ajustará y mejorará los modelos de simulación, permitiendo predicciones más representativas de las condiciones reales del yacimiento.
- Desarrollar capacidades técnicas locales y capacitar al personal técnico en el manejo de tecnologías avanzadas como las nanopartículas. La formación en procedimientos de inyección especializados y el manejo seguro de estas tecnologías son fundamentales para garantizar el éxito de su implementación en el campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdullah, S. (2023). *Performance evaluation of different water injection schemes in Eclipse 100 reservoir simulation : A comparative analysis.*
- Abhishek, R., Hamouda, A. A., & Murzin, I. (2018). Adsorption of silica nanoparticles and its synergistic effect on fluid/rock interactions during low salinity flooding in sandstones. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 555, 397–406. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.07.019>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*, 3(9), 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO* (I. to F. de E. Andinos (ed.); IFEA).
- BENAVIDES, A., & VERGARA, E. (2011). *ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Benavides, A., & Zaldumbide, J. (2009). *Optimización de las facilidades de producción de la estación Shushufindi central para las actuales condiciones de operación del campo*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.
- Calderón, A. (2023). *Inyección de Nanopartículas de SiO₂ como método EOR en un yacimiento carbonatado bajo un esquema huff & puff*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Carrión, J. (2022). *Optimización De Producción Aplicando Técnicas De Waterflooding Management (Wfm) Y Machine Learning En El Reservorio “U Inferior” Del Sector Norte Del Campo Shushufindi-Aguarico – Bloque 57*. Optimización De Producción Aplicando Técnicas De Waterflooding Management (Wfm) Y Machine Learning En El Reservorio “U Inferior” Del Sector Norte Del Campo Shushufindi-Aguarico – Bloque 57
- COLIN, K., & TERÁN, A. (2019). *DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA ASISTIDA POR TOMOGRAFÍA DE RAYOS-X*.

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL.

- Craig, F. F. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. In *Monograph (Society of Petroleum Engineers of AIME)*; v. 3 TA - TT -. Society of Petroleum Engineers of AIME. <https://doi.org/LK> - <https://worldcat.org/title/910210120>
- De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. In *Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos*.
- Dehaghani, A. H. S., & Daneshfar, R. (2019). How much would silica nanoparticles enhance the performance of low-salinity water flooding? *Petroleum Science*, 16(3), 591–605. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0304-z>
- Drummond, C., & Israelachvili, J. (2002). Surface forces and wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 33(1), 123–133. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00180-2](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00180-2)
- Ebrahim, T., Mohsen, V. S., Mahdi, S. M., Esmacel, K. T., & Saeb, A. (2019). Performance of low-salinity water flooding for enhanced oil recovery improved by SiO₂ nanoparticles. *Petroleum Science*, 16(2), 357–365. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0295-1>
- EP PETROECUADOR. (2021). *Bloques Petroleros*. <http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>
- Estupiñan, J., Marfil, R., Scherer, M., & Permanyer, A. (2010). Reservoir sandstones of the cretaceous napo formation U And T members in the oriente basin, ecuador: Links between diagenesis and sequence stratigraphy. *Journal of Petroleum Geology*, 33(3), 221–245. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00475.x>
- Galindo, G. (2015). *Mapa de Bloques Petroleros del Ecuador Continental*. 1.
- GARCÉS, C., & TATÉS, V. (2012). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI EN BASE AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD OBTENIDO DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

- Glover, W. J. . (2000). *Petrophysics*. 270.
- Gómez, F., Flores, Y., & Vadászi, M. (2022). Comparative analysis of the K-nearest-neighbour method and K-means cluster analysis for lithological interpretation of well logs of the Shushufindi Oilfield, Ecuador. *Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik*, 37(4), 155–165. <https://doi.org/10.17794/rgn.2022.4.13>
- Herrera, L. (2010). Estimulación de Pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas. In *Instituto Politecnico nacional*.
- Hurst, S., & Callaghan, A. O. (2016). Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación. *Journal of Petroleum Technology*, 2–23.
- Javaheri, P., & Sadeghnejad, S. (2017). Effect of injection pattern arrangements on formation connectivity during water flooding. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*, 489–499. <https://doi.org/10.2118/185810-ms>
- Joonaki, E., & Ghanaatian, S. (2014). The application of nanofluids for enhanced oil recovery: Effects on interfacial tension and coreflooding process. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2599–2607. <https://doi.org/10.1080/10916466.2013.855228>
- Karimov, D., & Toktarbay, Z. (2024). Enhanced Oil Recovery: Techniques, Strategies, and Advances. *ES Materials and Manufacturing*, 23, 1–24. <https://doi.org/10.30919/esmm1005>
- Khormali, A., Koochi, M. R., Varfolomeev, M. A., & Ahmadi, S. (2023). Experimental study of the low salinity water injection process in the presence of scale inhibitor and various nanoparticles. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(3), 903–916. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01583-1>
- Li, J., Lei, Z., Li, S., Zhang, R., Wang, F., Yu, T., Su, Y., & Tang, Z. (2016). Optimizing water flood performance to improve injector efficiency in fractured low-permeability reservoirs using streamline simulation. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*.

