



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS
FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MOINA MACIAS ALEXANDER FABRICIO

TUTORA:

ING. GUTIÉRREZ HINESTROZA MARLLELIS DEL VALLE, PHD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE
TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE
PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS
ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MOINA MACIAS ALEXANDER FABRICIO

TUTOR:

**ING. GUTIÉRREZ HINESTROZA MARLLELIS DEL
VALLE, PHD.**

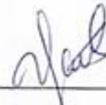
LA LIBERTAD – ECUADOR

202

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**ING. CARLOS PORTILLA
LAZO, MSc.
DIRECTOR DELEGADO**



**ING. MARLELIS GUTIÉRREZ,
PhD.
DOCENTE TUTOR**



**ING SADI ITURRALDE, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA**



**ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE DE LA GUÍA UIC**



**ING. DAVID VEGA.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

DEDICATORIA

Me dedico este trabajo a mí mismo, por la perseverancia, el esfuerzo y la dedicación que me han llevado a alcanzar este logro. Cada desafío superado y cada noche de estudio valieron la pena. Este trabajo es un reflejo de mi determinación y mi pasión. Me enorgullezco de todo lo que he conseguido.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO, elaborado por el estudiante Alexander Fabricio Moina Macias 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 anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7 % de la valoración permitida.

INFORME DE ANÁLISIS
mopister

EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO

10% Textos sospechosos

7% Similitudes

- 0% similitudes entre oraciones
- < 1% entre las fuentes mencionadas
- 3% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO.docx
ID del documento: 6d9c173251c1fc0a89c226b49874aa760d166678
Tamaño del documento original: 328,8 KB

Depositante: MARLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA
Fecha de depósito: 20/5/2024
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 20/5/2024

Número de palabras: 8218
Número de caracteres: 53.964

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**MARLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

ING. MARLELIS GUTIÉRREZ, PHD.

C.I.: 096102768

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
Celular: 0962183538
Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

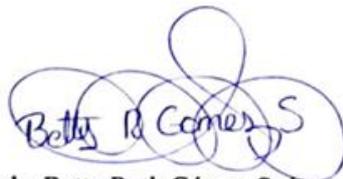
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado **"EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS "T" DE LA FORMACIÓN NAPO."**, del estudiante: **MOINA MACIAS ALEXANDER FABRICIO**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 08 de Julio del 2024



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
CI. 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Alexander Fabricio Moina Macias, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO”**, 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 mi 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,



ALEXANDER FABRICIO MOINA MACIAS

AUTOR

CI: 2200320451

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.

TUTORA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Alexander Fabricio Moina Macias, egresado de la carrera de Ingeniería en 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.



Firmado electrónicamente por:
**MARLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.

TUTORA

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por brindarme la salud, la sabiduría y la fortaleza necesarias para completar este importante proyecto en mi vida.

A mi madre, Ángela Macías, por su amor incondicional, su apoyo constante y sus sacrificios invaluable. Sin ti, este logro no habría sido posible.

A mi tutora, la Doctora Marllelis Gutiérrez, por su paciencia, guía y valiosa orientación. Su experiencia y conocimiento han sido fundamentales para el desarrollo de esta tesis.

A mis amigos de la universidad, quienes han sido una fuente constante de ánimo, compañerismo y apoyo a lo largo de este camino. Gracias por compartir risas, desafíos y victorias.

Finalmente, quiero agradecer a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, y en especial a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, por brindarme las herramientas académicas y prácticas necesarias para alcanzar este objetivo.

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
CONTENIDO.....	ix
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	21
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	21
1.2 JUSTIFICACIÓN	22
1.3 ANTEDECENTES	22
1.4 HIPÓTESIS.....	24
1.5 OBJETIVOS	25
1.5.1 Objetivo General.....	25
1.5.2 Objetivos Específicos	25
1.6 ALCANCE.....	25
1.7 VARIABLES	25
1.7.1 Variables Dependientes:	25
1.7.2 Variables Independientes.....	25

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	26
2.1 GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO	26
2.1.1 LA CUENCA ORIENTE	26
2.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.....	27
2.2.1 TRIÁSICO - JURÁSICO	27
2.2.1.1 Formación Santiago.....	27
2.2.1.2 Formación Chapiza	28
2.2.1.3 Formación Misahuallí	28
2.2.2 CRETÁCICO.....	28
2.2.2.1 Formación Hollín	28
2.2.2.2 Formación Napo.....	29
2.2.2.3 Formación Tena.....	31
2.2.3 CENOZOICO	31
2.2.3.1 Formación Tiyuyacu	31
2.2.3.2 Formación Orteguaza	32
2.2.4 NEÓGENO Y CUATERNARIO	32
2.2.4.1 Formación Chalcana.....	32
2.2.4.2 Formación Arajuno	32
2.2.4.3 Formación Chambira.....	32
2.2.4.4 Formación Mesa.....	32
2.2.4.5 Formación Mera	33
2.3 ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERO DE LA CUENCA ORIENTE.....	33

2.4	TRAMPAS.....	33
2.5	GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	34
2.5.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	34
2.5.2	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	35
2.5.3	GEOFÍSICA	36
2.5.4	TOPES Y BASES DE FORMACIONES PRODUCTORAS	37
2.5.5	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO	38
2.5.6	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO	38
2.5.7	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	39
2.6	RESERVORIOS FRACTURADOS.....	39
2.7	PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)	
	41	
2.7.1	INYECCIÓN TÉRMICA	42
2.7.2	INYECCIÓN DE GAS	42
2.7.3	INYECCIÓN DE QUÍMICOS	44
2.8	INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	46
2.8.1	PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA	47
2.8.1.1	Biopolímero Xanthan.....	48
2.8.1.2	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM).....	48
2.8.2	FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	49
2.8.2.1	Incremento de la viscosidad en la fase acuosa.....	49

2.8.2.2	Reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación.....	50
2.8.2.3	Factor de resistencia residual (RRF).....	50
2.8.2.4	Degradación del polímero.....	50
2.8.2.5	Degradación química.....	50
2.8.2.6	Degradación biológica.....	51
2.8.2.7	Degradación mecánica.....	51
2.8.3	COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DEL POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO.....	51
2.9	FACTOR DE RECOBRO.....	52
2.10	EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL.....	52
2.11	ARREGLOS DE POZOS.....	53
2.11.1	Tipos de arreglos:.....	55
2.12	FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN UNA RECUPERACIÓN MEJORADA.....	55
2.12.1	TENSIÓN INTERFACIAL.....	56
2.12.2	DRENAJE E IMBIBICIÓN.....	56
2.12.3	HUMECTABILIDAD O MOJABILIDAD.....	56
2.12.4	PRESION CAPILAR.....	57
2.13	FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE UNA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.....	57
2.14	PROPIEDADES FISICAS DE LA ROCA.....	58
2.14.1	POROSIDAD.....	58

2.14.1.1	Porosidad Total.....	58
2.14.1.2	Porosidad Efectiva.....	59
2.14.2	PERMEABILIDAD.....	59
2.14.3	SATURACIÓN.....	59
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		61
3.1.	TIPO DE METODOLOGÍA.....	61
3.2.	UNIVERSO Y MUESTRA	62
3.2.1.	CRITERIOS DE MUESTRA	62
3.2.2.	DATOS.....	62
3.2.3.	ESQUEMA METODOLÓGICO.....	63
3.3.	CÁLCULO DEL POES	64
3.4.	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	64
3.4.1.	DISEÑO DE MODELO ESTÁTICO.....	64
3.4.2.	PROCEDIMIENTO DE MODELADO EN GMSH	65
3.4.3.	DISEÑO DE LAS MALLAS DE SIMULACIÓN.....	67
3.4.4.	MODELO DINÁMICO.....	71
3.4.5.	INYECCIÓN DE POLÍMEROS	74
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		80
4.1	FACTOR DE RECOBRO.....	80
4.2	TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	81
4.3	PRESIONES	82
4.4	INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	83

4.5	CORTE DE AGUA.....	84
4.6	SATURACIONES DE PETRÓLEO DE LOS CASOS.....	85
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		87
5.1	CONCLUSIONES	87
5.2	RECOMENDACIONES.....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		89
ANEXOS		95
Anexo A. Diseño de eventos y ubicación de pozos.....		95
Anexo B. Saturaciones de los casos de estudio.		96
Anexo C. Inyección de polímeros.		98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. (Patrice Baby, 2015)	27
Figura 2. Columna estratigráfica del Cretácico en la Cuenca Oriente, (Barragán, 2008).	28
Figura 3. Columna estratigráfica de la Formación Napo - Cuenca Oriente. (Baby P. B., 1998).....	29
Figura 4. Ubicación del Campo Shushufindi, (Shushufindi, 2012).....	35
Figura 5. Mapa Estructural de la Arena T inferior, Campo Shushufindi (Petroamazonas EP, 2017).	36
Figura 6. Estructura Sacha-Shushufindi (facies sísmicas), (Patrice Baby, 2015).	37
Figura 7. Historial de Producción Campos Shushufindi-Aguarico, (Petroamazonas Ep , 2017).....	39
Figura 8. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados, (Martínez, 2013).....	40
Figura 9. Micro fracturas que favorecen la migración vertical de fluidos en un yacimiento fracturados, (Lafournere, Dutan, Naranjo, & Bringer, 2013).....	41
Figura 10. Diagrama esquemático de una inyección de polímeros, (Blogspot, 2013)...	47
Figura 11. Estructura química de la molécula de Xanthan, (Insolit, 2021).	48
Figura 12. (a) Estructura de la poliacrilamida, (b) Estructura general de una cadena de HPAM, (Olaya, 2020).	49
Figura 13. Viscosidad del polímero vs concentración, (James, 2011).	49
Figura 14. Arreglos irregulares (según Rose y Col), elaborado por Alexander Moina..	55

Figura 15. Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto en un sistema trifásico. (Salager, 2013)	56
Figura 16. Humectabilidad en sistemas roca-sólido, (A) roca mojada por agua, (B) roca de mojabilidad intermedia, (C) roca mojada por petróleo, (Barrera, 2014).....	57
Figura 17. Esquema metodológico de la inyección de polímeros, (Moina, 2024).....	63
Figura 18. Mapa estructural de sección de Arena “T” inferior importado en el software, (Moina, 2024).....	65
Figura 19. Mapa de contorno generado con los puntos en el CMSH, (Moina, 2024)....	66
Figura 20. Archivos con coordenadas a escalas de campo de tipo de extensión “.bna”, (Moina, 2024).....	67
Figura 21. Configuración de las condiciones del nuevo proyecto en “Builder”, (Moina, 2024).....	68
Figura 22. Importación del mapa isópaco del yacimiento, (Moina, 2024).....	68
Figura 23. Configuración del tipo de mallado para la simulación, (Alexander, 2024) .	69
Figura 24. Ingreso de propiedades geológicas del yacimiento, (Moina, 2024).....	70
Figura 25. Diseño IJ-2D Areal del Reservorio, (Moina, 2024).....	71
Figura 26. Diseño 3D del Reservorio, (Moina, 2024).....	71
Figura 27. Propiedades del reservorio del modelo Black Oil. (Moina, 2024).....	71
Figura 28. Valores para las correlaciones de permeabilidades relativas. (Moina, 2024).	72
Figura 29. Condiciones iniciales del modelo dinámico. (Moina, 2024).....	73
Figura 30. Perforación de pozos productores e inyectores. (Moina, 2024).....	74
Figura 31. Viscosidad sobre la concentración del polímero sin efectos de la tasa de corte. (Moina, 2024).....	76

Figura 32. Viscosidad sobre la salinidad sin efectos de la tasa de corte, (Moina, 2024).	76
Figura 33. Velocidad sobre la concentración del polímero con efecto de la tasa de corte, (Moina, 2024).	78
Figura 34. Factor de recobro. (Moina, 2024).	80
Figura 35. Tasa de producción de petróleo. (Moina, 2024).	81
Figura 36. Presiones del reservorio. (Moina, 2024).	82
Figura 37. Tasa de inyección de polímeros, (Moina, 2024).	83
Figura 38. Corte de agua. (Moina, 2024).	84
Figura 39. Saturaciones de petróleo de los casos, (Moina, 2024).	85
Figura 40. Eventos de los pozos productores e inyectores, (Moina, 2024).	95
Figura 41. Saturaciones de las fases para condiciones normales, (Moina, 2024).	96
Figura 42. Saturaciones de las fases para el caso 1 de inyección de polímeros, (Moina, 2024).	96
Figura 43. Saturaciones de las fases para el caso 2 de inyección de polímeros, (Moina, 2024).	97
Figura 44. Saturaciones de las fases para el caso 3 de inyección de polímeros, (Moina, 2024).	97
Figura 45. Inyección de polímeros en la movilidad del petróleo, (Moina, 2024).	98
Figura 46. Comportamiento de la presión del reservorio, (Moina, 2024).	98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales reservorios de la Cuenca Oriente. (Pérez, 2018)	33
Tabla 2. Topes y bases de las formaciones productoras, (Enríquez, 2008).....	37
Tabla 3. Características petrofísicas de las arenas productoras, (Petroamazonas, 2016)38	
Tabla 4. Características de las arenas y de los fluidos del campo, (Petroamazonas, 2016).	38
Tabla 5. Resumen completo de procesos químicos EOR para inyecciones a base de gas, (Delamaide, Batôt, & Alshaqsi, 2022)	44
Tabla 6. Resumen completo de los procesos químicos EOR para inyecciones a base de agua, (Delamaide, Batôt, & Alshaqsi, 2022).....	45
Tabla 7. Diferentes tipos de arreglos según Craig. Elaborado por Alexander Moina. ...	54
Tabla 8. Viscosidad sobre la concentración del polímero sin efectos de la tasa de corte (Moina, 2024)	75
Tabla 9. Velocidad sobre la concentración del polímero con efecto de la tasa de corte, (Moina, 2024).	77
Tabla 10. Casos de estudio para la inyección de polímeros, (Moina, 2024).....	78
Tabla 11. Características de la ubicación de los pozos, (Moina, 2024).	95

“EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO”

Autor: Moina Macias Alexander Fabricio

Tutora: Gutiérrez Hinstroza Marllelis del Valle

RESUMEN

La inyección de polímeros es una técnica avanzada de recuperación mejorada de petróleo que ha demostrado ser efectiva en aumentar la producción de hidrocarburos en reservorios complejos. El presente caso de estudio tiene como objetivo evaluar la eficiencia de tecnologías específicas de recuperación mejorada de petróleo en reservorios fracturados areniscas T de la formación Napo con la finalidad de mejorar el factor de recobro mediante el software CMG. La metodología inició con la recopilación bibliográfica y se fundamentó del método descriptivo. Posteriormente, se realizaron el modelamiento estructural, dinámico y tridimensional de cuatro pozos productores y tres inyectores. Los resultados obtenidos revelan una mejora significativa en el factor de recobro al implementar la inyección de polímeros en comparación con las condiciones de flujo natural. Durante el periodo comprendido entre el 01-01-2017 y el 01-01-2037, el recobro bajo condiciones naturales fue del 10%. Sin embargo, con la inyección de polímeros, iniciada el 01-06-2024, se lograron incrementos notables en el factor de recobro: alcanzando el 46% con una tasa de inyección de 100 bbl/d y un volumen poroso del 8%, 42% con 75 bbl/d y un volumen poroso del 6%, y 38% con 50 bbl/d y un volumen poroso del 4%.

PALABRAS CLAVE: *Inyección de polímeros, Factor de recobro, Simulación de yacimientos, Volumen poroso.*

“EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS FRACTURADOS EN LAS ARENISCAS “T” DE LA FORMACIÓN NAPO.”

Autor: Moina Macias Alexander Fabricio

Tutor: Gutiérrez Hinstroza Marllelis del Valle

ABSTRACT

Polymer injection is an advanced enhanced oil recovery technique that has proven effective in increasing hydrocarbon production in complex reservoirs. This case study aimed to evaluate the efficiency of specific EOR technologies in fractured sandstone reservoirs of the Napo formation, with the objective of improving the recovery factor using CMG software. The methodology began with bibliographic compilation and was based on the descriptive method. Subsequently, structural, dynamic, and three-dimensional modeling of four producing wells and three injectors was conducted. The results revealed a significant improvement in the recovery factor when implementing polymer injection compared to natural flow conditions. During the period from January 1, 2017, to January 1, 2037, the recovery factor under natural conditions was 10%. However, with polymer injection, initiated on June 1, 2024, notable increases in the recovery factor were achieved: reaching 46% with an injection rate of 100 bbl/d and a pore volume of 8%, 42% with 75 bbl/d and a pore volume of 6%, and 38% with 50 bbl/d and a pore volume of 4%.

KEYWORDS: *Polymer injection, Recovery factor, Reservoir simulation, Pore volume.*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La explotación de hidrocarburos en reservorios fracturados presenta desafíos únicos que requieren enfoques específicos para maximizar la recuperación de petróleo. En el contexto de la Formación Napo, es reconocida por su contribución significativa a la producción de petróleo, además de ser una de las formaciones más fracturadas. Sin embargo, la eficacia de las tecnologías de recuperación mejorada en este tipo de reservorios no ha sido exhaustivamente evaluada, lo que plantea incertidumbres sobre la optimización de la extracción de petróleo en estas arenas.

Una fractura puede ser definida como una discontinuidad que resulta de esfuerzos (stress) que exceden la resistencia (strength) a la ruptura de una roca. Un reservorio naturalmente fracturado es uno que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza, o sea que son el resultado de esfuerzos que existían en el momento en que la roca se fracturó. Estas fracturas pueden tener efectos positivos, negativos o neutrales en el flujo de fluidos dentro del reservorio. (López, 2019)

Uno de los grandes problemas que afronta la industria petrolera actual del Ecuador es la declinación de la producción en los campos hidrocarburíferos; como solución a dicha problemática existe una serie de procedimientos, de entre los cuales se encuentran métodos de recuperación mejorada con inyección de químicos, inyección térmica e inyección de gas (Alvear, 2018).

La falta de información detallada sobre la aplicación y resultados de las tecnologías de recuperación mejorada en los reservorios fracturados de la Formación Napo crea una brecha en el conocimiento. Esta investigación se hace necesaria para comprender cómo estas tecnologías pueden adaptarse y mejorar la recuperación de petróleo en un entorno geológico específico, contribuyendo así a la eficiencia y sostenibilidad de la explotación petrolera en esta región.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La formación Napo de la Cuenca oriente alberga reservorios de petróleo de importancia estratégica, pero la extracción de hidrocarburos en estos entornos fracturados presenta desafíos técnicos considerables. En este contexto, la implementación efectiva de tecnologías de recuperación mejorada es esencial para maximizar la producción y minimizar el impacto ambiental asociado con estas operaciones.

La evaluación detallada de estas tecnologías se justifica por la necesidad imperante de mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo en condiciones geológicas y ambientales únicas de la formación Napo. El conocimiento adquirido a través de este estudio no solo contribuirá al avance técnico en el campo de la recuperación mejorada de petróleo, sino que también proporcionará recomendaciones prácticas para la industria petrolera.

Además, esta investigación responde a la creciente demanda de prácticas sostenibles en la industria petrolera global, destacando la importancia de equilibrar la eficiencia operativa con la responsabilidad medioambiental. Los resultados obtenidos no solo beneficiarán a la formación Napo, sino que también tendrán implicaciones para la industria a nivel internacional, promoviendo prácticas extractivas más efectivas y respetuosas con el entorno.