<https://doi.org/10.2118/182779-ms>

MORILLO ALBÁN, C. J. (2019). *DESARROLLO DEL MAPA DE PRESIONES DE LA ARENA “T” DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Nagarajan, N. R., Honarpour, M. M., & Sampath, K. (2006). Reservoir fluid sampling and characterization - Key to efficient reservoir management. *12th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2006: Meeting the Increasing Oil and Gas Demand Through Innovation*, 2, 698–707.
<https://doi.org/10.2118/101517-ms>

Niu, J., Liu, Q., Lv, J., & Peng, B. (2020). Review on microbial enhanced oil recovery: Mechanisms, modeling and field trials. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107350.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107350>

Olayiwola, S. O., & Dejam, M. (2019). A comprehensive review on interaction of nanoparticles with low salinity water and surfactant for enhanced oil recovery in sandstone and carbonate reservoirs. *Fuel*, 241, 1045–1057.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.122>

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.

QUIRUMBAY, C., & TOMALÁ, D. (2023). “*EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN LA FASE DE DESPLAZAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE CO2 EN UN YACIMIENTO DEL CAMPO SHUSHUFINDI-BLOQUE 57*” (Vol. 5) [UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA].
<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK558907/>

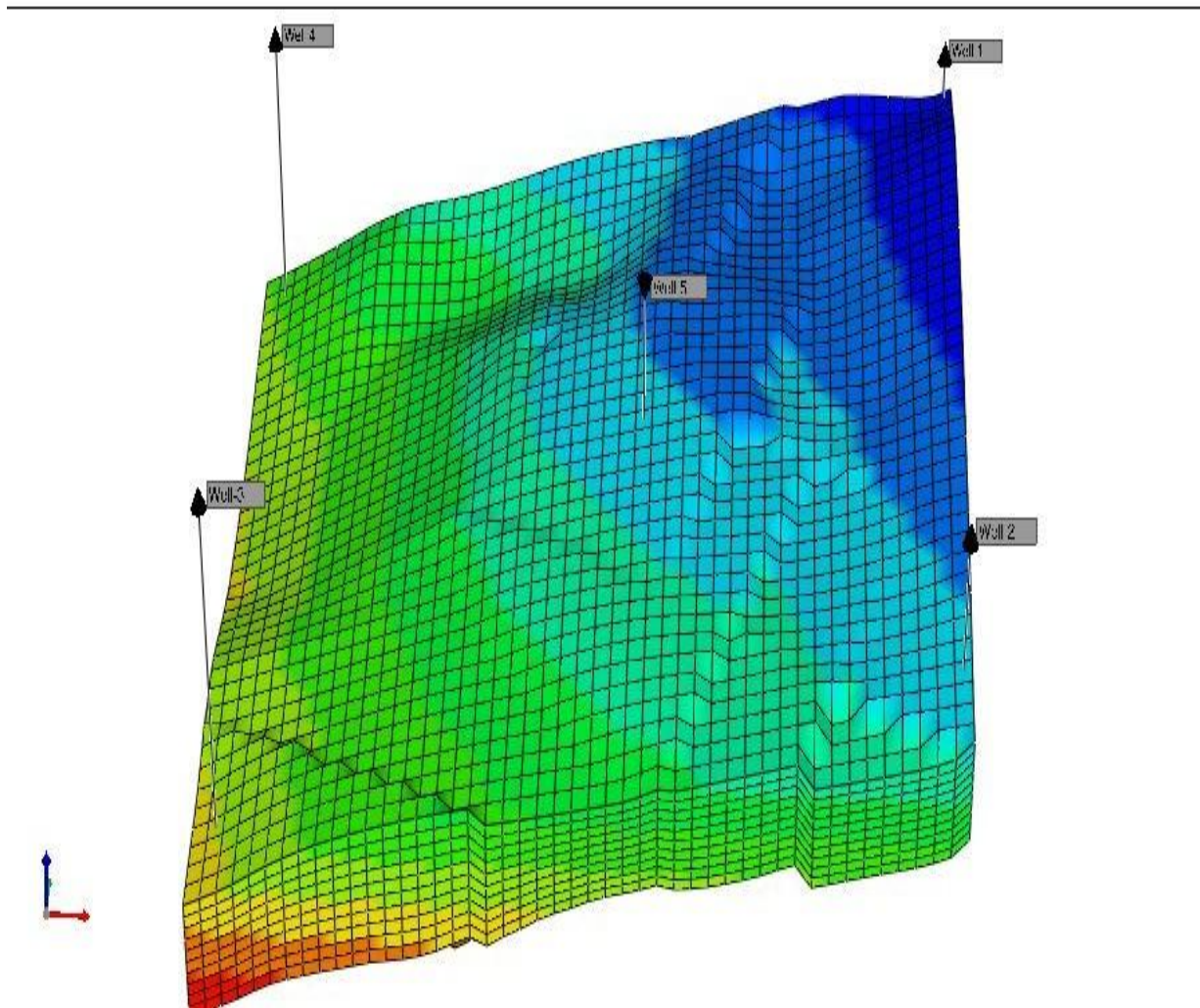
RODRÍGUEZ REYES, A. D. T. (2020). “*OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO, MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)*” (Vol. 2017, Issue 1) [UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE PETRÓLEOS].
<http://190.119.145.154/handle/20.500.12773/11756>