1.3 ANTEDECENTES

El grupo Napo, quizás es la secuencia más importante en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, consiste de una sucesión de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas. La formación varía en espesores menos de 200 metros hasta más de 700 metros, sobre yace concordante a la Hollín. (Reatiqui, 2015)

En cuanto a las características litológicas de las Areniscas T en base a estudios de rípos de perforación de varios pozos se conocen dos tipos litología, areniscas y lutitas. Los minerales permiten dividirla en dos partes a las areniscas. Arenisca (superior): cuarzosa, gris amarillento, café oliva claro, café claro, en partes verde azul clara; de grano fino a medio, redondeado en partes subredondeado, translucido; regularmente clasificada; ligeramente calcárea, con minerales accesorios de glauconita y arcilla; regular porosidad

visual; y con manchas de hidrocarburos. Pobre manifestación de hidrocarburos: Trazas – 10% de la muestra; manchas en forma de puntos color marrón oscuro; fluorescencia natural amarillo pálido; fluorescencia al corte: moderadamente rápido, correntoso, débil, blanco lechoso; anillo residual con luz natural: fino amarillo verdoso; anillo residual con luz ultravioleta: fino amarillo pálido. Arenisca (Inferior): cuarzosa, amarilla grisácea, amarilla moderada, gris amarillento; de grano fino a medio, redondeado a subredondeado, translucido; regularmente clasificada; con mineral accesorio de caolín; regular porosidad visual; y con manchas de hidrocarburos. Regular manifestación de hidrocarburos: 10 – 20% de la muestra; manchas uniformes y puntos de color café moderado; fluorescencia natural: amarillo brillante; fluorescencia al corte: rápido, correntoso y nuboso, fuerte, blanco lechoso; anillo residual con luz natural: fino blanco verdoso; anillo residual con luz ultravioleta: fino blanco amarillento. La lutita es negra grisácea, gris muy claro, gris oscuro, fisil, planar, dura, en forma de bloque, alargada e irregular, no calcárea. (Ambrano Dolvera, 2018)

La Recuperación Mejorada de Petróleo, es un procedimiento o asistencia técnica utilizada con la finalidad de incrementar la eficiencia en la extracción de petróleo mediante la aplicación de técnicas avanzadas que modifican las propiedades originales del crudo. En su origen, clasificada como la tercera fase de la recuperación de petróleo, llevada a cabo después de la recuperación secundaria, las tácticas empleadas en la Recuperación Mejorada de Petróleo pueden implementarse en cualquier punto durante el ciclo productivo de un yacimiento petrolífero. Su propósito no se limita únicamente a restaurar la presión de la formación, sino que también busca optimizar el desplazamiento del petróleo y el flujo de fluidos en el yacimiento.

Las principales categorías de operaciones en la Recuperación Mejorada de Petróleo son la inundación química (mediante la aplicación de inundación alcalina o polímeros micelares), el desplazamiento miscible (mediante la inyección de dióxido de carbono [CO₂] o hidrocarburos) y la recuperación térmica (mediante la inyección de vapor o combustión in situ). La elección adecuada de cada tipo depende de factores como la temperatura, presión, profundidad, zona productiva neta, permeabilidad, saturaciones de petróleo residual y agua, porosidad, así como las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad. La Recuperación Mejorada de Petróleo

también es conocida como recuperación de petróleo ampliada o recuperación terciaria. (SLB, 2023)

Una fractura puede ser definida como una discontinuidad que resulta de esfuerzos (stresses) que exceden la resistencia (strength) a la ruptura de una roca. Un reservorio naturalmente fracturado es uno que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza, o sea que son el resultado de esfuerzos que existían en el momento en que la roca se fracturó. Estas fracturas pueden tener efectos positivos, negativos o neutrales en el flujo de fluidos dentro del reservorio. (López, 2019)

La explotación de yacimientos naturalmente fracturados representa un desafío significativo en la industria petrolera debido a las complejidades de ingeniería asociadas a la recuperación de la producción agotada. En este contexto, la aplicabilidad de técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) se destaca como esencial. La presencia de fracturas naturales complica la distribución de hidrocarburos, haciendo que la implementación de métodos como la inundación química, desplazamiento miscible y recuperación térmica sea crucial. Este enfoque no solo busca maximizar la recuperación de hidrocarburos, sino también optimizar la gestión de estos yacimientos en términos de rentabilidad y sostenibilidad. (Monroy, 2018)

La explotación de hidrocarburos en reservorios fracturados presenta desafíos únicos que requieren enfoques específicos para maximizar la recuperación de petróleo. En el contexto de la Formación Napo, caracterizada es reconocida por su contribución significativa a la producción de petróleo, siendo los reservorios fracturados areniscas "T" un componente crucial. Sin embargo, la eficacia de las tecnologías de recuperación mejorada en este tipo de reservorios no ha sido exhaustivamente evaluada, lo que plantea incertidumbres sobre la optimización de la extracción de petróleo en estas arenas.

1.4 HIPÓTESIS

Se plantea que la implementación efectiva de tecnologías de recuperación mejorada de petróleo en reservorios fracturados de la formación Napo optimizará la eficiencia de extracción de hidrocarburos. A través de un análisis comparativo detallado, se espera identificar soluciones técnicas que maximicen la recuperación de petróleo, proporcionando recomendaciones prácticas para la mejora sostenible de las operaciones petroleras en la región.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Evaluar la eficiencia de tecnologías específicas de recuperación mejorada de petróleo en reservorios fracturados areniscas T con la finalidad de mejorar el factor de recobro.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar un reservorio fracturado de la Formación Napo mediante un modelo estático y dinámico.
- Determinar las condiciones de la tecnología de EOR seleccionada en el reservorio "T" de la Formación Napo.
- Analizar el desempeño de la tecnología de EOR seleccionada mediante una simulación numérica de yacimientos en el software CMG.

1.6 ALCANCE

Este estudio se centrará exclusivamente en la evaluación técnica de las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, sin abordar aspectos regulatorios o políticos asociados con la industria petrolera en Ecuador. Además, el alcance se limita al reservorio "T" de la formación Napo.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Dependientes:

- Eficiencia de Extracción de Petróleo.
- Aumento del Factor de Recobro

1.7.2 Variables Independientes

- Recuperación Mejorada.
- Condiciones Geológicas.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DE LA ZONA DE ESTUDIO

2.1.1 LA CUENCA ORIENTE

La cuenca Oriente ecuatoriana representa una de las cuencas sub andinas más complejas y más atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico. La misma posee alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en cien campos. Con un área de 135.000 Km², y corresponde a la mitad oriental de la superficie del Ecuador, se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha.

La morfología de la Cuenca Oriente se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante - país andinas. Entre los relieves sub-andinos del Levantamiento Napo, al Norte-Oeste, y la Cordillera del Cutucú, al Sur-Oeste, desemboca el mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la cuenca Marañón del Perú.

Las actividades de exploración petrolera en la Cuenca Oriente, especialmente durante los últimos años, han proporcionado extensa información geológica y geofísica, la misma que permite redefinir los sistemas depositacionales y la evolución geodinámica de la cuenca. (Patrice Baby, 2015)

2.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

La columna sedimentaria de la Cuenca Oriente, desarrollada sobre el basamento precámbrico, contienen sedimentos que van desde el Silúrico Tardío – Devónico Temprano al Cuaternario.

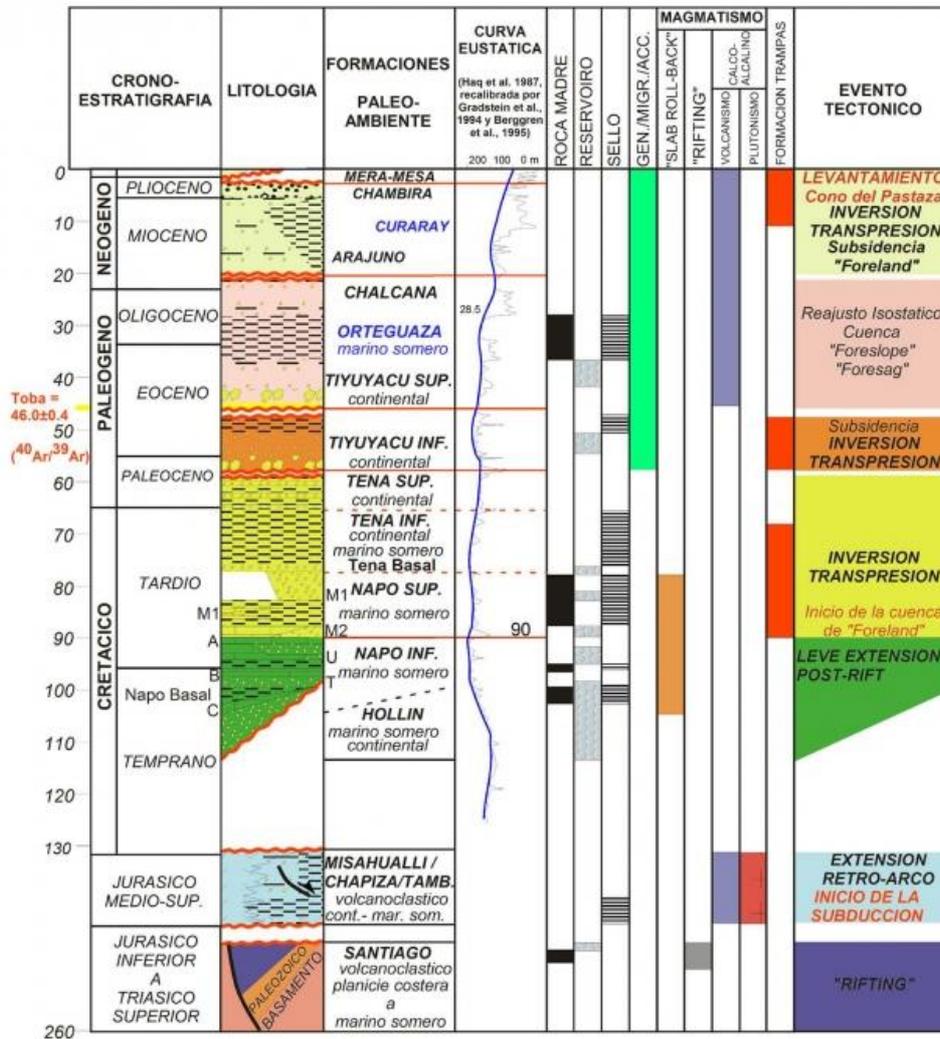


Figura 1. columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. (Patrice Baby, 2015)

2.2.1 TRIÁSICO - JURÁSICO

2.2.1.1 Formación Santiago

Litológicamente constituye una secuencia de calizas silicificadas, oscuras finamente estratificadas, alternada con areniscas calcáreas grises de grano fino a grueso, además, hay intercalaciones de lutitas micáceas oscuras y bituminosas. Al Oeste se presenta un volcanismo intraformacional con afinidades calcoalcalinas y toleíticas con diques, sills e intrusiones verdes porfiríticas de rocas félsicas y diabasas. (N. Romeuf, 1997)

2.2.1.2 Formación Chapiza

Litológicamente constituye una formación continental de “red beds” y se la divide en tres miembros: Miembro Inferior, conocida también como “Chapiza color Rojo y Gris”, que consiste en una alternancia de lutitas y areniscas de color gris y rosado; Miembro Medio, conocida también como la “Chapiza Roja”, que comprende una secuencia similar a la anterior de alternancia de lutitas rojas y areniscas, y el Miembro Superior que consiste de lutitas rojas, areniscas y conglomerados, areniscas feldespáticas; tobas grises, verdes y violetas; areniscas y brechas tobáceas. (Gaibor J. H., 2008)

2.2.1.3 Formación Misahuallí

Litológicamente está compuesta por tobas riolíticas, basaltos verdosos a grises oscuros y traquitas, interestratificadas con pocos sedimentos. (Baldock, 1982)

2.2.2 CRETÁCICO

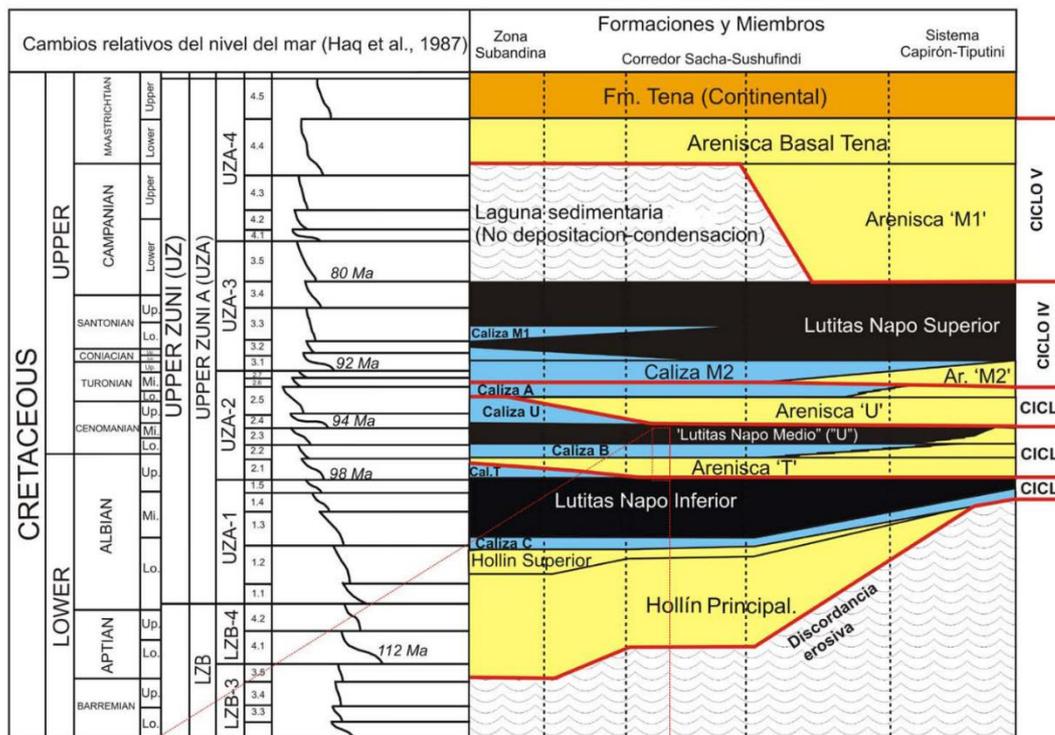


Figura 2. Columna estratigráfica del Cretácico en la Cuenca Oriente, (Barragán, 2008).

2.2.2.1 Formación Hollín

Litológicamente la Formación Hollín es considerada como un manto de arenisca grano decreciente hacia el tope; generalmente arenisca gruesa, blanca, porosa o masiva, presenta estratificación cruzada, también lutitas negras carbonáceas hacia el tope de la sección (Tschopp, 1953). A esta formación se la subdivide en dos miembros litológicos: Hollín Principal o Inferior y Hollín Superior.

2.2.2.2 Formación Napo

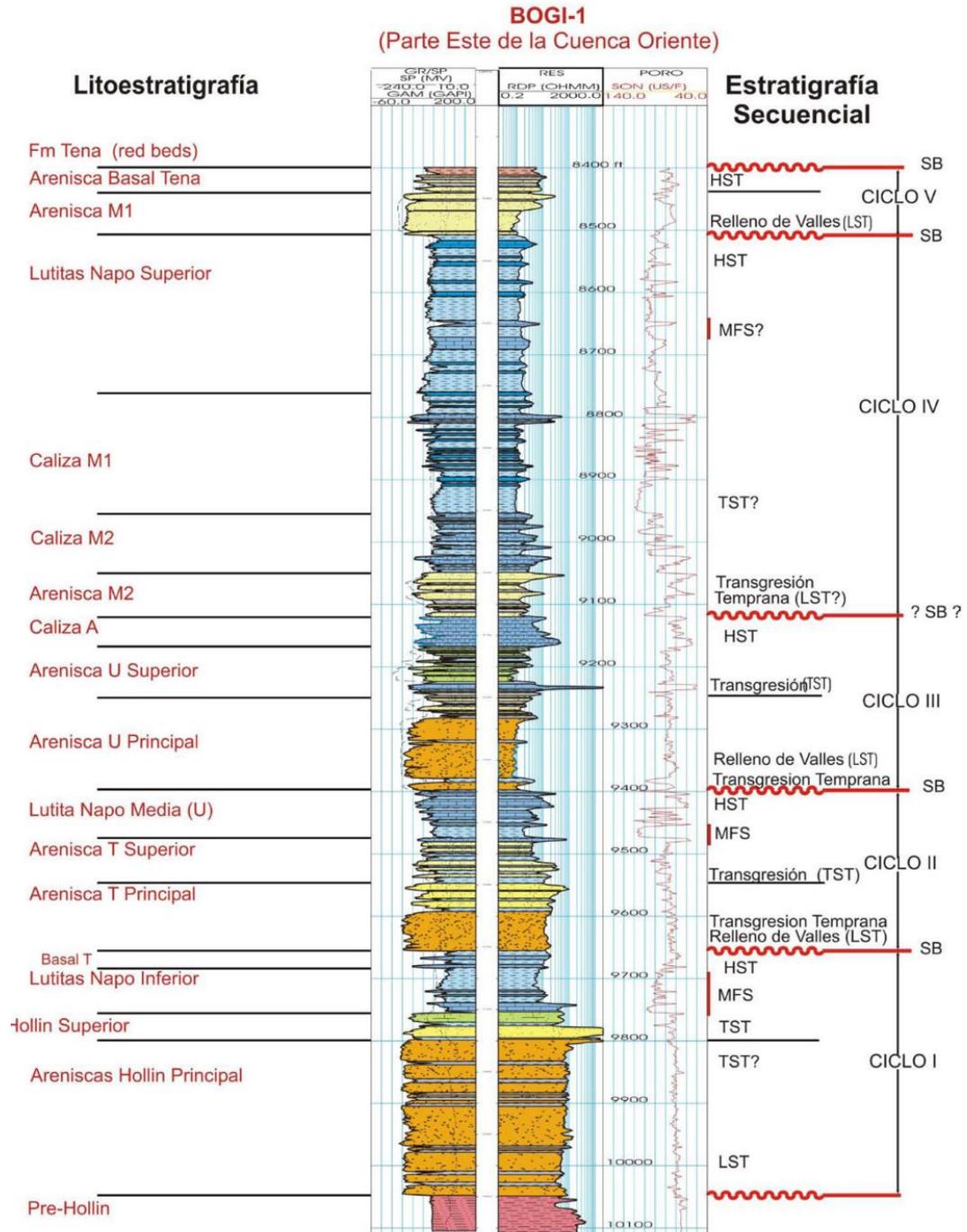


Figura 3. Columna estratigráfica de la Formación Napo - Cuenca Oriente. (Baby P. B., 1998).

La formación Napo, tiene un espesor que va de los 240 hasta más de 400 m (Jaillard E. , 1997). El espesor promedio es 300 m con un máximo de 600 m hacia sur de la Zona Sub andina (Vallejo, 2002).

Esta formación presenta los siguientes miembros:

- **Miembro Lutitas Napo Basal:** comprende lutitas negras no calcáreas ricas en material orgánico que hacia el tope evolucionan a calizas fosilíferas intercaladas con niveles de areniscas glauconíticas (Ordoñez, 2006).
- **Miembro Arenisca T:** comprende areniscas de grano fino a medio, que hacia el tope y lateralmente en dirección Oeste pasan a areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y calizas margosas, formando una secuencia estrato granodecreciente (White, 1995).
- **Miembro Caliza “B”:** secuencia de lutitas calcáreas y calizas fosilíferas margosas (Ordoñez, 2006).
- **Miembro Lutitas Napo Medio:** comprende lutitas laminadas negras, ligeramente calcáreas y no calcáreas, calizas margosas y calizas arcillosas, que localmente pueden llegar a ser muy potentes (Jaillard E. , 1997).
- **Miembro Arenisca U:** se la divide en:

Arenisca U Inferior: formada por una secuencia de areniscas cuarzosas estrato y grano-decreciente, que yace discordantemente sobre las Lutitas Napo Medio. Al Oeste, la Arenisca U Inferior desaparece para formar una secuencia carbonatada, con calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas que se intercalan con lutitas o limolitas y areniscas glauconíticas de grano fino (Jaillard E. , 1997).

Arenisca U Superior: se caracteriza por la presencia de areniscas glauconíticas de grano fino con cemento calcáreo, inter-estratificada con lutitas y calizas (White, 1995).

Miembro Caliza A: se caracteriza por contener una potente sección de calizas masivas y laminadas, poco o nada bioturbadas, con cherts, abundante pirita y poco o nada de glauconita. Hacia el tope se desarrollan calizas fosilíferas o intraclásticas. La bioturbación es intensa, contiene abundancia de fósiles (amontes y bivalvos) lo que sugiere una condensación de la sedimentación e indicando un depósito en mar abierto y de baja energía (Gaibor, 2001).

Miembro Arenisca M-2: consiste una sucesión de areniscas muy finas con delgadas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este de la cuenca. Hacia el oeste, la unidad pasa lateralmente a margas arenosas y

glauconíticas que culminan con niveles de calizas hacia el tope (Ordoñez, 2006)

Miembro Caliza M-2: calizas fosilíferas interestratificadas con lutitas, la parte superior corresponde a calizas margosas fosilíferas con bioturbación (Ordoñez, 2006).