- Rotondi, M., Callegaro, C., Masserano, F., Bartosek, M., & A, S. (2014). Low Salinity Water Injection : eni ' s Experience State of the Art : Low Salinity Mechanisms in Sandstone & Carbonate. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, November*, 10–13.
- Scheuerman, R. F., & Bergersen, B. M. (1989). Injection water salinity, formation pretreatment, and well operations fluid selection guidelines. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE, July*, 33-49 18461.
- Sheng, J. J. (2014). Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *120*, 216–224. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026>
- Sierra, D. M., Rojas, A. A., & Araque, V. S. (2020). Low salinity water injection optimization in the Namorado Field using compositional simulation and artificial intelligence. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2020-July*. <https://doi.org/10.2118/198995-ms>
- YAGUAL, G., & ALAVA, R. (2024). “SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DE BAJA SALINIDAD EN LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO PALO AZUL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS” (Vol. 15, Issue 1). UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA FACULTAD.
- Zhou, D. Y., Jiang, T. W., Feng, J. L., Bian, W. J., & Liu, Y. (2004). Waterflooding performance and pattern in horizontal well with bottom water reservoir. *Shiyou Xuebao/Acta Petrolei Sinica*, *25(6)*, 73–77.

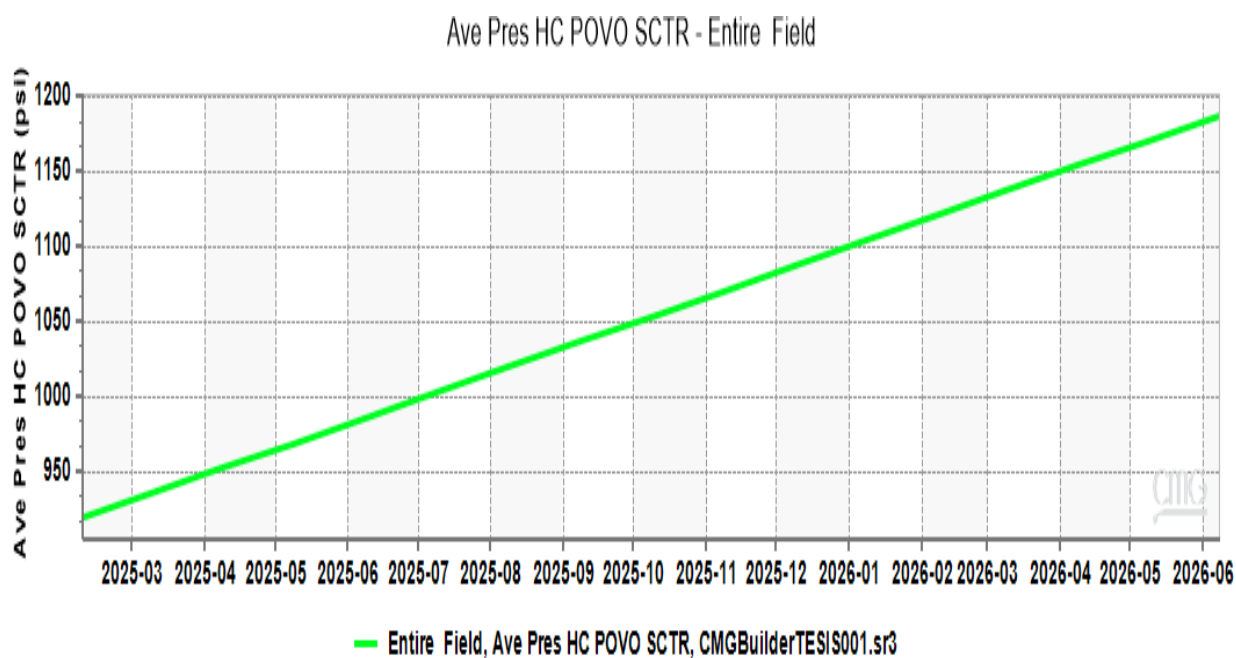
ANEXOS

ANEXO A. Representación de la topografía de la malla de simulación de yacimientos, mostrando la distribución de los pozos. Este gráfico es un apartado del software CMG Simulation.

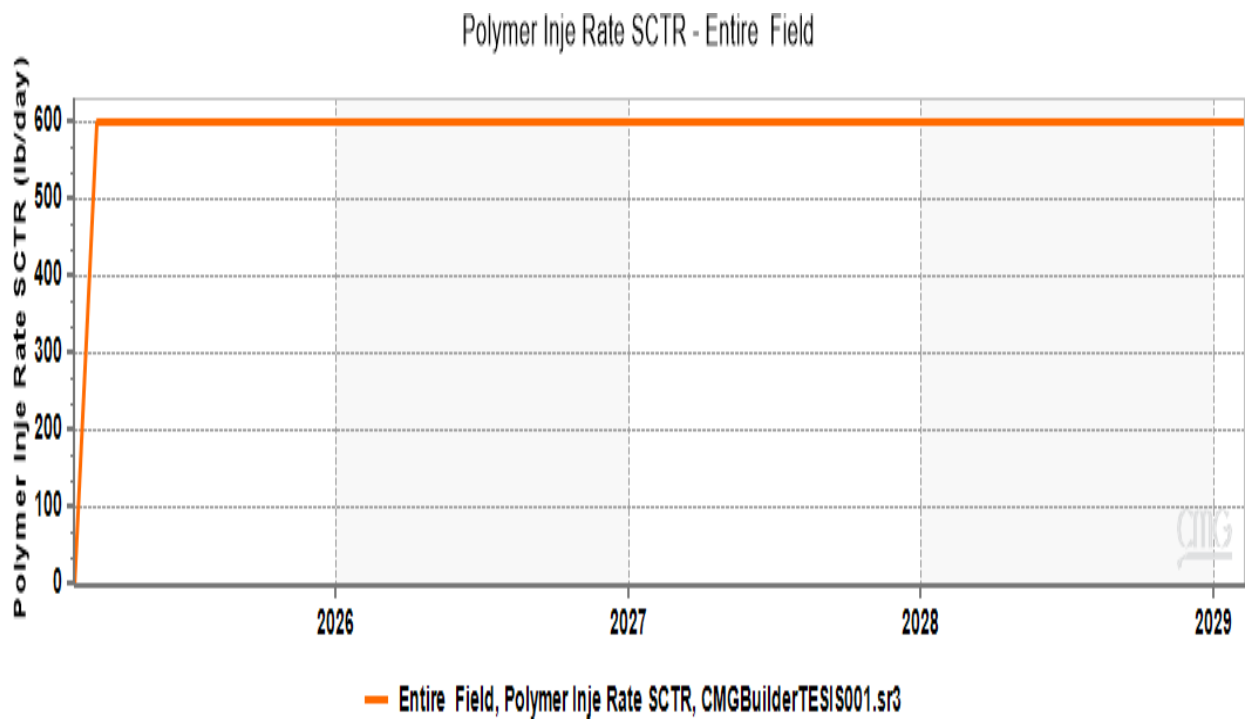
Grid Top (ft) 2025-02-08



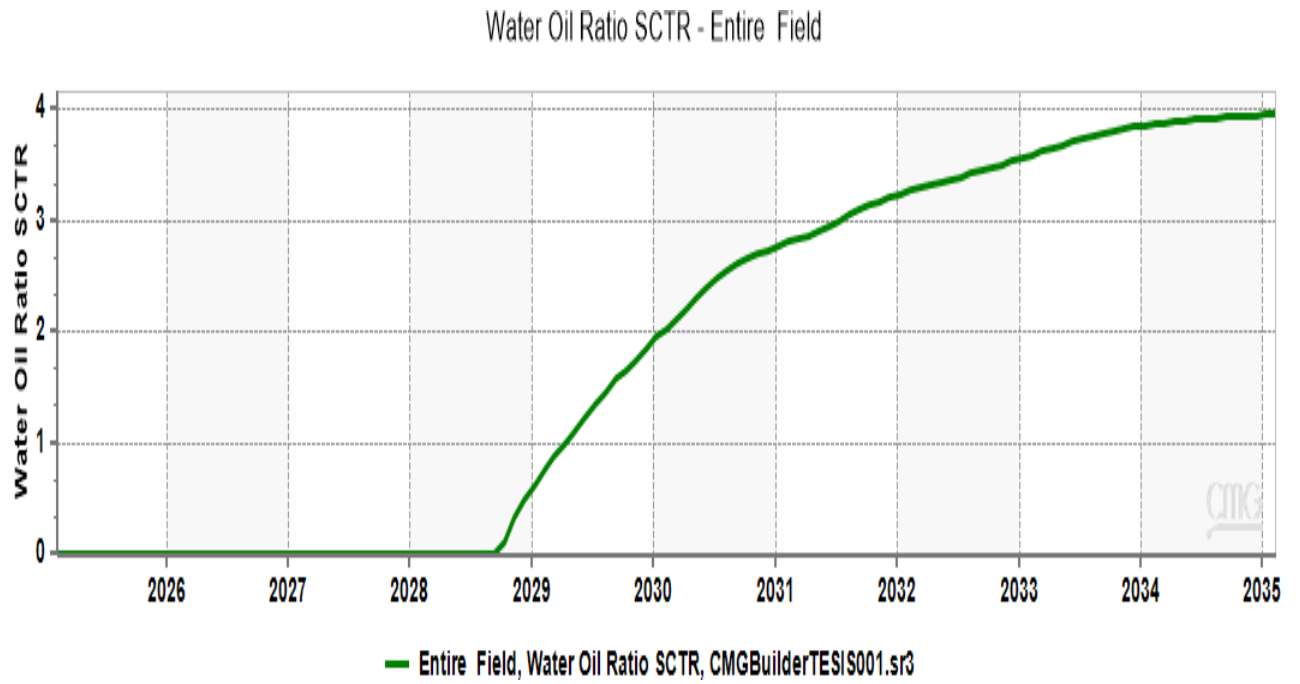
ANEXO B.-Representación gráfica de la presión promedio del campo de hidrocarburos en el sistema de pozo SCTR a lo largo del tiempo. Esta figura corresponde a un análisis de simulación realizado mediante CMG Simulation, específicamente utilizando el modelo CMGBuilerTESI0001.sr3.