Miembro Caliza M-1: comprende una sucesión de calizas, lutitas y margas. Su ambiente de depósito corresponde a una plataforma anóxica calcárea en la base y al tope es una plataforma anóxica restringida (Ordoñez, 2006).

Miembro Lutita Napo Superior: comprende lutitas negras y gris oscuro, ricas en materia orgánica con lentes calcáreas o limo-arenosos esporádicos, lo que sugiere un ambiente de depósito de plataforma marino somera (Jaillard E. , 1997).

Miembro Arenisca M-1 Superior: es una serie de areniscas en ocasiones glauconíticas con intercalaciones de lutitas, y los sobreyacen sedimentos pantanosos, que forman capas de carbón (Raynaud, 1993)

2.2.2.3 Formación Tena

Litológicamente comprende arcillas de varios colores, principalmente rojo-café, con una cantidad variable de areniscas en la base y en la parte superior. Se la subdivide en 3 miembros: Arenisca Tena Basal que varía desde areniscas arcósicas al Este, pasando hacia cuarzo-arenitas, cuarzo-arenitas calcáreas y arcosas en la parte central y norte de la cuenca. (Villalba, 2006), Tena Inferior (Mastrichtiano) que comprende de limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, y Tena Superior (Paleoceno): comprende limolitas y areniscas continentales de grano más grueso (Jaillard E. , 1997).

2.2.3 CENOZOICO

2.2.3.1 Formación Tiyuyacu

Litológicamente está constituida por conglomerados gruesos e intercalaciones de arcillolitas y limolitas color rojo, verde y gris (Baldock, 1982).

Con base en fósiles encontrados, a la Formación Tiyuyacu se le atribuye una edad Eoceno temprano - Oligoceno temprano. (Baby P. , 1998).

2.2.3.2 Formación Ortegua

Comprende areniscas grises verdes, lutitas grises- verdes a negras, con algunos niveles de areniscas glauconíticas, también hay presencia de nódulos de pirita. A la Formación Ortegua se le asigna una edad Eoceno Tardío – Oligoceno (Ordoñez, 2006).

2.2.4 NEÓGENO Y CUATERNARIO

2.2.4.1 Formación Chalcana

Litológicamente consta de arcillolitas rojas y lutitas abigarradas con yeso, intercaladas con niveles de areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Se caracteriza por la presencia de nódulos calcáreos. Ordóñez et al., en 2006, definieron una edad de Mioceno para esta formación.

2.2.4.2 Formación Arajuno

Litológicamente está constituida por areniscas con láminas y lentes de cantos rodados y conglomerados. Se definen tres subdivisiones (Tschoop, 1953). Arajuno Inferior: comprende areniscas con lentes de guijarros y pocos conglomerados intercalados con arcillas bentónicas, Arajuno Medio, que comprende arcillolitas rojas con yeso en la base y tobas hacia el tope, y Arajuno Superior, con arcillas ligníticas y vetas de carbón. Se le asigna una edad de Mioceno medio a tardío (Ordoñez, 2006).

2.2.4.3 Formación Chambira

Litológicamente constituye una alternancia de niveles de conglomerados, con abundantes troncos silicificados, niveles de areniscas tobáceas y arcillas intercaladas en la parte intermedia. Baldock en 1982 le asigna una edad de Mioceno tardío a Plioceno.

2.2.4.4 Formación Mesa

Litológicamente corresponde a un apilamiento de terrazas imbricadas fuertemente erosionadas, compuestas de depósitos clásticos medio a gruesos, con esporádicos horizontes tobáceos al Oeste. Baldock, en 1982 le asigna una edad de Plio- Pleistoceno.

2.2.4.5 Formación Mera

Litológicamente está conformada por conglomerados, con clastos centimétricos a plurimétricos con intercalaciones de niveles piroclásticos en la parte proximal del abanico. Baldock en 1982 le asigna una edad Pleistoceno-Holoceno.

2.3 ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERO DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente constituye uno de los sistemas petrolíferos más productivos de América del Sur. Sus principales reservorios corresponden a los sedimentos de las formaciones cretácicas Hollín, Napo (M1, U y T) y la parte inferior de Tena (Basal Tena).

Las formaciones Hollín y Napo contienen los principales reservorios de la Cuenca Oriente:

Tabla 1. Principales reservorios de la Cuenca Oriente. (Pérez, 2018)

YACIMIENTO	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ESPESOR (Feet)
Hollín	12-19	1-250	100-300
Napo T	8-18	10-450	>80
Napo U	10-22	30-850	>50
Basal Tena	5-12	2-200	30

2.4 TRAMPAS

En la Cuenca Oriente se observan trampas principalmente de dos tipos:

- 1) **Trampas Estructurales:** Son anticlinales fracturados provocados por fallas normales e inversas de dirección principal Norte-Sur, de edad Mioceno Inferior y principalmente del Plio-pleistoceno.
- 2) **Trampas Estratigráficas:** Asociadas a los reservorios arenosos de las formaciones Cretácicas Napo y Hollín, de edad Cretácico tardío-Paleoceno. (Pérez, 2018)

2.5 GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi fue descubierto en 1969 con el pozo Shushufindi 1, cuya perforación arrancó el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9 772'. Las pruebas efectuadas a partir del 10 de enero de 1969, arrojaron 2 621 bpd (barriles de petróleo/día) de 32,5° API y 2 496 bpd de 26,6° API de los reservorios “T” y “U” respectivamente; La producción del campo arrancó en agosto de 1972, alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126 400 barriles (Baby Patrice, 2004).

Este campo tuvo reservas iniciales probadas de 1 590 millones de barriles, que representan el 21,5 % de todas las reservas de la Cuenca Oriente, pero actualmente, el campo Shushufindi es un campo maduro con más del 10% de la producción total de petróleo del Ecuador. Alcanzó una producción máxima de 126.400 BPPD en 1986, presentando desde entonces declinación en la producción. En el 2011 presentó producción de menos de 40.000 BPPD. Desde el año de 2012, con el fin de optimizar la producción y acelerar el desarrollo de las reservas probadas, confirmando el potencial hidrocarburífero del campo, se han perforado pozos de avanzada y desarrollo, evaluando también el potencial para la recuperación secundaria y terciaria (Biedma, 2014).

Hasta finales del 2021 la producción acumulada era de 1,398,005,189 barriles de petróleo con una producción promedio de 35,594 barriles diarios y 118,878 de barriles de agua por día (Petroecuador, 2021).

2.5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo petrolero Shushufindi-Aguarico (SSFD) está ubicado en las provincias de Sucumbíos y Napo al noreste del Ecuador en la Región Amazónica denominado el Bloque 57, a 36 kilómetros al sur de la frontera con Colombia con una superficie de 400 Km². Limita al Noreste con el campo Libertador, al Sur con el campo Limoncocha y al Suroeste con el campo Sacha (Achig, 2015).

En la figura 4 se encuentra la ubicación del campo Shushufindi, respectivamente.

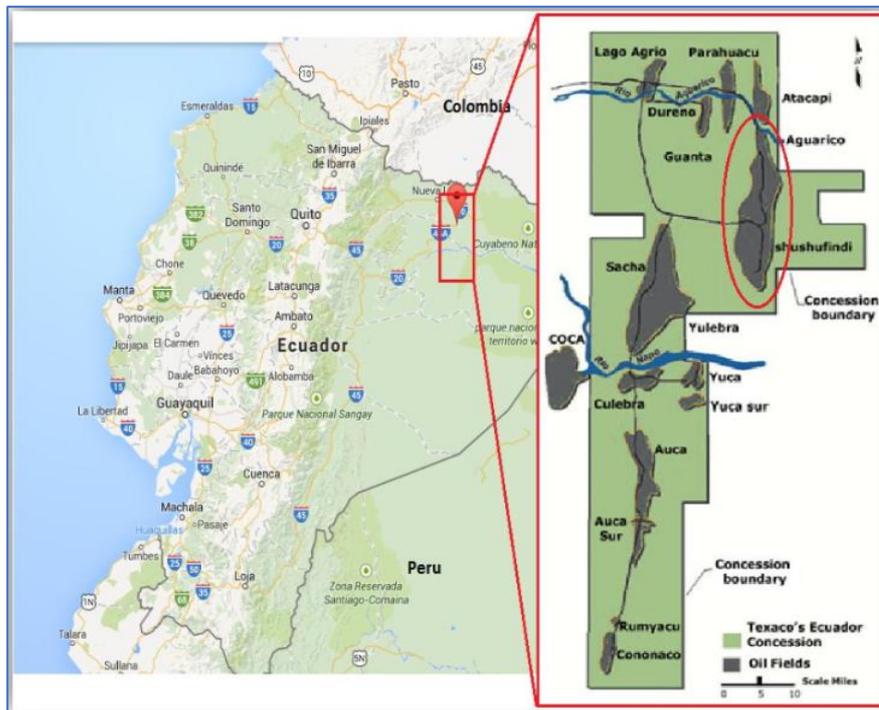


Figura 4. Ubicación del Campo Shushufindi, (Shushufindi, 2012)

2.5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El campo Shushufindi - Aguarico presenta en su estructura, y como resultado de la inversión tectónica del Cretácico Tardío, un anticlinal asimétrico alargado con orientación Norte-Sur. Tiene tres estructuras principales: dos dentro de lo que se denomina anticlinal Shushufindi y una denominada Aguarico, dispuesta en Echelón que cambia su dirección a Noroeste-Sureste (Petroamazonas E. , 2017).

Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas de traspresión dextral, que son parte de una gran estructura en flor. El salto de falla alcanza a valores cercanos a los 200 pies. A la base de la caliza A la estructura tiene una longitud aproximada de 35 km y un ancho entre 6 y 7 km (Petroamazonas E. , 2017).

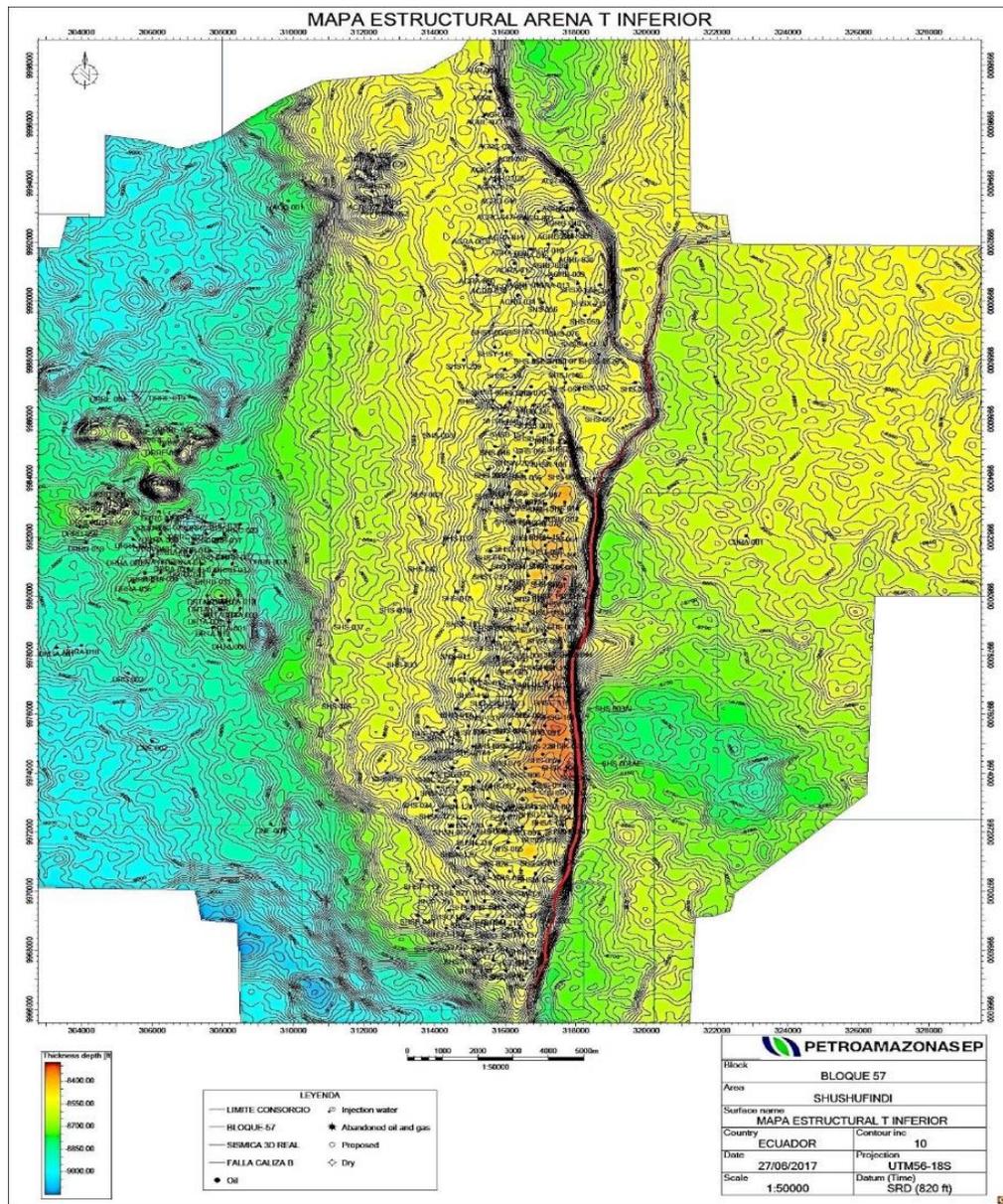


Figura 5. Mapa Estructural de la Arena T inferior, Campo Shushufindi (Petroamazonas EP, 2017).

2.5.3 GEOFÍSICA

Con la construcción del marco estructural del campo Shushufindi-Aguarico, se reconocieron fallas que se encuentran cortando a los yacimientos; en la figura 6 se puede observar las facies sísmicas de la estructura Sacha-Shushufindi. Se identificó, principalmente, al este de la estructura, la falla inversa, misma que controla la estructura del campo. Se cuenta también con la interpretación sísmica referida al reflector sísmico Napo, Caliza A, Caliza B, Caliza C; concluyéndose con la construcción de los mapas estructurales en tiempo (Petroamazonas E. , 2017).

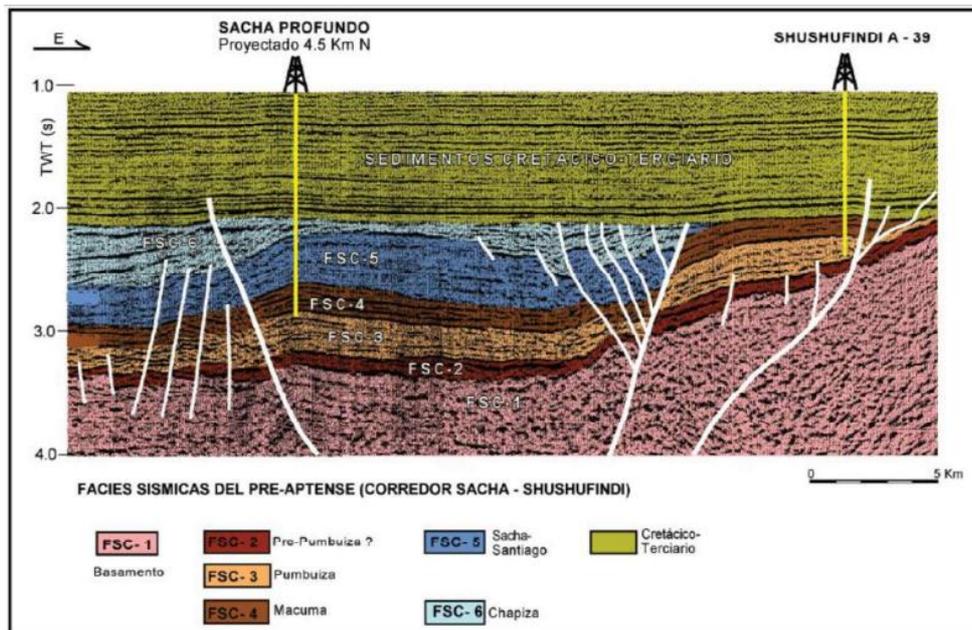


Figura 6. Estructura Sacha-Shushufindi (facies sísmicas), (Patrice Baby, 2015).

2.5.4 TOPES Y BASES DE FORMACIONES PRODUCTORAS

Los topes y bases de las formaciones reservorios T inferior y U inferior del campo han sido subdivididos de acuerdo con estándares lito estratigráficos y hasta cierto punto de producción. Los registros eléctricos, registros de densidad, registros de litología, sísmica y los núcleos de perforación son las principales herramientas utilizadas para segmentar los yacimientos del subsuelo (Galárraga, 2023).

Las profundidades en pies del tipo MD (Profundidad medida) de los topes y bases de los reservorios: Basal Tena, Arenisca U y Arenisca T, se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Topes y bases de las formaciones productoras, (Enríquez, 2008).

ARENA	TOPE (ft)	BASE (ft)
Basal Tena	8013	8238
Arenisca U	8844	9076
Arenisca T	9100	9246

2.5.5 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO

Las características básicas de las arenas productoras del campo Shushufindi se muestran la tabla 3.

Tabla 3. Características petrofísicas de las arenas productoras, (Petroamazonas, 2016)

PARÁMETROS	BASAL TENA	U	T
Profundidad promedio (ft)	9250	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (ft)	16,0	52,0	48,0
Porosidad, \emptyset (%)	16,0	18	17
Área, A (Acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30,0	53,0	53,0
Permeabilidad, K (md)	150	40-100	10-900

2.5.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO

Las similitudes en las características de los fluidos de las tres arenas productoras se deben a la configuración del yacimiento. En la tabla 4 se detallan las principales propiedades de los fluidos.

Tabla 4. Características de las arenas y de los fluidos del campo, (Petroamazonas, 2016).

PARÁMETROS	BASAL TENA	U	T
Presión inicial, P_i (psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, P_b (psi)	807	1010	1053
Temperatura de formación, T (°F)	195	218	218
Gravedad específica del petróleo (°API)	19 – 30	22,4	31,88
Factor volumétrico inicial de petróleo, B_{oi} (BL/BF)	1,3097	1,288	1,3003
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	400	233	383
Saturación de agua inicial, S_{wi} (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl-1 (ppm)	65000	60000	14000
Resistividad @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	-	0,25 – 0,50	-
Compresibilidad del petróleo, C_o (psi-1)	-	7,756X10-6	-
Gravedad específica del gas, γ_g	-	0,65	-

2.5.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El historial de producción del campo Shushufindi-Aguarico desde 1972 cuando se inició su explotación hasta el año 2017, se presenta en la figura 7.

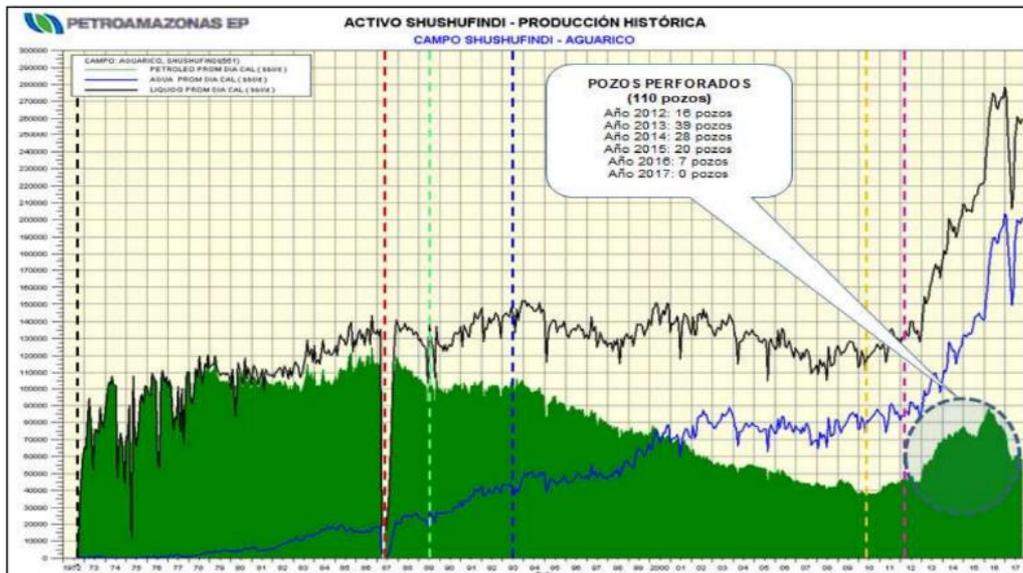


Figura 7. Historial de Producción Campos Shushufindi-Aguarico, (Petroamazonas Ep , 2017).