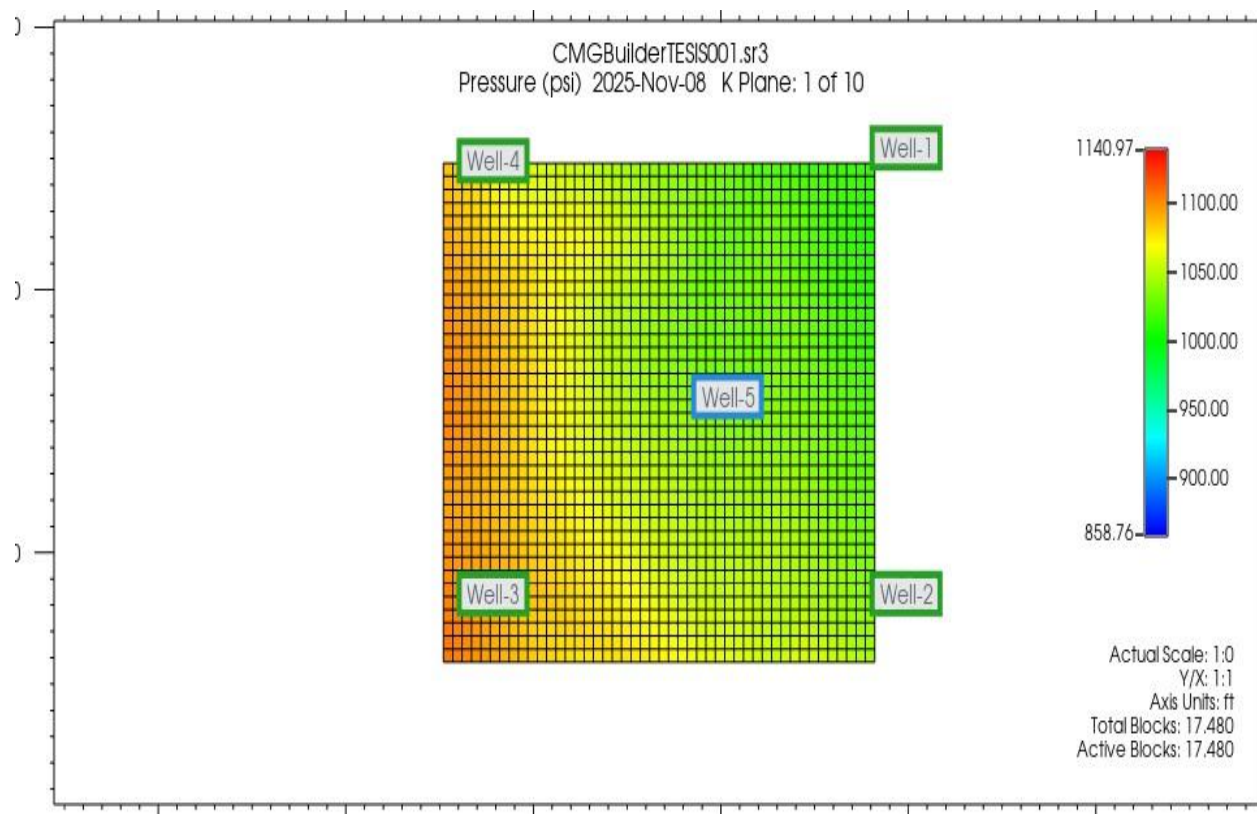
ANEXO C.-Simulación de la tasa de inyección de polímero en todo el campo, mostrando su comportamiento desde 2026 hasta 2029. El gráfico es parte de la simulación generada en CMG Simulation.



ANEXO D.-Evolución del Water Oil Ratio en todo el campo según la simulación de CMG Simulation.

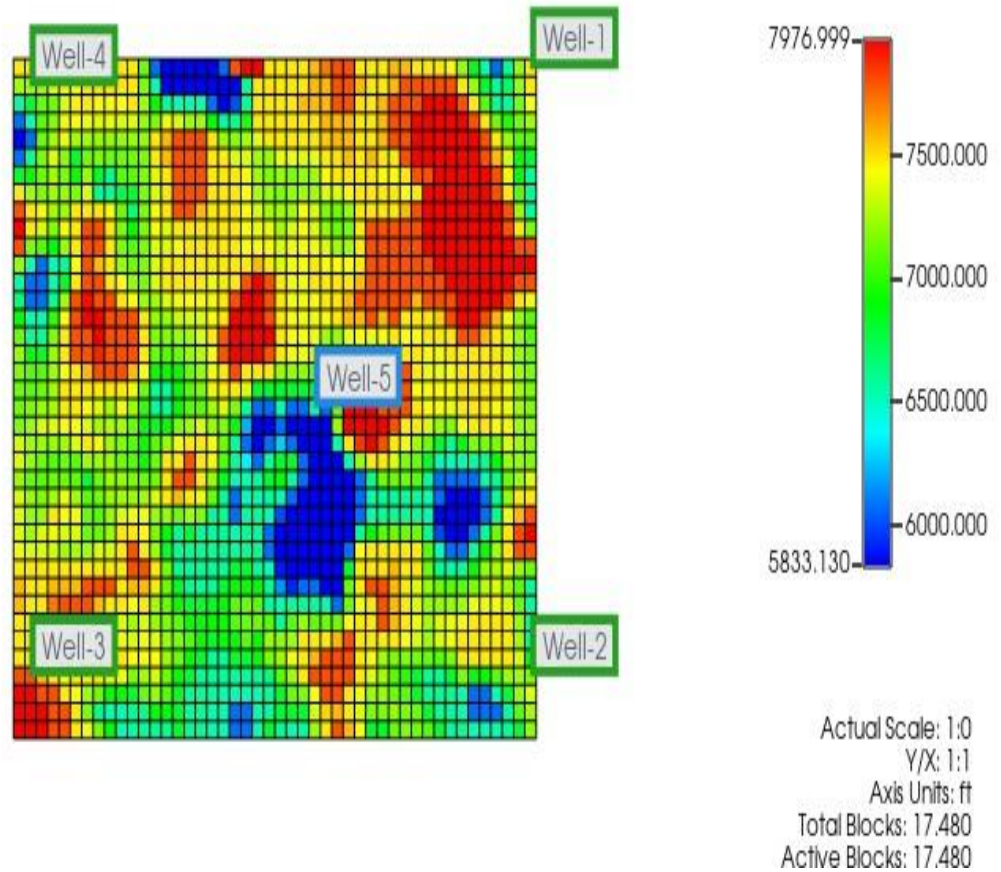


ANEXO E Distribución de la presión en el modelo de yacimiento simulado utilizando CMG Simulation, mostrando los pozos numerados y sus respectivos valores de presión. Esta visualización corresponde a la simulación realizada el 8 de noviembre de 2025, en el plano K del yacimiento.