2.6 RESERVORIOS FRACTURADOS

Los reservorios naturalmente fracturados (NFR) representan una parte sustancial de los recursos petroleros del mundo y se pueden encontrar en la mayoría de las áreas productoras de petróleo. Como su nombre lo indica, se caracterizan por la presencia de fracturas naturales que suelen tener un fuerte impacto en las propiedades de flujo, producción y recuperación final (Eric Delamaide, 2022).

En 2001, Nelson reconoció cuatro categorías diferentes de NFR (Nelson, 2001), dependiendo del papel de las fracturas (flujo y/o almacenamiento); estas categorías están representadas en la figura 8.

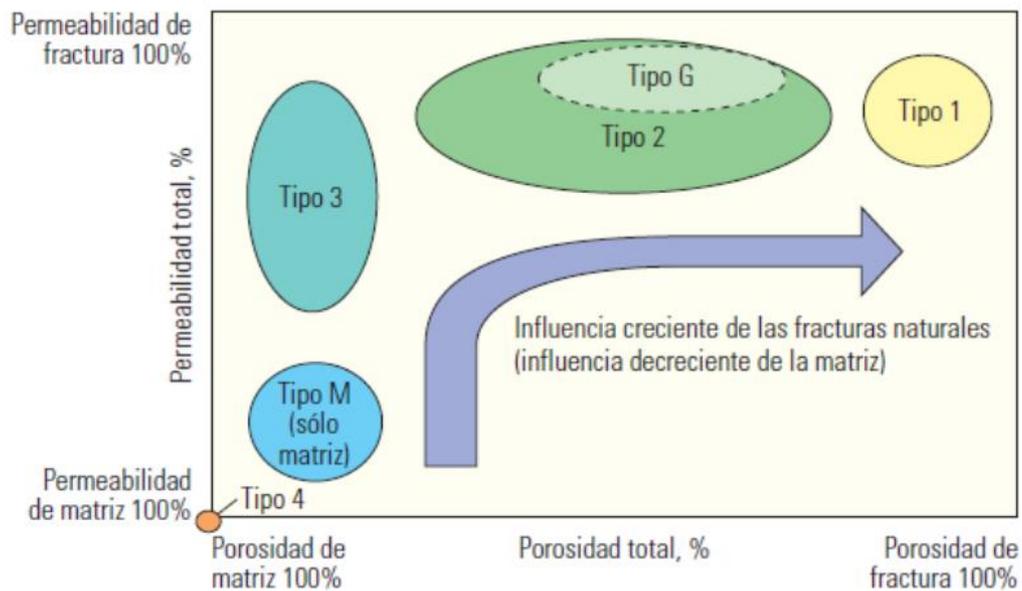


Figura 8. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados, (Martínez, 2013).

Es importante señalar que para cada tipo de yacimiento los mecanismos de producción pueden diferir mucho, y la caracterización exhaustiva del yacimiento (estática y dinámica) es un paso esencial en un proyecto de EOR.

- Los NFR de Tipo I representan yacimientos donde la porosidad y la permeabilidad de la matriz son insignificantes en comparación con las fracturas que forman una red altamente conectada. Estos yacimientos normalmente pueden considerarse como yacimientos de porosidad única.
- En los yacimientos Tipo II, la permeabilidad de la matriz es baja, por lo que la permeabilidad del yacimiento la proporcionan las fracturas, pero la porosidad y el almacenamiento los proporciona la matriz. Después de las inundaciones clásicas, una cantidad sustancial de petróleo suele quedar atrapada en la matriz de baja permeabilidad.
- En los yacimientos Tipo III, tanto las fracturas como la matriz son permeables y las fracturas proporcionan un buen soporte a la permeabilidad de la matriz; sin embargo, la porosidad y el almacenamiento se encuentran principalmente en la matriz.
- Finalmente, en los yacimientos Tipo IV, la contribución de las fracturas a la permeabilidad y porosidad del yacimiento es insignificante, pero crean anisotropía que puede tener un impacto en la producción.

Allan y sol (Allan J, 2003) presentó una revisión de la recuperación en los distintos tipos de yacimientos fracturados basándose en un análisis estadístico de cien de dichos yacimientos; sugirieron que el promedio final la recuperación en todos los tipos de NFR suele ser del 20-30% del POES. Para los yacimientos Tipo II y III, el Factor de Recobro está por debajo del 30% del POES en el 70% de los casos, y por debajo del 40% del POES en el 90% de los casos.

Por lo tanto, grandes volúmenes de petróleo permanecen atrapados y se requieren técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) para ayudar a desbloquear reservas adicionales de estos yacimientos desafiantes. Una de las principales dificultades para identificar casos de campo de EOR química en yacimientos fracturados es la necesidad de determinar la naturaleza fracturada del yacimiento.



Figura 9. Micro fracturas que favorecen la migración vertical de fluidos en un yacimiento fracturados, (Lafournere, Dutan, Naranjo, & Bringer, 2013).

2.7 PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas. (SALAGER, 2005).

2.7.1 INYECCIÓN TÉRMICA

La recuperación térmica, es un proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro del reservorio con el propósito de aumentar la temperatura del yacimiento y reducir la viscosidad del petróleo, mejorando el desplazamiento del crudo hacia los pozos de producción. (Andrade & Ayala, 2017)

Tipos de inyección térmica:

- Inyección cíclica de vapor (huff and puff)
- Inyección continua de vapor (steam drive)
- Combustión in situ

2.7.2 INYECCIÓN DE GAS

El principio de la inyección de gas miscible radica en reducir la tensión interfacial entre los fluidos y eliminar los efectos de las fuerzas capilares. Inyectar CO₂ a la formación se ha convertido en uno de los métodos preferidos mundialmente, no solo se puede obtener naturalmente sino también en la industria (Li, 2009). La recuperación mejorada mediante la inyección de gas ha sido una de las técnicas más utilizadas en reservorios condensados, formaciones carbonatadas y crudos livianos, además de ser la opción más viable de EOR para las formaciones con baja permeabilidad (Alvarado, 2010).

Tipos de inyección de gases:

- Inyección de dióxido de carbono.
- Inyección de nitrógeno.
- Inyección de gas alternado con agua.

Tabla 5. Resumen completo de procesos químicos EOR para inyecciones a base de gas, (Delamaide, Batôt, & Alshaqsi, 2022)

PROCESOS EOR A BASE DE GAS				
	MISCIBLE O GAS INMISCIBLE	FA-GOGD	ESPUMAS SAG	SOLUBLE EN GAS TENSIOACTIVO
RESULTADOS ESPERADOS	mejorar la movilidad del petróleo en la matriz.	Reducir la movilidad del gas en fractura.	Similar a fa-gogd, pero con más incertidumbres.	Mejorar la penetración de gas en la matriz y la movilización de petróleo.
MECANISMOS	-Unidad viscosa: reducción de la viscosidad del aceite. expansión: efecto de hinchazón del aceite.	Unidad viscosa: movilidad en fase gaseosa reducción que produce más presión entre los bloques matriz.	Unidad viscosa: mientras se genere espuma en el lugar de proceso de capilar: tensioactivos.	Proceso de capilar: reducir el ift de gas/petróleo para lograr miscibilidad.
PROS	Puede complementar un gogd continuo operación.	Puede combinarse con tensioactivos.	- No se necesita espuma preformada. - efecto de los tensioactivos.	Complementa un gogd.
CONTRAS	Problemas de corrosión en caso de usar co2.	Estabilidad de la espuma en fracturas.	- No hay muchos ejemplos de aplicación. - los resultados aún están por demostrar.	Surfactantes no disponible en condiciones económicas.
DESAFÍOS Y RIESGOS	Definición de mezcla óptima de gases (ricos en hc, co2).	-¿Dónde inyectar la espuma? - Re imbibición de petróleo liberado en Bloques de matriz.	- Proceso poco claro. - Es posible que no se forme espuma o que sea Difícil de controlar	Diseño del surfactante.
HABILITADORES	Fuente de gas miscible disponible en economía.	Comprensión de la respuesta del historial del yacimiento bajo inyección de gas o agua.	Similar a fa-gogd	Tensioactivos disponibles a escala industrial

2.7.3 INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Consiste en incrementar la producción de crudo, mediante la disminución de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo (Salager, 2013), aumentar la viscosidad del fluido inyectado y permitir una mejora en la relación de la movilidad, en conjunto con la eficiencia de barrido. Se deberá considerar además las condiciones de temperatura,

salinidad y la dureza que pueden cambiar las propiedades del fluido que se va a inyectar a la formación (Adkins, 2012).

Las inyecciones más conocidas son:

- Inyección de polímeros.
- Inyección de surfactantes.
- Inyección de Alcalinos Surfactantes.
- Inyección de Alcalinos Surfactantes Polímeros.

Tabla 6. Resumen completo de los procesos químicos EOR para inyecciones a base de agua, (Delamaide, Batôt, & Alshaqsi, 2022).

PROCESOS DE EOR A BASE DE AGUA			
	POLÍMERO	VES	SURFACTANTES
RESULTADOS ESPERADOS	Mejora de la imbibición de bloques	Poco claro	Mejorar la imbibición de la fase acuosa en la matriz
MECANISMOS	Unidad viscosa: la reducción de la movilidad de la fase acuosa genera más presión entre los bloques de la matriz	Unidad viscosa: reducir la movilidad de agua en fracturas	Proceso capilar: puede reducir la tensión interfacial de aceite/agua o alterar la humectabilidad de la matriz.
PROS	- Más económico. - Proceso maduro en no nfr. - Puede combinarse con tensioactivos.	Tiene una baja viscosidad en presencia de aceite	- Puede combinarse con polímero/espuma/agua de baja salinidad. - Posibilidad de implementación cíclica
CONTRAS		Baja comprensión	Éxito técnico limitado
DESAFÍOS Y RIESGOS	- Inyectabilidad. - Pérdidas químicas en las zonas de agua.	Similares a la inyección de polímeros	- El bloque de matriz en el borde del petróleo debe apuntarse con cuidado. - adsorción de surfactantes en bloques de matriz mojadas por petróleo. - pérdidas químicas en la zona de agua
HABILITADORES		Se necesita trabajo de i+d	Es necesario comprender las causas de los fallos de las pruebas anteriores y pensar detenidamente en el diseño del piloto.

2.8 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros consiste en la adición de polímero a el agua de inundación para disminuir su movilidad, esto resulta en un aumento la viscosidad de la fase acuosa, y por tanto una reducción en la razón de movilidad (Lake & W, 1989), M , se define como la ecuación 1:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \left(\frac{\frac{\mu_o}{k_o}}{\frac{\mu_w}{k_w}} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde λ , μ y k son la movilidad, viscosidad y permeabilidad efectiva respectivamente y los subíndices o y w se refieren al aceite y al agua. Parte del petróleo se queda atrapado luego de una Inyección de agua, al aumentar la viscosidad del fluido inyectado mediante el uso de polímeros se genera una reducción en la movilidad de agua y en la permeabilidad de la fase acuosa, esto generará una mayor eficiencia de barrido en general (figura 10), para así obtener un incremento en el recobro (Kenneth, 1991).

La inyección de una solución de polímero en lugar de agua da como resultado una mayor saturación en el frente, reduciendo el corte de agua hasta que el frente de polímero se irrumpe, y puede ayudar a estabilizar los desplazamientos para los cuales la relación de movilidad del frente de agua y aceite es mayor que uno (1). De esta manera, reduciendo o previniendo el grado de digitación viscosa.

La figura 10 muestra un esquema típico de una invasión con polímeros, donde el pozo inyector introduce una solución de agua y polímeros en el subsuelo a través de una bomba de inyección. Esta mezcla fluye hacia la Zona V, donde se realiza la inyección de agua. Al avanzar, llega a la Zona IV, creando un tapón de polímeros que actúa incrementando la viscosidad del fluido de inyección y mejorando la eficiencia del desplazamiento del petróleo. La Zona III muestra el frente de invasión, donde el agua y los polímeros desplazan el petróleo hacia el pozo productor. La Zona II indica el banco de petróleo movilizado, mientras que la Zona I representa la región que ya ha sido drenada por el agua. En la superficie, las instalaciones manejan el procesamiento y separación de los fluidos extraídos.



Figura 10. Diagrama esquemático de una inyección de polímeros, (Blogspot, 2013).

Una mayor eficiencia de recobro constituye el principal incentivo económico cuando la inyección de polímeros es pertinente. Generalmente una inundación con polímeros será económica solo cuando la razón de movilidad en la inundación de agua es alta, el yacimiento presenta alta heterogeneidad, o cuando ocurre una combinación de estas dos (Lake & W, 1989).

El uso de polímeros en los yacimientos naturalmente fracturados busca restringir las canalizaciones a través de las fracturas más grandes o principales, pero no se desea dañar las fracturas secundarias, ya que son importantes para permitir altas inyectividades y productividades del pozo. El polímero inyectado en los pozos productores fluye preferencialmente a las zonas con más alta permeabilidad al agua y restringe el flujo de agua en estas zonas cuando el pozo es puesto en producción. La inyección de polímero tiene dos efectos: disminuye sustancialmente la tasa de producción de agua y aumenta el drawdown de presión en el wellbore aumentando la producción de crudo (González, 2005).

2.8.1 PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA

En el proceso de inyección se utilizan principalmente dos tipos de polímeros: el Xanthan y la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). El primero es un polímero de origen biológico y el segundo se fabrica de manera sintética. Debido a la diferencia de procedencia de estos, se obtiene un comportamiento distinto en cuanto al poder viscosificante de cada uno de los compuestos.

La razón histórica para el uso de estos dos polímeros en las operaciones de recuperación de petróleo se basa en el hecho de que cada uno tiene amplias aplicaciones en el mercado.

2.8.1.1 Biopolímero Xanthan.

Producido por el microorganismo *Xanthomonas Campestris*, su estructura química se muestra en la figura 12. Existen varias especies que se derivan de la reproducción de la célula inicial única, *campestris*, y estas producen polímeros de xanthan con propiedades bastante diferentes como resultado de algunas ligeras diferencias en los detalles de la estructura molecular resultante.

Este polímero actúa como una barra semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica. Los pesos moleculares del biopolímero de xanthan utilizado en los procesos EOR varían de 1 a 15 millones (James, 2011).

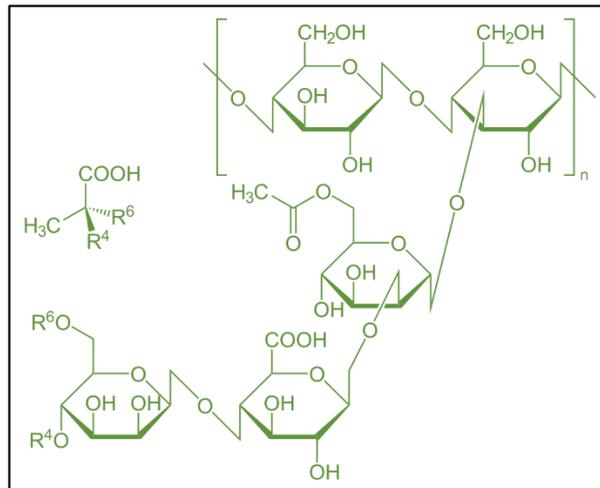


Figura 11. Estructura química de la molécula de Xanthan, (Insolit, 2021).

2.8.1.2 Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM).

Es un químico utilizado en la Industria petrolera debido a sus buenas propiedades floculantes y su fácil adquisición. En las operaciones de recobro, es mucho más frecuente el HPAM que el biopolímero Xanthan (Kenneth, 1991). El HPAM es un polímero sintético de cadena lineal de monómeros de acrilamida, algunos de los cuales han sido hidrolizados. (Figura 12).

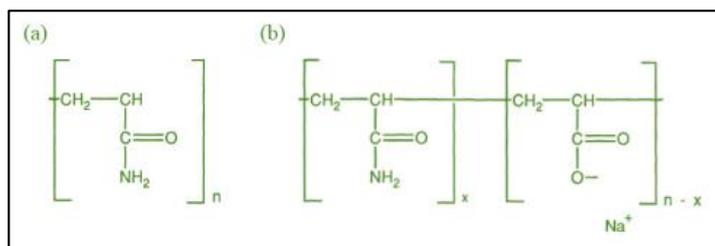


Figura 12. (a) Estructura de la poliacrilamida, (b) Estructura general de una cadena de HPAM, (Olaya, 2020).

2.8.2 FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Durante el proceso de inyección de polímeros ciertos fenómenos y parámetros son involucrados y alteran el proceso, los cuales serán descritos a continuación (Ortiz & Rincon, 2020):

2.8.2.1 Incremento de la viscosidad en la fase acuosa.

La viscosidad es el parámetro más importante para la solución de polímero dado que mejora la razón de movilidad agua-petróleo, esto resulta en un aumento de la eficiencia de barrido areal y vertical, aumentando el factor de recobro, el cual es el principal objetivo de la inyección de polímeros. Este parámetro se ve afectado principalmente por la concentración (Figura 13), los efectos de esfuerzos de corte, el pH, y la temperatura.

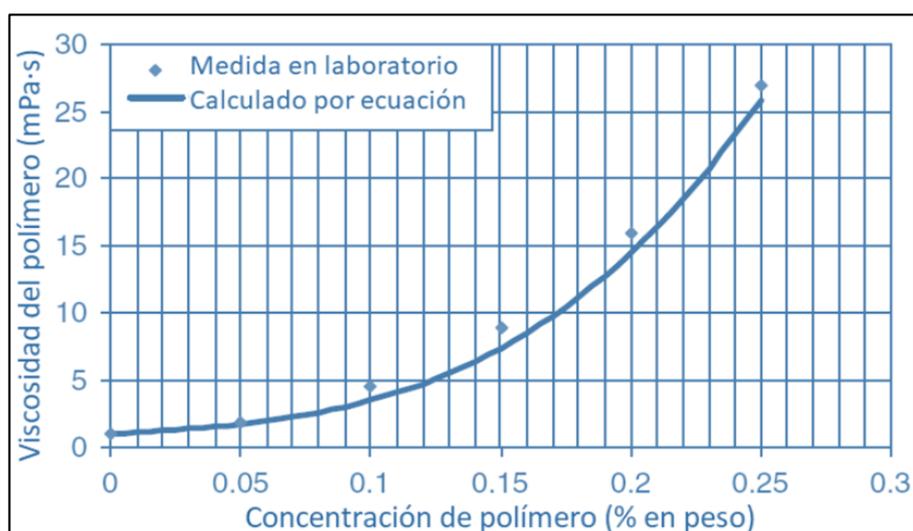


Figura 13. Viscosidad del polímero vs concentración, (James, 2011).

2.8.2.2 Reducción de la viscosidad del polímero debido a la salinidad de agua de formación.

La salinidad provoca el colapso de la cadena molecular, dando como resultado una molécula mucho más pequeña y, por lo tanto, una solución de menor viscosidad.

2.8.2.3 Factor de resistencia residual (RRF).

El factor de resistencia residual RRF es la relación entre la movilidad del agua antes y después de la inyección de una solución de polímero. También se puede expresar como la relación de la permeabilidad del agua inicialmente y después de la inyección de polímero, se representa como la ecuación 2 (Littmann, 1988).

$$RRF = \frac{K_w \text{ inicial}}{K_w \text{ despues}} \quad \text{Ecuación 2}$$

El factor de resistencia residual es una medida de la tendencia del polímero a adsorberse y bloquear parcialmente el medio poroso.

2.8.2.4 Degradación del polímero.

Se refiere a cualquier proceso que descompone la estructura molecular de las macromoléculas. Las principales vías de degradación de interés en las aplicaciones de recuperación de petróleo son químicas, mecánicas y biológicas.

2.8.2.5 Degradación química.

La degradación química se refiere a la descomposición de las moléculas de polímero, ya sea a través del ataque a corto plazo por contaminantes, como el oxígeno y el hierro, o por medio del ataque a largo plazo a la columna vertebral molecular por procesos como la hidrólisis. Esto último es causado por la inestabilidad intrínseca de las moléculas, incluso en ausencia de oxígeno u otras especies atacantes. En otras palabras, la estabilidad química del polímero se controla principalmente mediante reacciones de oxidación-reducción e hidrólisis.