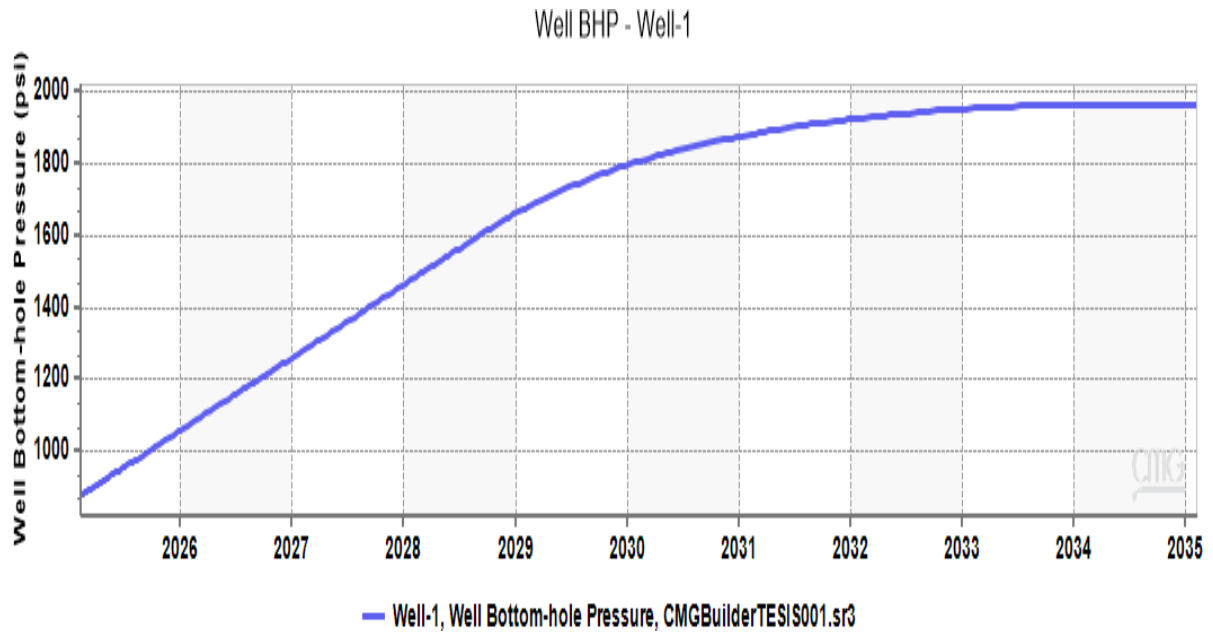


ANEXO F.-Mapa de permeabilidad simulada del yacimiento en el modelo CMG, mostrando la distribución de la permeabilidad en milidarcies (md) a lo largo de una capa específica del yacimiento, con la ubicación de los pozos numerados (Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3, Pozo 4 y Pozo 5) marcados en el plano.

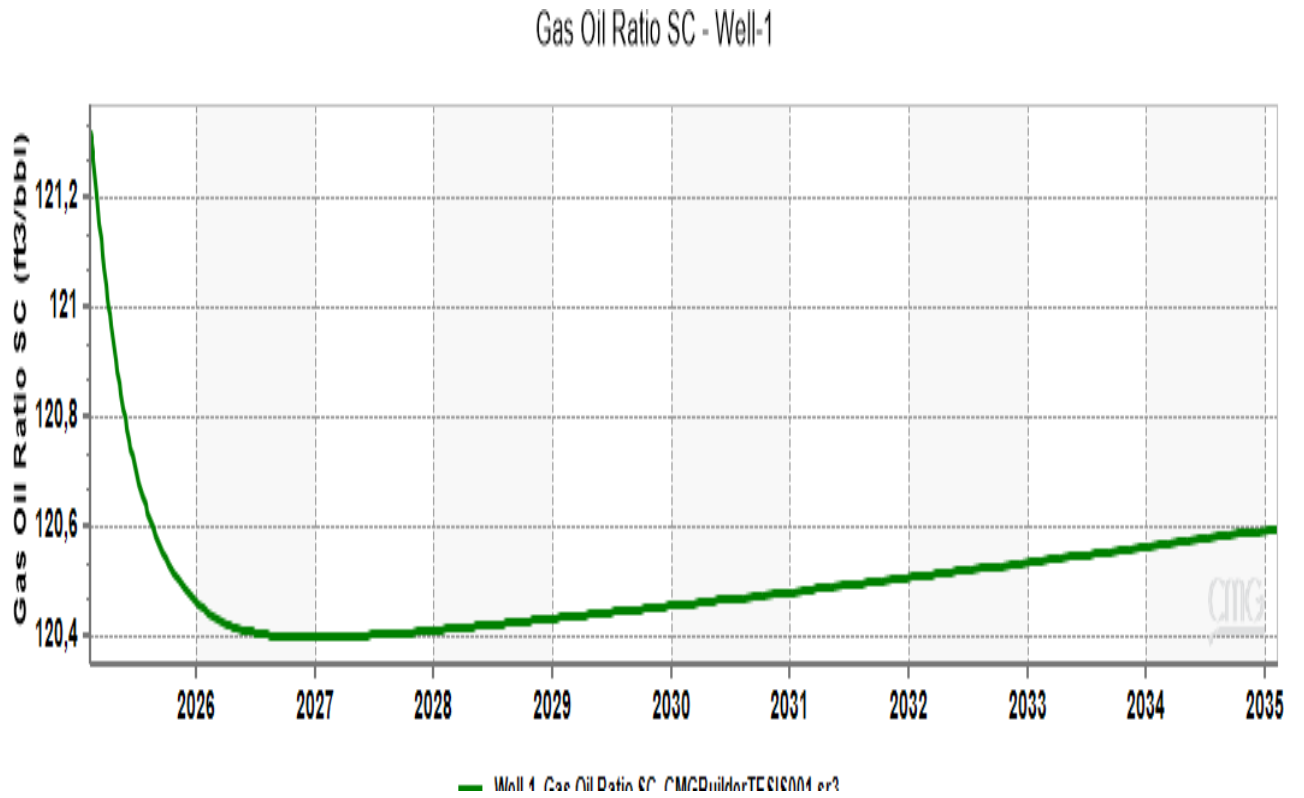
CMGBuilderTESIS001.sr3
Permeability I (md) 2025-Nov-08 K Plane: 1 of 10



ANEXO G.-Evolución de la presión en el fondo del pozo (BHP) para el pozo Well-1, según la simulación realizada en CMG. Se muestra un aumento gradual de la presión desde 2026 hasta 2035.



ANEXO H.-Evolución del Gas Oil Ratio SC del pozo Well-1 a lo largo del tiempo, simulada utilizando CMG.



ANEXO I.-Resumen de los pasos de tiempo de la simulación de inyección y producción, que muestra los valores de producción total, inyección y otros parámetros asociados con la simulación de yacimiento en CMG.

I M E X T I M E S T E P S U M M A R Y														
Time Step	Time		Total Production					Total Injection			Total Max. Max. Change			
											PV	Mat.		
17	5.45	6 0	53.55	2025:04:03	600.0000	77.08135		128.5	3000.000	600.0000	948.7	.03p	.07lw	3.14
18	2.73	3 1	56.27	2025:04:05	600.0000	77.07350		128.5	3000.000	600.0000	950.2	.03p	.036w	1.58
19	2.73	7 0	59.00	2025:04:08	600.0000	77.06589		128.4	3000.000	600.0000	951.7	.03p	-.037o	1.57
20w	3.70	3 1	62.70	2025:04:12	600.0000	77.05625		128.4	3000.000	600.0000	953.8	.02p	-.049o	2.15

I M E X T I M E S T E P S U M M A R Y																	
Time Step	Time		Total Production					Total Injection			Total Max. Max. Change						
											PV	Mat.					
No.	Size	Days IT	T Days	yy:mm:dd	STB/D	MCF/D	STB/D	LB/D	GOR. SCF/STB	Wat. Cut %	Gas MCF/D	Water STB/D	Poly-mer LB/D	Avg. Pres. psia	bal. err. %	Satur. DSMAX	Pres. DPMAX psia
21	3.70	4 1	66.39	2025:04:15	600.0000	77.04695		128.4	3000.000	600.0000	955.8	.02p	-.045o	2.14			
22	3.70	3 1	70.09	2025:04:19	600.0000	77.03796		128.4	3000.000	600.0000	957.9	.02p	-.046o	2.14			
23	7.39	9 0	77.48	2025:04:26	600.0000	77.02272		128.4	3000.000	600.0000	962.0	.02p	-.087o	4.27			

ANEXO J.-Resultados de simulación de producción. Avance de parámetros clave como aceite, gas, agua y polímero a lo largo del tiempo, incluyendo GOR, tasas de flujo y presión de fondo de pozo.

No.	Size	C	U	IT	T	Days	yy:mm:dd	Oil	Gas	Water	Poly-	GOR.	Wat.	Gas	Water	Poly-	Avg.	bal.	Satur.	Pres.
								STB/D	MCF/D	STB/D	mer	SCF/	Cut	MCF/D	STB/D	mer	psia	err.	DSMAX	DPMAX
											LB/D	STB	%			LB/D	%	%	psia	
241w	31.0	2	0	3346	2034:04:08	600.0000	76.51245	2335.517	9992e-10	127.5	79.56			3000.000	600.0000	2005	.01p	-.077o	.238	
242w	30.0	2	0	3376	2034:05:08	600.0000	76.51162	2340.398	1215e-09	127.5	79.59			3000.000	600.0000	2005	.01p	-.075o	.204	
243w	31.0	2	0	3407	2034:06:08	600.0000	76.51080	2345.117	1484e-09	127.5	79.63			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.079o	.203	
244w	30.0	2	0	3437	2034:07:08	600.0000	76.51000	2349.344	1795e-09	127.5	79.66			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.080o	.235	
245w	31.0	3	0	3468	2034:08:08	600.0000	76.50921	2353.662	2180e-09	127.5	79.69			3000.000	600.0000	2006	.01p	.087w	.258	
246w	31.0	2	0	3499	2034:09:08	600.0000	76.50842	2358.003	2639e-09	127.5	79.72			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.080o	.235	
247w	30.0	2	0	3529	2034:10:08	600.0000	76.50766	2362.254	3164e-09	127.5	79.75			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.061o	.175	
248w	31.0	2	0	3560	2034:11:08	600.0000	76.50690	2366.600	3808e-09	127.5	79.77			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.063o	.170	
249w	30.0	2	0	3590	2034:12:08	600.0000	76.50616	2370.265	4541e-09	127.5	79.80			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.067o	.210	
250w	31.0	2	0	3621	2035:01:08	600.0000	76.50542	2373.704	5435e-09	127.5	79.82			3000.000	600.0000	2006	.01p	-.076o	.241	
251w	31.0	2	0	3652	2035:02:08	600.0000	76.50468	2376.955	6486e-09	127.5	79.85			3000.000	600.0000	2006	e-3p	-.083o	.266	

===== SUMMARY (from subroutine: TSIO) =====

Simulation run terminated. Stopping time reached.

0 Warning messages. 0 Error messages.

=====

ANEXO K.-Datos de los volúmenes de hidrocarburos y polímeros en el yacimiento simulados mediante CMG. Se presentan las cantidades totales de aceite, agua, gas y polímero en el yacimiento, así como el tiempo (t) en unidades correspondientes.

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.71268E+08
2	Total water in place	STB	0.23005E+08
3	Total gas in place	SCF	0.90591E+10
4	Total polymer in place	LBM	0.0000
5	t	LBM	0.82550E+08