2.8.2.6 Degradación biológica.

La degradación biológica se refiere a la descomposición microbiana de macromoléculas de polímeros por bacterias durante el almacenamiento o en el yacimiento. Aunque el problema es más frecuente para los biopolímeros, el ataque biológico también puede ocurrir para los polímeros sintéticos. Se ha encontrado que HPAM puede proporcionar nutrición a las bacterias reductoras de sulfato (BRS). A medida que aumenta el número de BRS, disminuye la viscosidad de HPAM.

2.8.2.7 Degradación mecánica.

Describe la descomposición de las moléculas en la región de alta velocidad de flujo cerca de un pozo, como resultado de altas tensiones mecánicas en las macromoléculas. Este efecto a corto plazo es importante solo en el yacimiento cerca del pozo (y también en algunos equipos de manipulación de polímeros, estranguladores, etc.).

2.8.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DEL POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO.

En vista de que el polímero es un elemento el cual no pertenece por naturaleza al yacimiento, presenta ciertos comportamientos dentro de este como se describe a continuación (Ortiz & Rincon, 2020):

- Retención de polímeros. La retención de polímeros incluye adsorción, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica. El atrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica están relacionados y ocurren solo en medios porosos de flujo continuo. Se considera que la retención por atrapamiento mecánico se produce cuando las moléculas de polímero más grandes se alojan en canales de flujo estrechos (Willhite y Domínguez, 1977).
- volumen poroso inaccesible (IPV). Cuando los tamaños de las moléculas del polímero son mayores que algunos poros en un medio poroso, las moléculas de polímero no pueden fluir a través de esos poros. El volumen de esos poros a los que las moléculas de polímero no pueden acceder se llama volumen de poro inaccesible (IPV).

2.9 FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro de hidrocarburos (HC) es una medida fundamental en la industria petrolera que indica la proporción de petróleo o gas recuperado de un yacimiento en comparación con la cantidad total originalmente presente. Su estudio es fundamental, ya que un mayor factor de recobro representa un aprovechamiento más eficiente de los recursos y un incremento significativo en la rentabilidad de los proyectos de extracción de hidrocarburos. (Mempet, 2005)

Además, es un indicador clave en la eficiencia de la extracción de petróleo y gas, y su mejora es fundamental para la viabilidad y el éxito de los proyectos en la industria petrolera.

Se representa con la ecuación 3:

$$FR = \frac{Np}{N} \quad \text{Ecuación 3}$$

2.10 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

La eficiencia de barrido areal se define como la relación que hay entre el área contactada por los fluidos inyectados y el área total a considerar en el análisis, es decir, la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo. Representa lo que se ha barrido en un área determinada (Balderas, 2024).

La eficiencia areal está controlada por numerosos factores, la mayoría de los cuales no se pueden controlar, entre ellos, las variaciones entre propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos (Ferrer, 2001).

Los principales factores de los que depende la eficiencia areal según (Green, 1998):

- Patrón de pozos inyectores y productores
- La heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento
- Relación de movilidad
- Relativa importancia de las fuerzas gravitacionales y viscosas.

La eficiencia de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada se puede cuantificar como el producto de dos eficiencias, la eficiencia de desplazamiento microscópica y la eficiencia volumétrica, esta última se compone del producto de otras dos, la eficiencia vertical y la eficiencia areal.

Además, se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria, ecuación 4.

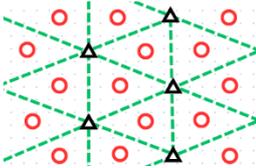
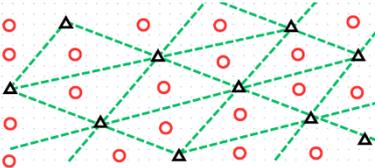
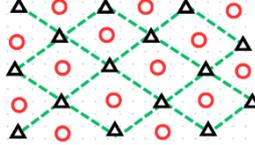
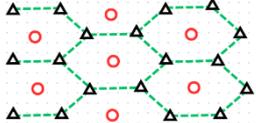
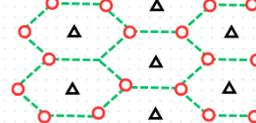
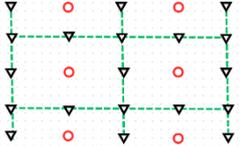
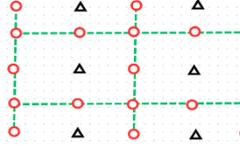
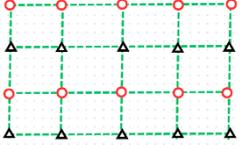
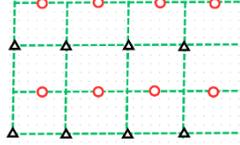
$$EA = \frac{\text{Área Horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}} \quad \text{Ecuación 4}$$

2.11 ARREGLOS DE POZOS

En el pasado, muchos campos petroleros antiguos utilizaban un espaciado irregular de pozos antes de aplicar técnicas de recuperación secundaria. Sin embargo, a medida que se ha avanzado en la comprensión del comportamiento de los yacimientos, se ha optado por utilizar arreglos (una disposición organizada de pozos de inyección y producción) y espaciados más uniformes en los pozos durante la etapa inicial de desarrollo del yacimiento.

Esto implica que, al planificar la recuperación secundaria, el campo estará estructurado en base a un arreglo regular, donde los pozos inyectores y productores forman diversas figuras geométricas conocidas y variadas, tal como se muestra en la tabla 7 y figura 14, (Ingeniería Petrolera, 2013).

Tabla 7. Diferentes tipos de arreglos según Craig. Elaborado por Alexander Moina.

	
Cuatro pozos, normal.	Cuatro pozos en líneas oblicuas.
	
Cinco pozos.	
	
Siete pozos.	Siete pozos, invertido
	
Nueve pozos, normal	Nueve pozos, invertido
	
Empuje de línea directa	Empuje de línea inversa
	

En cuanto al diseño de patrón de inyección, éste se determina según la forma original en que ha producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoros y productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo.

Garantizar una distribución uniforme del fluido inyectado es el objetivo para desplazar eficientemente el petróleo hacia los pozos de producción (Ingeniería Petrolera, 2013).

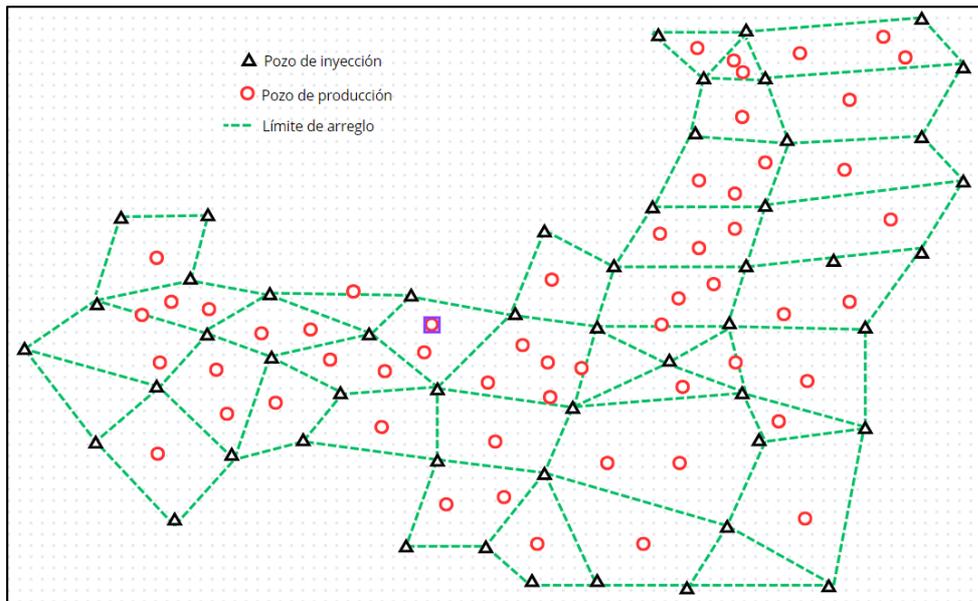


Figura 14. Arreglos irregulares (según Rose y Col), elaborado por Alexander Moina.

2.11.1 Tipos de arreglos:

- Patrones de Inyección Lineal: Se basa en inyectar fluidos a través de una serie de pozos paralelos, lo que resulta útil en yacimientos alineados geográficamente para lograr una distribución equitativa de los mismos.
- Patrones de Inyección en Cuña: La inyección de fluido desde pozos en las esquinas de un área del yacimiento hacia los pozos de producción en el centro implica dirigir el petróleo hacia los pozos de producción.
- Patrones Radiales: Se inyecta el fluido desde un pozo central hacia afuera en varias direcciones, formando un patrón radial, utilizado en depósitos circulares para llegar a zonas periféricas.
- Patrones de Inyección Alternada: La inyección alternativa de diferentes tipos de fluidos en ciclos predefinidos implica mejorar la eficiencia del barrido y recobro.

2.12 FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN UNA RECUPERACIÓN MEJORADA

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

2.12.1 TENSIÓN INTERFACIAL

Es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutira mas adelante) puede llegar a 0,001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La figura 15 indica la definición de los ángulos de contacto θ_O y θ_W

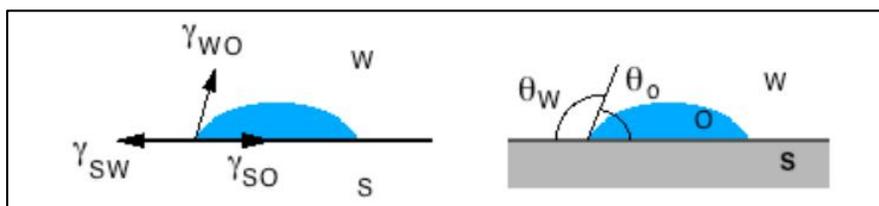


Figura 15. Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto en un sistema trifásico.

(Salager, 2013)

2.12.2 DRENAJE E IMBIBICIÓN

La imbibición es un proceso motivado por fuerzas interfaciales, entre fluidos inmiscibles ocupando un mismo medio poroso y resistido por fuerzas viscosas. La interacción de estos factores marca el ritmo resultante y la intensidad del proceso de imbibición. El medio poroso, con su geometría interna compleja, puede transportar en su interior dos o más fluidos, los cuales incluso pueden movilizarse en direcciones opuestas al mismo tiempo. (Marcelo Crotti, 2015)

2.12.3 HUMECTABILIDAD O MOJABILIDAD

Es la preferencia de un fluido a adherirse a una fase sólida en presencia de un fluido inmiscible. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. Las rocas pueden ser humedecidas con agua, humedecidas con petróleo o con una mojabilidad intermedia, tal como lo indica la figura 16, (SLB, 2023).

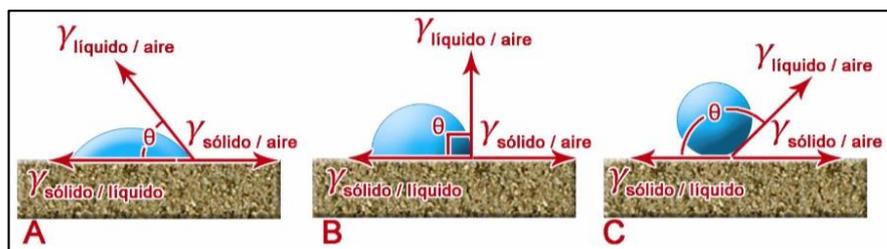


Figura 16. Humectabilidad en sistemas roca-sólido, (A) roca mojada por agua, (B) roca de mojabilidad intermedia, (C) roca mojada por petróleo, (Barrera, 2014).

2.12.4 PRESION CAPILAR

Es una de las fuerzas más importantes que controlan y gobiernan la distribución de fluidos en el yacimiento. Las fuerzas capilares se originan de la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua, gas) que coexisten en el medio poroso. Se expresa en términos de diferencial de presión en la interfase entre la fase mojante y no mojante. (Red, 2024)

En un poro, la presión capilar depende del tamaño de la garganta del poro y de los dos fluidos que están en contacto. Cuantitativamente esta relación se puede expresar por la ecuación 5:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\phi}{r} \quad \text{Ecuación 5}$$

2.13 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE UNA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.

El objetivo principal de los métodos de Recuperación Mejorada es mejorar la extracción del petróleo que se encuentra en un yacimiento. Los métodos que incluyen la utilización de sustancias químicas están principalmente afectados por factores como (Reyes & Lainez, 2024):

- **Características del yacimiento:** éstas juegan un papel importante a la hora de determinar el método de recuperación utilizado para extraer el petróleo. Diferentes yacimientos tienen diferentes características que influyen en la eficiencia de recuperación y el costo de extracción. Algunas de las características críticas del yacimiento incluyen la profundidad, la porosidad, la permeabilidad, la viscosidad y la presión del yacimiento.

- **Método de inyección:** los métodos de inyección, como inyección de agua, gas o productos químicos, varían en eficacia según las características del yacimiento y la fase de recuperación en que se encuentre.
- **Propiedades del fluido inyectado:** la calidad y composición del agua, gas o químicos utilizados en la inyección son importantes para mejorar la movilidad del petróleo residual.
- **Condiciones operativas:** factores como la presión y la temperatura del yacimiento afectan la eficacia de los métodos de EOR. La variación en estas condiciones puede influir en la movilidad del petróleo.
- **Tecnología utilizada:** avances tecnológicos en monitoreo, modelado de yacimientos, diseño de inyección y control de fluidos son fundamentales para mejorar la efectividad de la recuperación.
- **Factores económicos y medioambientales:** Consideraciones económicas, costos de implementación de EOR, así como las regulaciones medioambientales, también influyen en la elección y viabilidad de los métodos de recuperación mejorada de petróleo. La combinación y la interacción de estos factores determinan la efectividad y la viabilidad de la implementación de la recuperación mejorada de petróleo en un yacimiento específico.

2.14 PROPIEDADES FISICAS DE LA ROCA

2.14.1 POROSIDAD

Es una de las propiedades intrínsecas más importantes de la roca reservorio de un yacimiento, ya que es un indicativo del volumen en el que puede encontrarse almacenados los hidrocarburos dentro de los poros. (Atahualpa, 2013)

2.14.1.1 Porosidad Total

Se denomina porosidad total a la relación entre el volumen de poros comunicados y no comunicados y el volumen total de la roca, ecuación 6.

$$\phi_T = \frac{V \text{ poros comunicados y no comunicados}}{V \text{ total de la roca}}$$

Ecuación 6

2.14.1.2 Porosidad Efectiva

Se define como la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen total de la roca, ecuación 7.

$$\Phi_e = \frac{V \text{ poros comunicados}}{V \text{ total de la roca}} \quad \text{Ecuación 7}$$

2.14.2 PERMEABILIDAD

es una propiedad Dinámica. La permeabilidad de una roca es una medida cuantitativa de la facilidad con la que la roca permite el paso de fluidos expuestos a un gradiente de presión. Este proceso de transporte de fluido puede ser modelado asumiendo que la estructura de la roca consiste de una serie de tubos pequeños o capilares. Si se toma en cuenta que el flujo es laminar, la relación de Darcy puede ser usada para definir la permeabilidad k , en términos de la tasa de fluido, área, longitud, presión diferencial y viscosidad del fluido, ecuación 8.

$$k = Q \cdot \mu \cdot \frac{L}{\Delta P \cdot A} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

k = Permeabilidad.

Q = Tasa de flujo.

A = Área.

L = Longitud.

ΔP = Presión Diferencial.

μ = Viscosidad del fluido

2.14.3 SATURACIÓN

La Saturación de una formación es la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado. El símbolo para la Saturación es S ; varios subíndices son utilizados para denotar saturación de un fluido en particular (S_w para Saturación de Agua, S_o para Saturación de Petróleo, S_h para Saturación de hidrocarburos).

La Saturación de Petróleo o Gas, es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. Los poros deben estar saturados con algún líquido. Así, la sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada, debe ser del 100 % *Ecuación 9*, por lo tanto, se cumple la ecuación 9:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Algunos artículos simplemente mencionan que el yacimiento está fracturado sin proporcionar ninguna información sobre la intensidad de la fractura, el tamaño del bloque o cualquier otro elemento relevante, por lo que es difícil vincular las propiedades de la red de fracturas hasta el desempeño del proceso de recuperación.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE METODOLOGÍA

La presente investigación se basa en comprender de manera profunda y detallada los procesos y fenómenos relacionados con la recuperación mejorada de petróleo en reservorios fracturados, desde un enfoque cualitativo. Además, Se emplearán métodos como análisis de casos prácticos y revisión detallada de la literatura científica y técnica relacionada con el tema de interés; es crucial en este proceso la selección cuidadosa de fuentes confiables y pertinentes, ya que establece los cimientos necesarios para el posterior desarrollo de nuestro trabajo.

La investigación tiene un alcance descriptivo, ya que pretende caracterizar y analizar a fondo las características, comportamientos y resultados de las tecnologías utilizadas para la recuperación mejorada del petróleo en reservorios fracturados. Se realizará un análisis minucioso de las variables relevantes, tales como el factor de recobro antes y después de implementar tecnologías y la eficiencia en la extracción de petróleo. Es fundamental señalar que, debido a ser un enfoque descriptivo, el investigador no ejerce control directo sobre las variables del estudio y se vale principalmente de la observación para recabar datos significativos.

El tipo de investigación descriptiva, comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual y la composición o procesos de los fenómenos” (Tamayo, 2006). Con la metodología descriptiva es posible realizar un análisis minucioso de los procesos implicados en la eficacia de las tecnologías para mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos fracturados. Al analizar detalladamente y registrar estos fenómenos, se logra comprender a fondo su naturaleza y comportamiento. El enfoque no solamente revela la situación actual de los yacimientos, sino que también hace más fácil identificar patrones y relaciones importantes, esenciales para mejorar las estrategias de extracción de hidrocarburos en estas formaciones.

Se sugiere usar portales de información reconocidos y acreditados, así como verificar la credibilidad del autor y su formación académica para asegurar la validez y confiabilidad de las fuentes utilizadas. Este método integral asegura un estudio riguroso y basado en evidencia, con potencial para hacer contribuciones significativas

3.2. UNIVERSO Y MUESTRA

Como universo nos centraremos en el estudio de las arenas “T” de la Formación Napo, una región específica donde se encuentran reservorios fracturados y se aplican tecnologías mejoradas para la recuperación de petróleo (EOR).

La muestra comprende el Campo Shushufindi, además mediante un análisis técnico de los resultados, mecanismos, pros, contras, desafíos y riesgos (Delamaide, Batôt, & Alshaqsi, 2022) entre varias tecnologías de EOR, la inyección de un polímero se lo considera como método apropiado en el proceso de una recuperación mejorada de petróleo de un reservorio fracturado.

3.2.1. CRITERIOS DE MUESTRA

Se analizarán las características geológicas y petrofísicas de la zona de interés (reservorio T), que corresponde a la formación Napo.

3.2.2. DATOS

En la presente investigación se usaron distintas fuentes para recopilar datos, incluyendo fuentes teóricas y experimentales. Gracias a esta aproximación multidimensional, pudimos obtener un entendimiento integral y sólido de los temas tratados en el estudio.

FUENTES EXPERIMENTALES:

- Lito-estratigrafía de la formación Napo.
- Casos de campo de tecnologías de EOR aplicadas a reservorios fracturados.
- Datos del campo Shushufindi.
- Características de los fluidos y propiedades petrofísicas.
- Historial de producción del Campo Shushufindi.

- Mapas estructurales.

FUENTES TEÓRICAS:

- Métodos de EOR aplicadas a reservorios fracturados.
- Estudios de tecnologías de recuperación mejorada.
- Estudios de reservorios fracturados.
- Diseños de inyección de polímeros en reservorios fracturados.
- Informes de empresas petroleras.
- Sitios web.

3.2.3. ESQUEMA METODOLÓGICO

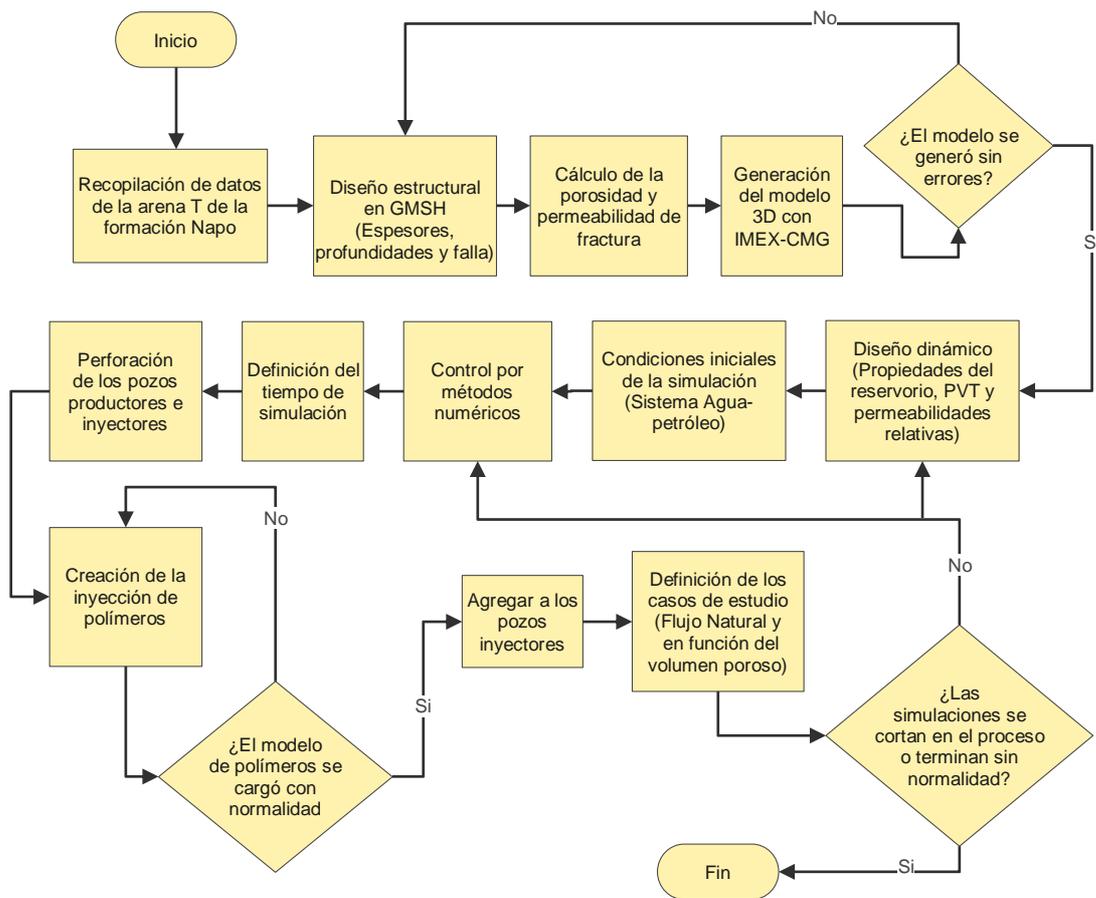


Figura 17. Esquema metodológico de la inyección de polímeros, (Moína, 2024).

3.3. CÁLCULO DEL POES

El cálculo del POES (N) constituye una medida importante para analizar la fiabilidad de nuestros resultados de simulación. Una vez que hemos ingresado nuestros datos de campo (propiedades petrofísicas y de los fluidos) en el simulador, obtenemos ciertos resultados y éstos deben coincidir o asemejarse en un rango moderado a los que calcularemos a continuación con el método volumétrico.

Aplicación del método:

$$N = \frac{7758 * A * H * \emptyset * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Factor de conversión= 7758

A= área (ácre)

H= espesor

\emptyset = porosidad

S_{wi} = saturación de agua inicial

B_{oi} =factor volumétrico del petróleo

Usando los datos petrofísicos y de los fluidos de la zona de interés mencionadas en la sección 2.4.5 y 2.4.6 procedemos a calcular el POES, entonces:

$$N = \frac{(7758)(38415)(48)(0.17)(1 - 0.15)}{1.3003}$$

$$N = 1589703516.74 \text{ BN} \approx 15.89 \text{ MMMBN}$$

3.4. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

3.4.1. DISEÑO DE MODELO ESTÁTICO

El modelo estático del yacimiento es esencial para la identificación y delimitación precisa de la zona de interés previamente seleccionada. Este modelo constituye una etapa fundamental en la generación del modelo dinámico del yacimiento. Además, permite evaluar y planificar la aplicación de tecnologías de Recuperación Mejorada de Petróleo

(EOR), como la inyección de polímeros, proporcionando una comprensión detallada de su impacto en la producción y en la distribución de fluidos dentro del yacimiento.

Utilizando los datos de geología estructural y las propiedades petrofísicas del reservorio "T", podemos generar un modelo detallado con el software GMSH. Esta herramienta nos permite integrar de manera eficiente la información geológica y delimitar la zona.

3.4.2. PROCEDIMIENTO DE MODELADO EN GMSH

El primer paso es importar la imagen del mapa de contorno que tengamos al software GMSH (Figura 18).

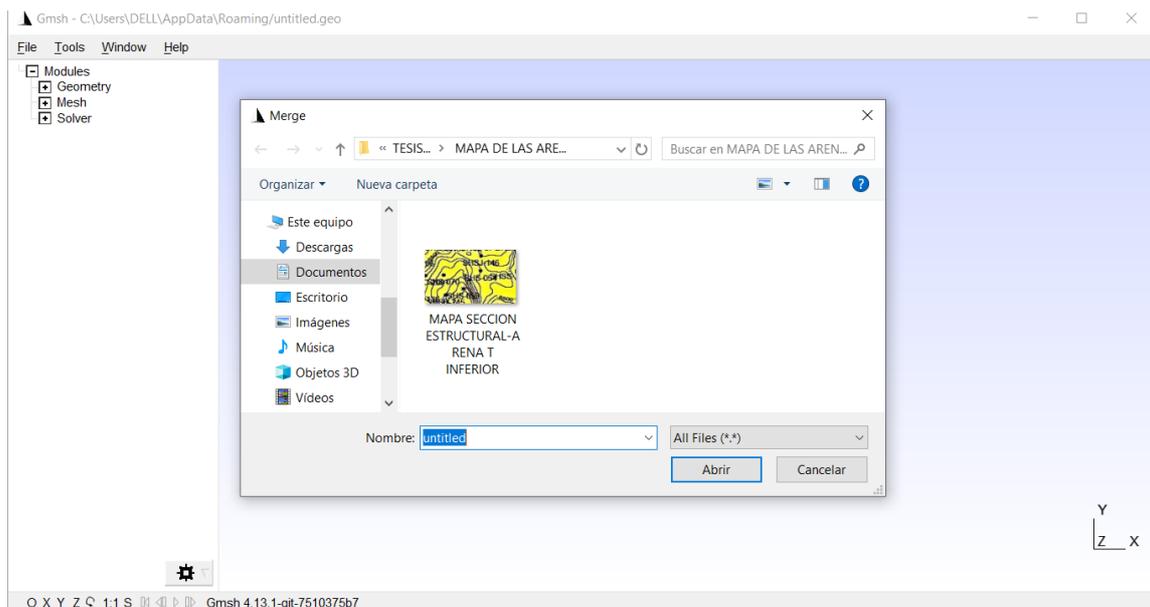


Figura 18. Mapa estructural de sección de Arena "T" inferior importado en el software, (Moina, 2024).

Seguido usamos la herramienta "points", para generar los puntos en el plano cartesiano "x" y "y". Esta opción nos ayudó a crear las capas presentes en la arena. Una vez generado todos los puntos en el software, exportamos el archivo en formato de extensión ".msh", lo cual nos genera el mapa de contornos (Figura 19).

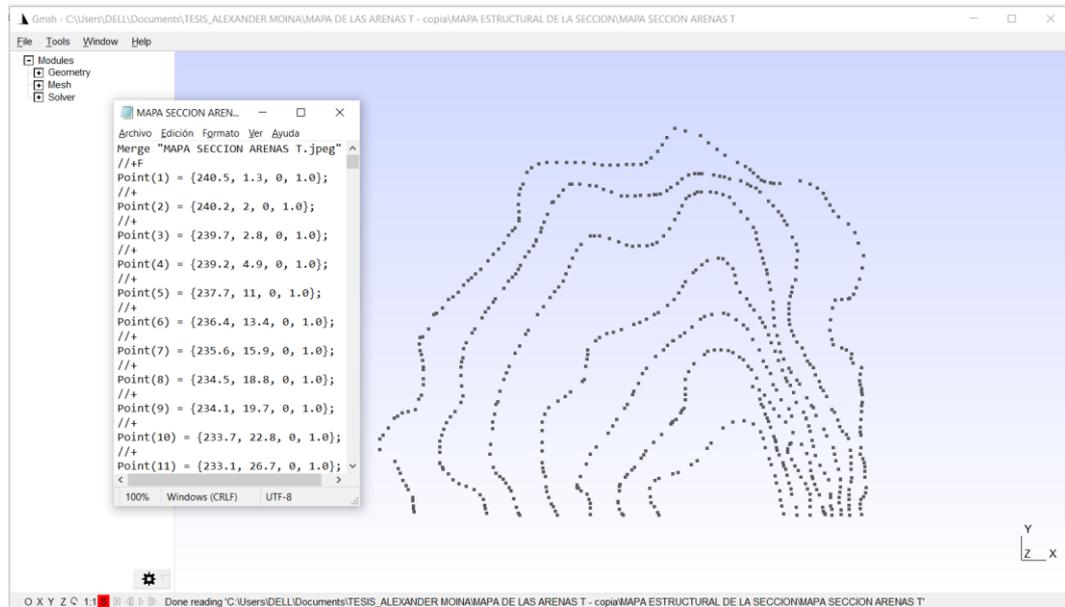


Figura 19. Mapa de contorno generado con los puntos en el CSMH, (Moina, 2024).

No obstante, las coordenadas que nos generó el CSMH de nuestro mapa no están en una escala real, por lo tanto, es necesario aplicar un proceso matemático para corregir los valores. El proceso matemático es básico, consiste en multiplicar nuestros puntos exportados por ciertas constantes definidas mediante un análisis del área de nuestro mapa estructural de estudio.

Para el cálculo de las constantes realizamos en una división de los valores de la sección del mapa estructural entre los valores mínimos y máximos de las coordenadas exportadas del GMSH.

Por lo tanto, la constante para “x” es 10.1608806, en cuanto a “y” es 8.46560847. Adicionalmente es necesario realizar una conversión de unidades, ya que las coordenadas reales están en metros, en este caso multiplicaremos por 3.28084 para llevar las coordenadas reales a pies (Figura 20).

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
"C"	"9500"		-153	
8607.412918	,		38.88402963	
8587.411184	,		113.8746582	
8587.411184	,		180.5329947	
8600.745673	,		236.0816085	
8637.415519	,		272.1882074	
8670.751743	,		333.2916825	
8687.419854	,		399.950019	
8664.084498	,		544.3764148	
8664.084498	,		624.9219048	
8664.084498	,		688.8028106	
8650.750008	,		738.796563	
8630.748274	,		788.7903153	
8587.411184	,		858.2260825	
8594.078428	,		941.5490032	
8594.078428	,		1108.194844	
8587.411184	,		1160.966028	
8587.411184	,		1216.514641	
8594.078428	,		1324.834438	
8607.412918	,		1435.931666	
8607.412918	,		1513.699725	

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
"C"	"0"		-153	
8607.412918	,		38.88402963	
8587.411184	,		113.8746582	
8587.411184	,		180.5329947	
8600.745673	,		236.0816085	
8637.415519	,		272.1882074	
8670.751743	,		333.2916825	
8687.419854	,		399.950019	
8664.084498	,		544.3764148	
8664.084498	,		624.9219048	
8664.084498	,		688.8028106	
8650.750008	,		738.796563	
8630.748274	,		788.7903153	
8587.411184	,		858.2260825	
8594.078428	,		941.5490032	
8594.078428	,		1108.194844	
8587.411184	,		1160.966028	
8587.411184	,		1216.514641	
8594.078428	,		1324.834438	
8607.412918	,		1435.931666	
8607.412918	,		1513.699725	

Figura 20. Archivos con coordenadas a escalas de campo de tipo de extensión “.bna”, (Moina, 2024).

3.4.3. DISEÑO DE LAS MALLAS DE SIMULACIÓN

En esta etapa usamos las herramientas del software CMG, “Builder” mediante la importación del mapa isópaco generado en GMSH, los datos de la geología estructural, y las propiedades petrofísicas del campo Shushufindi.

Durante la inicialización del programa, abrimos un nuevo proyecto en la herramienta builder, seleccionamos la opción “IMEX”, ya que vamos a modelar un yacimiento convencional, “Field” por las unidades de campo, “DUAL POR” ya que el reservorio está fracturado, y el factor de forma de “Shape Factor” será “Warren and Root”, debido a que es el más clásico usado en porosidades duales (Figura 21), asumiendo una distribución regular de las fracturas. El tiempo de simulación lo tomaremos desde el año 2017.

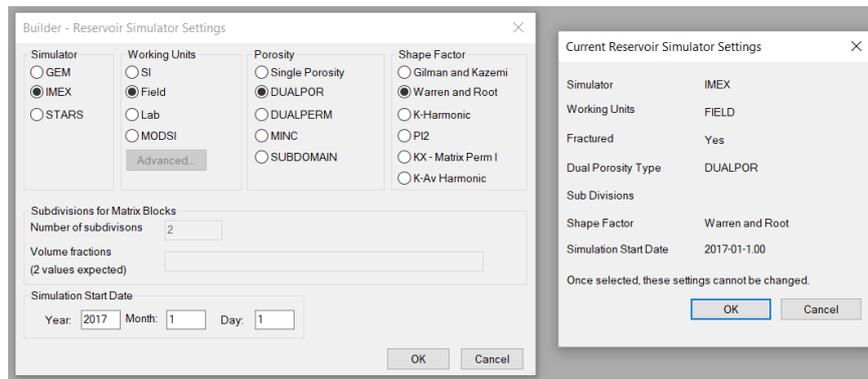


Figura 21. Configuración de las condiciones del nuevo proyecto en “Builder”, (Moina, 2024).

Ahora procedemos a abrir el mapa creado con la extensión “.bna”, con el fin de generar nuestro mapa de límites del área de nuestro yacimiento; dicho mapa define los límites geográficos del área de interés para la simulación. Para ello seleccionamos el tipo de mapa “Atlas Boundary format (.bna)” (Figura 22), las unidades en pies (ft) y finalmente la dirección de directorio “Atlas Boundary File” del archivo tipo “.bna”.

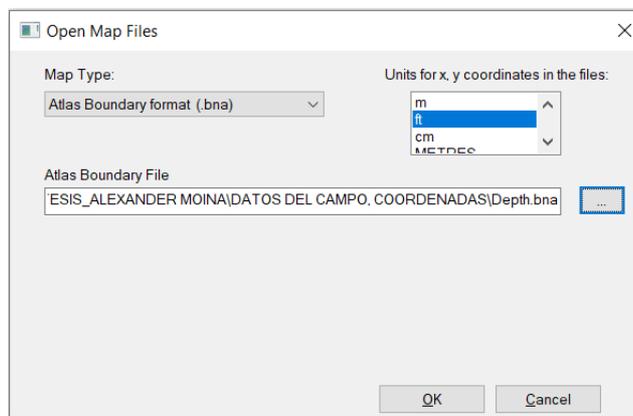


Figura 22. Importación del mapa isópaco del yacimiento, (Moina, 2024).

Para la construcción del mallado se usaron los datos geológicos del yacimiento, como el número de capas de la formación y profundidad de tope y base. Entonces, ingresamos a la opción de crear grilla “create grid” donde seleccionamos el tipo de grilla ortogonal, “Orthogonal Corner Point Grid”. Ahora, la dirección “i,j,k” corresponde a las dimensiones del reservorio, y tomando en cuenta que cada grilla vale 100 pies, los valores

serán respectivamente 53 para I, 37 para J y 10 para k (figura 23). Estos valores están basados de acuerdo al análisis dimensional del mapa de límites.

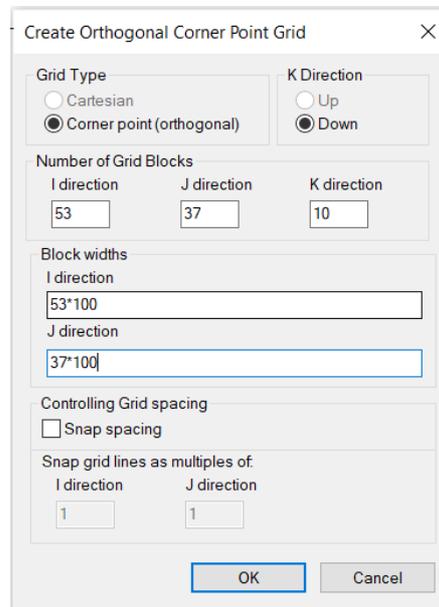


Figura 23. Configuración del tipo de mallado para la simulación, (Alexander, 2024).

Una vez que se ha establecido la configuración inicial para el mallado, hacemos clic en “ok”, lo que nos genera los bloques de mallado para el yacimiento. Es necesario el ingreso de las propiedades del yacimiento para una caracterización real del mismo, por lo tanto, ingresamos a la opción “Specify Property” de la herramienta “Builder” (Figura 24), y procedemos a ingresar los datos geológicos de la formación y propiedades petrofísicas del reservorio.

Para el cálculo de la porosidad y permeabilidad de fractura realizamos ciertos cálculos matemáticos y usamos las siguientes fórmulas empíricas sobre aperturas de fracturas naturales de 0.001 ft tomadas de (Angel & Hidalgo, 2022).

- Porosidad de fractura considerando 1ft de espaciamiento para I “DI frac” y J “DJ frac”:

$$\phi_f = 0.001 * \left(\frac{1}{DJ \text{ frac}} + \frac{1}{DI \text{ frac}} \right) \rightarrow \phi_f = 0.2\%$$

Ecuación 11

- Permeabilidad de fractura en la dirección I:

$$k_{f-I} = \frac{0,001 * \left(\frac{DJ}{DJ \text{ frac}}\right)}{DJ} \rightarrow k_{f-I} = 0.001$$

Ecuación 12

- Permeabilidad de fractura en la dirección J:

$$k_{f-J} = \frac{0,001 * \left(\frac{DJ}{DJ \text{ frac}}\right)}{DJ} \rightarrow k_{f-I} = 0.001$$

Ecuación 13

- Permeabilidad de fractura en la dirección K:

$$k_{f-K} = k_{f-I} + k_{f-J} \rightarrow k_{f-k} = 0.002$$

Ecuación 14

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Porosity - Fracture	Permeability I
UNITS:	ft	ft			md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X
Whole Grid			0.17	0.001	250
Layer 1	(C:\Users\Usuario\Desktop\Depth. bna) * 1	(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 2		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 3		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 4		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 5		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 6		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 7		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 8		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 9		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			
Layer 10		(C:\Users\Usuario\Desktop\Thickness. bna) * 0.1			

Figura 24. Ingreso de propiedades geológicas del yacimiento, (Moina, 2024).

Al ajustar todos los valores de las propiedades requeridos, obtenemos el modelo estático del yacimiento (Figura 26); Ahora es posible realizar un análisis en 3D del reservorio de estudio con las propiedades del fluido.

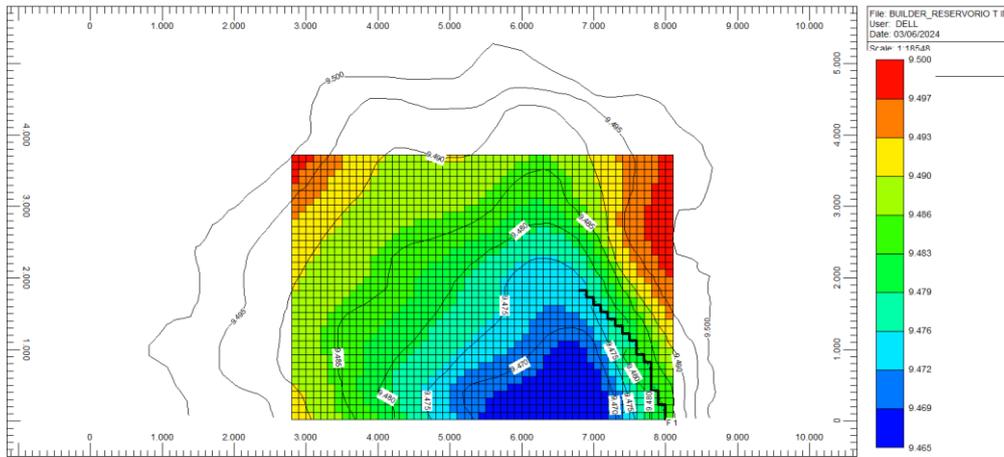


Figura 25. Diseño IJ-2D Areal del Reservorio, (Moina, 2024).

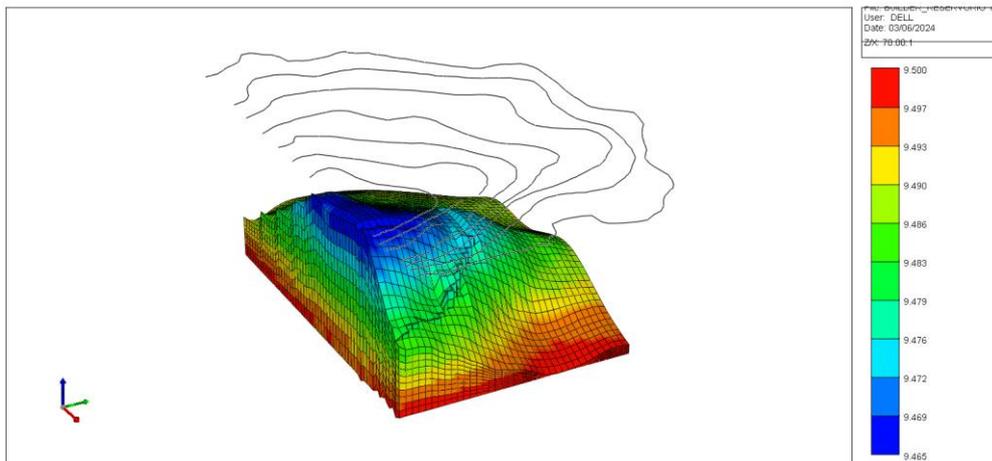


Figura 26. Diseño 3D del Reservorio, (Moina, 2024).

3.4.4. MODELO DINÁMICO

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		218 F
2	Generate data upto max. pressure of		4050 psi
3	Bubble point pressure calculation	Generate from GOR value	383 ft3/bbl
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	31.88
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.8
6	Reference pressure for water properties		14.696 psi
7	Pressure dependence of water viscosity		
8	Water salinity (ppm)		23000

Figura 27. Propiedades del reservorio del modelo Black Oil. (Moina, 2024).

En la Figura 27 se muestran las propiedades petrofísicas para el modelo Black Oil, abarcando el Grado API, las presiones, Relación Gas-Petróleo (GOR) y la salinidad. Estas características son esenciales para una comprensión detallada del comportamiento del fluido en el yacimiento. El Grado API determina la densidad del crudo, mientras que el GOR y la salinidad influyen en las condiciones de producción y la eficiencia de recuperación.

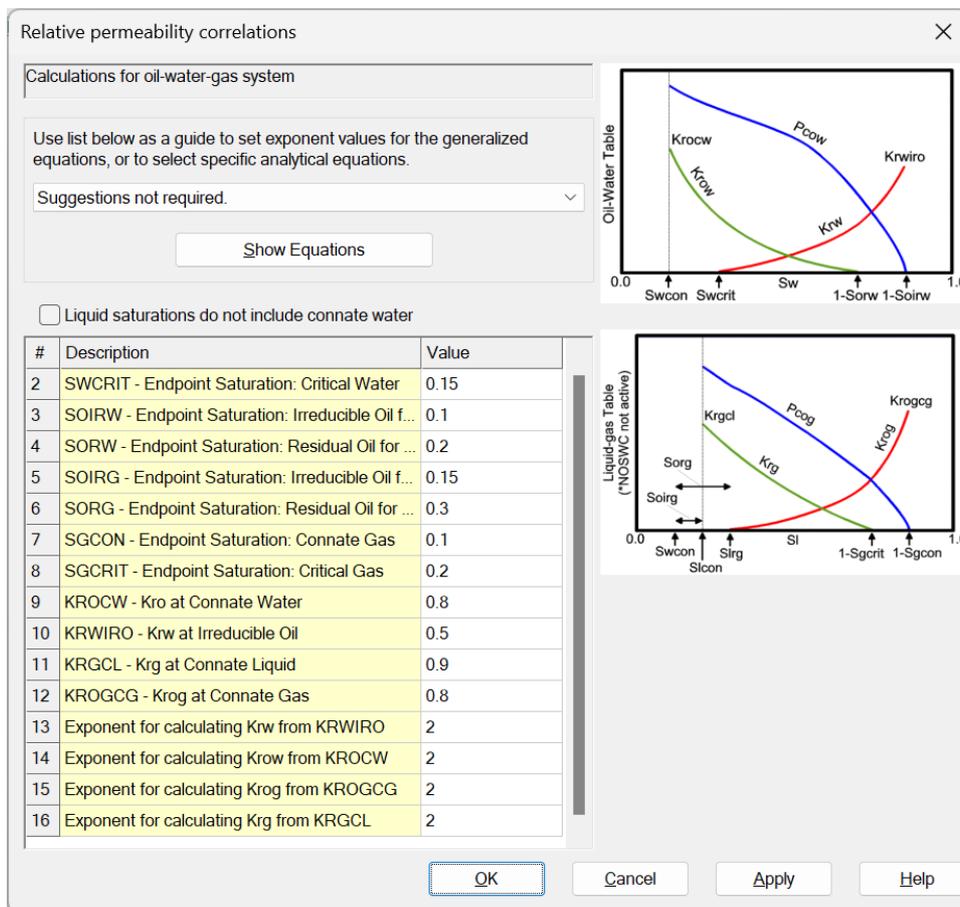


Figura 28. Valores para las correlaciones de permeabilidades relativas. (Moina, 2024).

En la Figura 28 se presentan detalladamente las correlaciones de las permeabilidades relativas del agua y del líquido, junto con los exponentes establecidos para el modelo de yacimientos naturalmente fracturados “2”.

Estas correlaciones se asemejan al comportamiento de flujo multi fásico de la arena T de la formación Napo, ya que las permeabilidades relativas indican cómo se desplazan el

agua y el líquido en presencia de otras fases e inicia en 15% la saturación de agua inicial. De esta manera, los exponentes fijados permiten ajustar con precisión el modelo, lo que permite una representación más realista del flujo de fluidos.

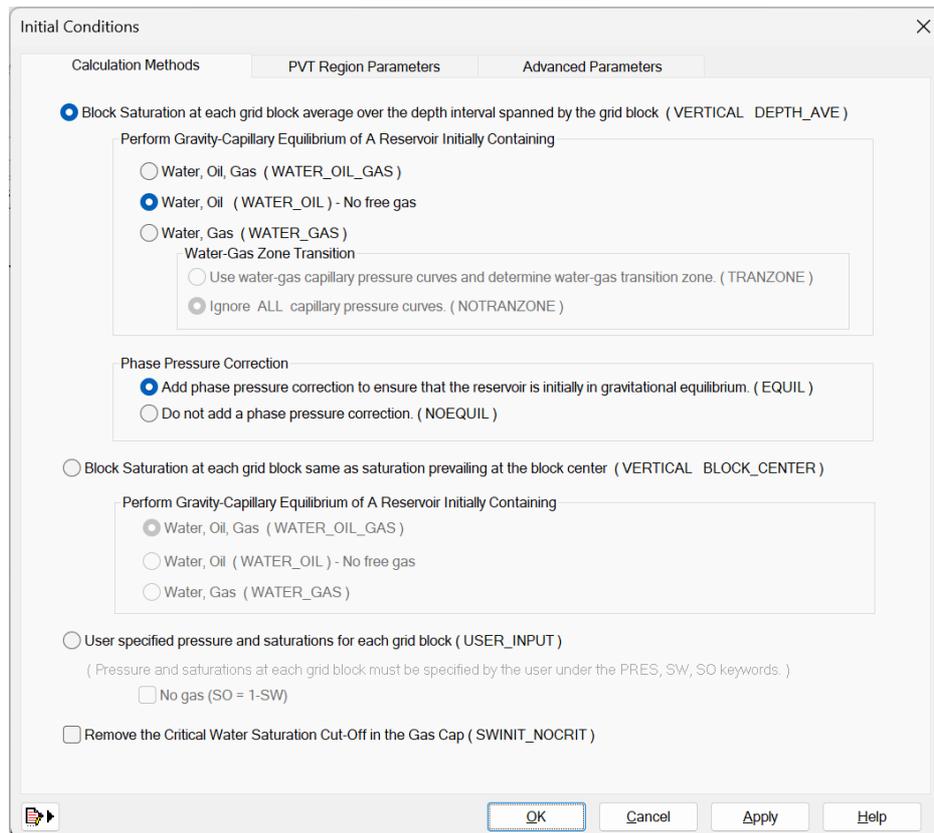


Figura 29. Condiciones iniciales del modelo dinámico. (Moína, 2024).

Posteriormente, se agregaron las condiciones iniciales del modelo de simulación para un sistema agua petróleo sin capa de gas y se fijó la corrección de presión de fase para garantizar que el yacimiento esté inicialmente en equilibrio gravitacional como se muestra en la Figura 29. En la sección de los parámetros para el PVT se agregó una presión de referencia de 4,000 Psi para la profundidad de 9,490ft, el contacto agua petróleo en 9,495 ft y la presión de burbuja de 1,053 Psi.

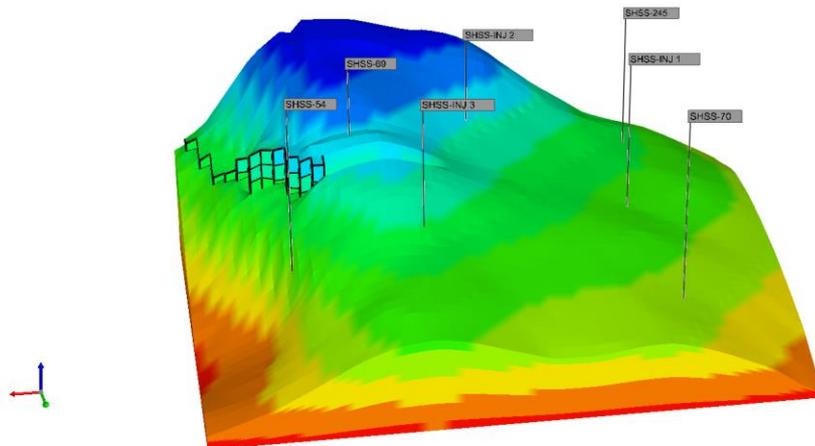


Figura 30. Perforación de pozos productores e inyectores. (Moina, 2024).

En base a la Figura 30 se puede visualizar la perforación de los pozos productores e inyectores, la ubicación y profundidades se pueden visualizar en el Anexo A. Se establecieron las siguientes condiciones de operación:

- Pozos productores:
 - Tasa máxima de producción: de fluido: 1000 bpd.
 - Presión mínima de operación: 1000 Psi.
- Pozos inyectores:
 - Tasa máxima de inyección en función del volumen poroso (PV): 100 bbls/d (8%PV), 75 bbls/d (6%PV) y 50 bbls/d (4%PV)
 - Presión máxima de inyección: 4050 Psi.

El volumen poroso correspondió a 96.237 ft³ y el periodo de tiempo para los pozos productores inicio el 01-01-2017 y finalizó en 01-01-2037; para los pozos inyectores inicio el 01-06-2024 hasta 01-01-2037.

3.4.5. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros en yacimientos fracturados es una técnica utilizada para mejorar la recuperación de hidrocarburos, y comprende dos aspectos clave: la viscosidad del polímero en función de su concentración sin los efectos de la tasa de corte, y la velocidad de flujo del polímero considerando dichos efectos (Martinez, 2023).

La viscosidad del polímero aumenta con su concentración, siendo influenciada por la salinidad del medio, lo cual garantiza una adecuada movilidad del fluido de inyección. Por otro lado, la tasa de corte afecta la velocidad del polímero, modificando su comportamiento reológico y, por ende, su capacidad para desplazarse eficientemente a través de las fracturas del yacimiento.

Para el diseño del polímero utilizado en la inyección en yacimientos fracturados, se empleó el asistente de CMG de la sección de componentes denominado "Process Wizard". Este asistente permitió una configuración adecuada a las propiedades de la arena T. Además, se basó en la guía de Zettl (2019) para el caso de reservorios fracturados, dónde se ingresó la salinidad de 23,000 ppm de la arena T y 35,000 ppm en base al asistente de diseño, el tiempo de vida media del polímero de 1040 días correspondiente a la degradación considerando efectos de la absorción del polímero. En cuanto a las interpolaciones de las curvas de permeabilidades relativas se fijaron en dos sets o interpolaciones y la reducción del 20% del desplazamiento agua petróleo.

Tabla 8. Viscosidad sobre la concentración del polímero sin efectos de la tasa de corte (Moina, 2024)

Wt% Polímero	Salinidad=23000	Salinidad= 35000
	Viscosidad, cp	Viscosidad, cp
0	0.291387	0.291387
0.03	3.5	3.32803
0.05	5.2	4.78118
0.075	10.8	9.52186

En la Tabla 8 se muestra la relación entre la viscosidad y la concentración del polímero sin los efectos de la tasa de corte, comparando dos niveles de salinidad. A medida que aumenta la concentración del polímero, se observa un incremento notable en la viscosidad en ambos niveles de salinidad. Sin embargo, la viscosidad es consistentemente más alta en la solución con menor salinidad en todas las concentraciones del polímero estudiadas.

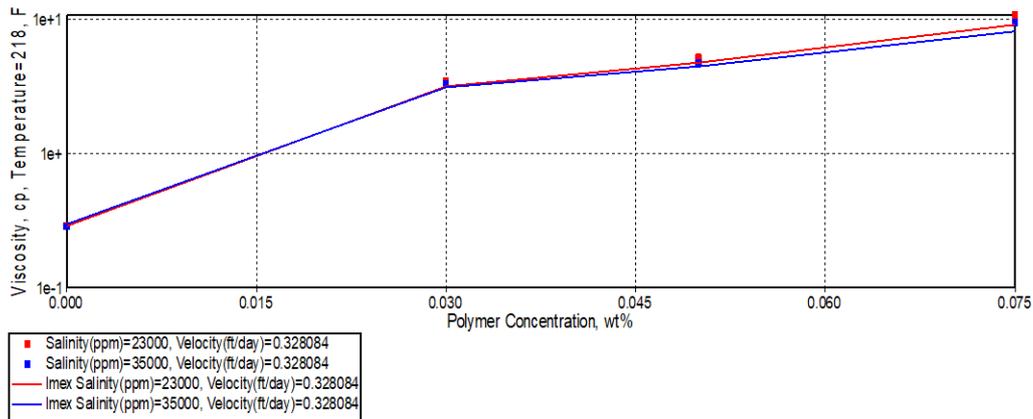


Figura 31. Viscosidad sobre la concentración del polímero sin efectos de la tasa de corte. (Moina, 2024).

La Figura 31 es una representación gráfica de la viscosidad del polímero a las condiciones de temperatura del reservorio y los cambios de la concentración del polímero en función de la velocidad.

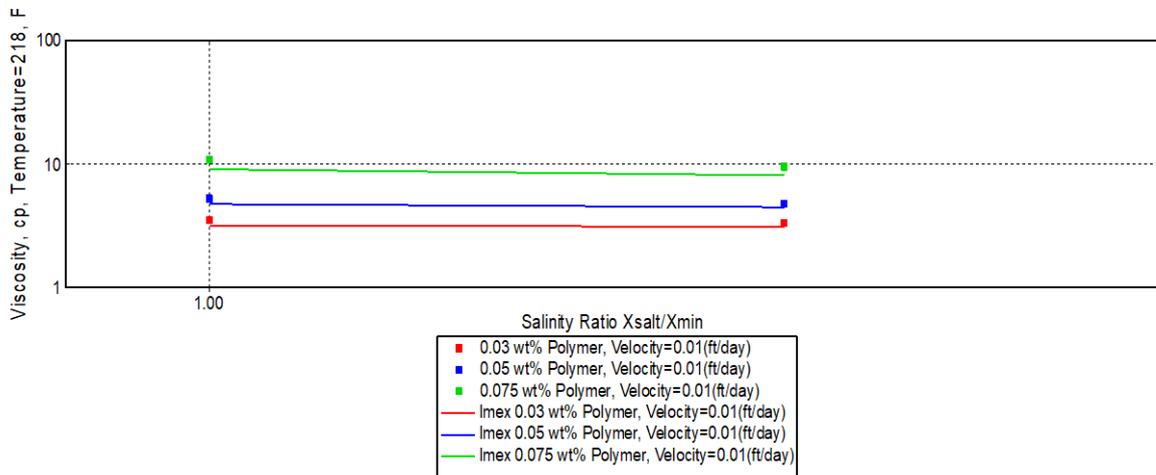


Figura 32. Viscosidad sobre la salinidad sin efectos de la tasa de corte, (Moina, 2024).

En la Figura 32 se puede observar la relación de la viscosidad y temperatura en función de la salinidad, para este caso se ajustaron los valores de los coeficientes con el menor valor de velocidad; además, se incluyó el efecto del volumen poroso inaccesible debido a la falla lo cual representa la separación de los puntos y las líneas de salinidad.

Tabla 9. Velocidad sobre la concentración del polímero con efecto de la tasa de corte, (Moina, 2024).

Sal=23,000	Wt% Polímero=0	Wt% Polímero=0.03	Wt% Polímero=0.05	Wt% Polímero=0.075
Velocidad, ft/d	Viscosidad, cp	Viscosidad, cp	Viscosidad, cp	Viscosidad, cp
32.8084	0.291387	1.365	2.028	4.212
19.685	0.291387	1.4	2.08	4.32
9.84252	0.291387	1.575	2.34	4.86
3.28084	0.291387	2.1	3.12	6.48
0.328084	0.291387	3.43	5.096	10.584
0.01	0.291387	3.5	5.2	10.8

En la Tabla 9 se presenta la relación entre la velocidad y la concentración del polímero con el efecto de la tasa de corte, bajo una salinidad de 23,000 ppm. Dónde la viscosidad del polímero incrementa con la disminución de la velocidad, para todas las concentraciones de polímero consideradas.

Además, a medida que la concentración del polímero aumenta, también lo hace la viscosidad en cada velocidad medida. Estos resultados indican que tanto la velocidad como la concentración del polímero son factores determinantes en la viscosidad, mostrando que, a menor velocidad y mayor concentración, la viscosidad es significativamente más alta.

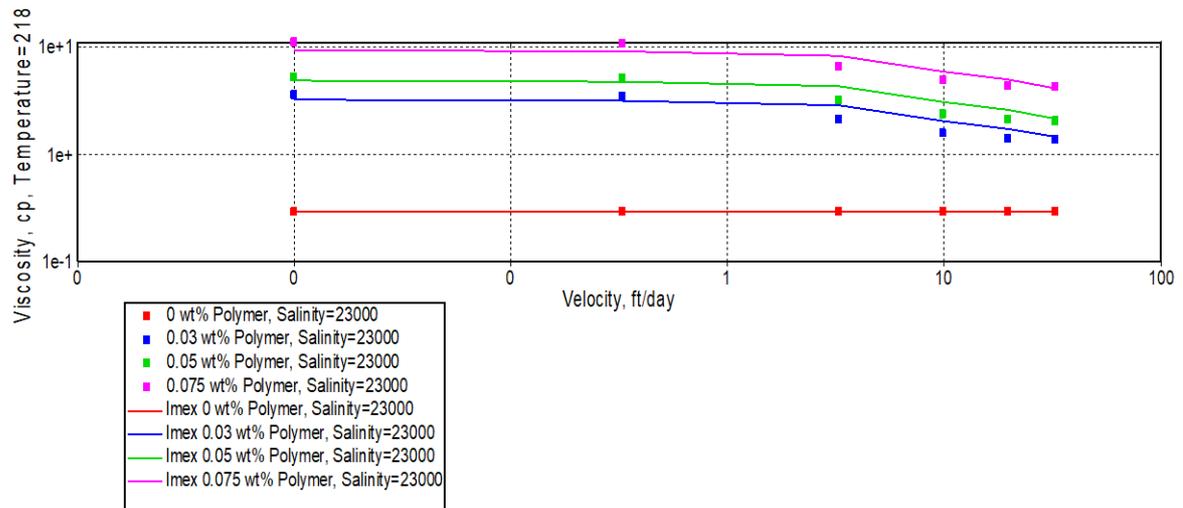


Figura 33. Velocidad sobre la concentración del polímero con efecto de la tasa de corte, (Moína, 2024).

La Figura 33 representa como actúa la viscosidad del polímero y la velocidad dónde las líneas rectas corresponden al comportamiento newtoniano del fluido a bajas velocidades y la sección de reducción al comportamiento no newtoniano a altas velocidades del fluido incluido los efectos de la tasa de corte y el volumen poroso accesible.

Tabla 10. Casos de estudio para la inyección de polímeros, (Moína, 2024).

Tipo de pozos	Caso	Inyección del polímero (wt%)	Concentración del polímero (lb/bbl)	Fracción del agua de inyección
Productor	Flujo Natural	--	--	--
Inyector	8% PV, 100bbl/d	0.075	0.2	0.8
	6% PV, 75bbl/d	0.05	0.17	0.83
	4% PV, 50 bbl/d	0.03	0.1	0.9

En la Tabla 10 se detallan los casos de estudio para la inyección de polímeros en diferentes tipos de pozos. Para los pozos productores con flujo natural, no se aplica la

inyección de polímeros ni se especifica la concentración de polímeros o la fracción de agua de inyección. Para los pozos inyectoros, se describen tres casos diferentes.

En el caso 1, con una inyección del 8% del volumen poroso y una tasa de inyección de 100 barriles por día, se utiliza una concentración de polímero del 0.075% en peso, con una fracción de agua de inyección del 80%.

En el caso 2, con una inyección del 6% del volumen poroso y una tasa de 75 barriles por día, la concentración de polímero es del 0.05% en peso y la fracción de agua de inyección es del 83%.

En el caso 3, con una inyección del 4% del volumen poroso y una tasa de 50 barriles por día, la concentración de polímero es del 0.03% en peso y la fracción de agua de inyección es del 90%.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 FACTOR DE RECOBRO

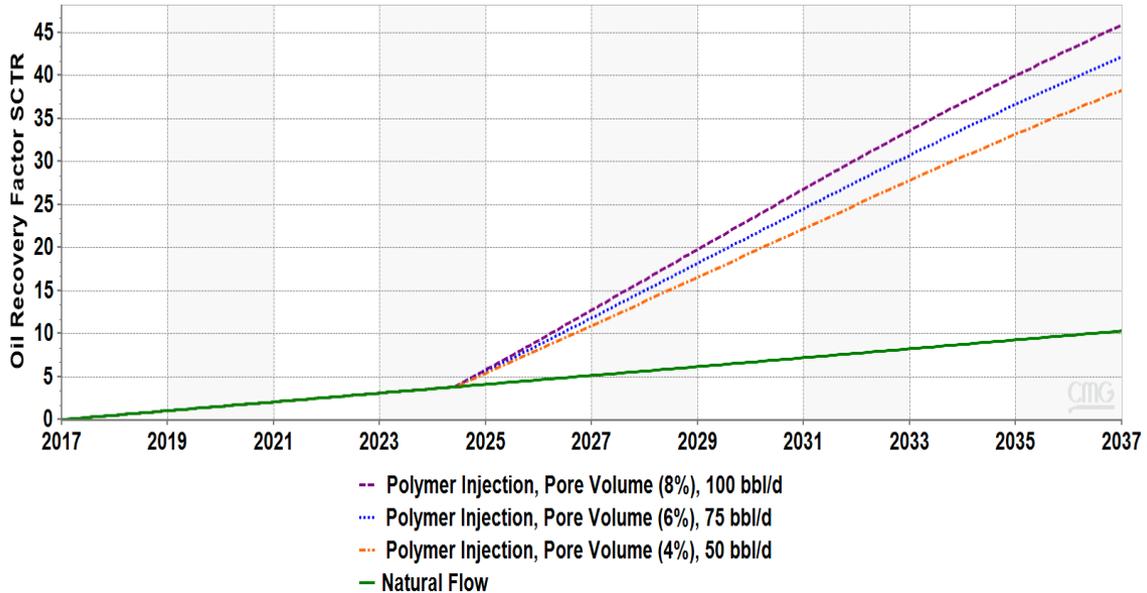


Figura 34. Factor de recobro. (Moina, 2024).

En base a los resultados obtenidos, se observa una significativa mejora en el factor de recobro al implementar la inyección de polímeros en comparación con las condiciones de flujo natural (figura 34). Durante el período comprendido entre el 01-01-2017 y el 01-01-2037, el recobro bajo condiciones naturales fue del 10%. Sin embargo, con la introducción de la inyección de polímeros, a partir del 01-06-2024 hasta el 01-01-2037, se lograron incrementos notables en el factor de recobro en diferentes escenarios.

Para una tasa de inyección de polímeros de 100 bbl/d y un volumen poroso del 8%, el factor de recobro se incrementó a 46%. Este incremento significativo demuestra la alta eficiencia de esta técnica en mejorar la producción de hidrocarburos. Cuando la tasa de inyección se ajustó a 75 bbl/d y el volumen poroso fue del 6%, el recobro alcanzó un 42%, lo cual sigue siendo un aumento considerable respecto a las condiciones de flujo natural. Por último, con una tasa de inyección de 50 bbl/d y un volumen poroso del 4%, el factor de recobro se situó en 38%, mostrando aun así una mejora notable.

4.2 TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

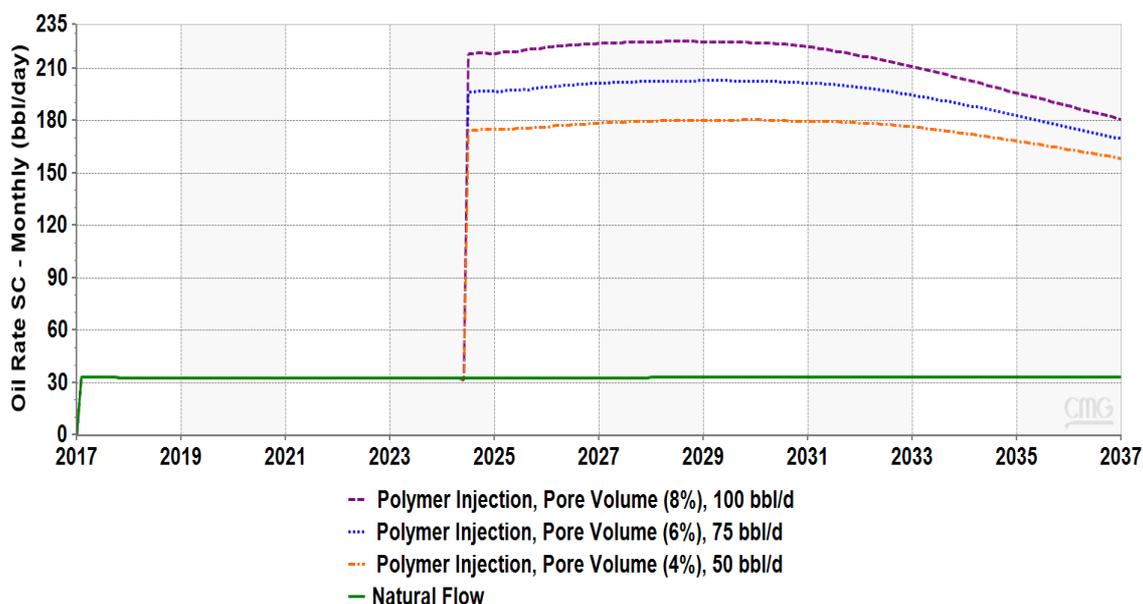


Figura 35. Tasa de producción de petróleo. (Moina, 2024).

De acuerdo a los resultados obtenidos, se observa una significativa mejora en la tasa de producción de petróleo al implementar la inyección de polímeros en comparación con las condiciones de flujo natural (figura 35). Durante el período comprendido entre el 01-01-2017 y el 01-01-2037, la tasa de producción de petróleo en condiciones naturales oscilaba alrededor de los 32 bbl/d de manera mensual, con un factor de recobro del 10%.

Para el primer caso, con una tasa de inyección de polímeros de 100 bbl/d y un volumen poroso del 8%, la tasa de producción de petróleo comenzó en 220 bbl/d desde el 01-06-2024 y terminó en 180 bbl/d hasta el 01-01-2037, logrando un factor de recobro del 46%. En el segundo caso, considerando una tasa de inyección de 75 bbl/d y un volumen poroso del 6%, la tasa de producción de petróleo inició en 200 bbl/d y concluyó en 165 bbl/d, obteniendo un factor de recobro del 42%. Finalmente, para el último caso, con una tasa de inyección de 50 bbl/d y un volumen poroso del 4%, la tasa de producción de petróleo comenzó en 170 bbl/d y disminuyó ligeramente a 158 bbl/d, alcanzando un factor de recobro del 38%.

Estos resultados evidencian una clara correlación positiva entre la tasa de inyección de polímeros, el volumen poroso, el factor de recobro y la tasa de producción de petróleo.

Mientras, mayores tasas de inyección y volúmenes porosos más altos en relación se obtendrán mayores factores de recobro y tasas de producción iniciales más elevadas.

4.3 PRESIONES

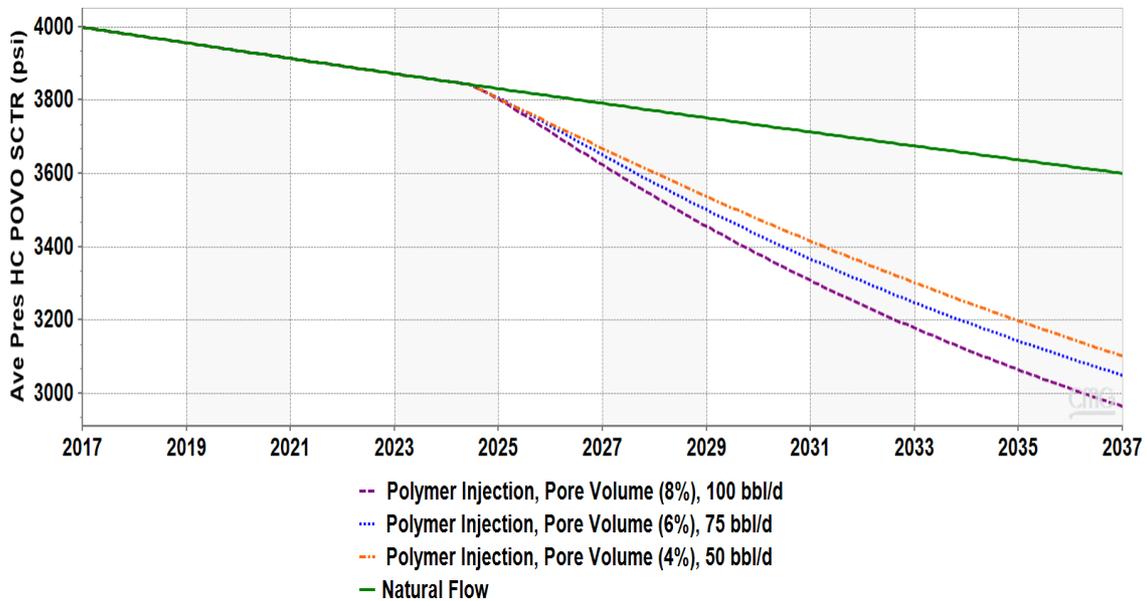


Figura 36. Presiones del reservorio. (Moina, 2024).

En la Figura 36, se observa una variación en la presión promedio del reservorio durante el período comprendido entre el 01-01-2017 y el 01-01-2037, la presión promedio del reservorio en condiciones de flujo natural inició en 4,050 Psi. Sin embargo, con la implementación de la inyección de polímeros desde el 01-06-2024 hasta el 01-01-2037 todas las presiones iniciaron en 3,850 Psi, se registraron diferentes comportamientos de la presión del reservorio en función de las tasas de inyección y los volúmenes porosos.

Para el primer caso, con una tasa de inyección de polímeros de 100 bbl/d y un volumen poroso del 8%, la presión del reservorio terminó en 2,965 Psi. En el segundo caso, considerando una tasa de inyección de 75 bbl/d y un volumen poroso del 6%, la presión del reservorio concluyó en 3,055 Psi. Finalmente, para el último caso, con una tasa de inyección de 50 bbl/d y un volumen poroso del 4%, la presión del reservorio se disminuyó a 3,100 Psi. Es importante destacar que, en todos los casos presentados, la presión del reservorio no alcanzó la presión de burbuja de 1,053 Psi, lo que implica que no se liberó gas en el reservorio, debido a que la liberación de gas puede afectar tanto la eficiencia de la recuperación como la estabilidad del reservorio. Por lo tanto, mantener la presión por

encima de la presión de burbuja asegura que el reservorio se mantenga en un estado de líquido único, favoreciendo una producción más eficiente y controlada.

4.4 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

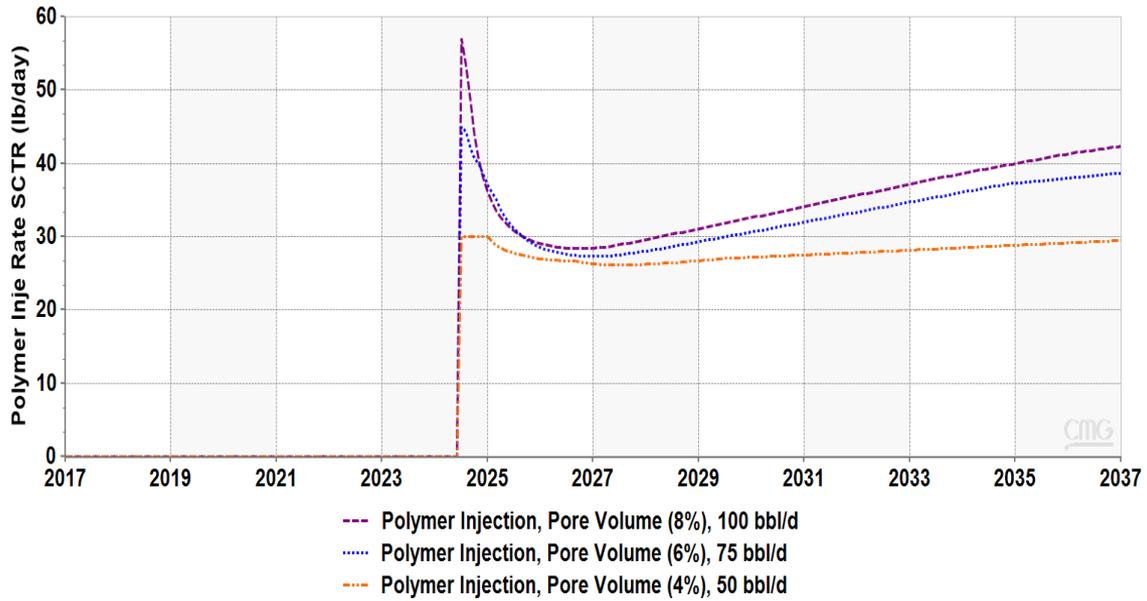


Figura 37. Tasa de inyección de polímeros, (Moina, 2024).

La variación en la tasa de inyección de polímeros se observa en la Figura 37. Para el caso 1, con una tasa de inyección de 100 bbl/d y un volumen poroso de 8%, la inyección de polímeros comenzó en 57 lb/d el 01-06-2024, se redujo a 28 lb/día el 01-10-2026 y finalizó en 42 lb/d el 01-01-2037. Para este caso, la inyección del polímero es del 0.075%, con una concentración del polímero de 0.2 lb/bbl y una fracción de agua de inyección de 0.8. En el caso 2, con una tasa de inyección de 75 bbl/d y un volumen poroso de 6%, la inyección de polímeros inició en 45 lb/día el 01-06-2024, disminuyó a 27 lb/día el 01-01-2027 y concluyó en 38 lb/día. Aquí, la inyección del polímero es del 0.05%, con una concentración del polímero de 0.17 lb/bbl y una fracción de agua de inyección de 0.83.

En el caso 3, con una tasa de inyección de 50 bbl/d y un volumen poroso de 4%, la inyección de polímeros comenzó en 30 lb/d el 01-06-2024, se redujo a 26 lb/día el 01-08-2027 y terminó en 29 lb/d. Para este caso, la inyección del polímero es del 0.03%, con una concentración del polímero de 0.1 lb/bbl y una fracción de agua de inyección de 0.9. Estos resultados indican cómo la tasa de inyección de polímeros y las condiciones del reservorio afectan la cantidad de polímero inyectado a lo largo del tiempo. Las

variaciones en la tasa de inyección y el volumen poroso influyen en la cantidad de polímero requerida para mantener la eficiencia del proceso de inyección, adaptándose a las necesidades específicas del reservorio en cada escenario.

4.5 CORTE DE AGUA

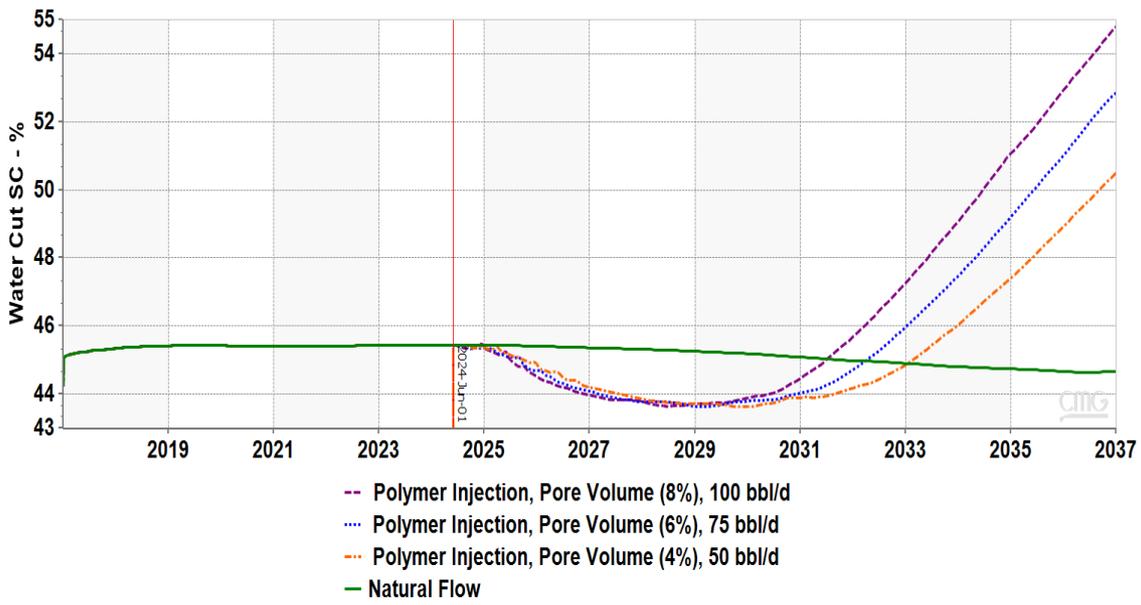


Figura 38. Corte de agua. (Moina, 2024).

En base a la Figura 38, se observa cómo el corte de agua a condiciones de superficie varía bajo diferentes escenarios de inyección de polímeros. Durante el período comprendido entre el 01-01-2017 y el 01-01-2037, el corte de agua para la producción a flujo natural se mantuvo en el rango de 44% a 45%. Para el caso 1, con una tasa de inyección de polímeros de 100 bbl/d y fracción de agua de 0.8, el corte de agua inició en 45% el 01-06-2024, se redujo a 43.6% el 01-07-2028 y aumentó a 54.8% el 01-01-2037.

En el caso 2, con una tasa de inyección de 75 bbl/d y fracción de agua de 0.83, el corte de agua también comenzó en 45% el 01-06-2024, disminuyó a 43.6% el 01-02-2029 y finalizó en 52.8% el 01-01-2037. Finalmente, en el caso 3, con una tasa de inyección de 50 bbl/d y fracción de agua de 0.9, el corte de agua inició en 45% el 01-06-2024, se redujo a 43.6% el 01-12-2029 y terminó en 50.4% el 01-01-2037.

Estos resultados demuestran cómo la implementación de la inyección de polímeros afecta el corte de agua a lo largo del tiempo en el reservorio. Las variaciones en las tasas de

inyección y los volúmenes porosos influyeron directamente en la eficiencia del desplazamiento del petróleo y en el manejo del agua producida, ajustando las condiciones de inyección para maximizar la producción y minimizar el impacto del agua en el sistema de producción.

4.6 SATURACIONES DE PETRÓLEO DE LOS CASOS

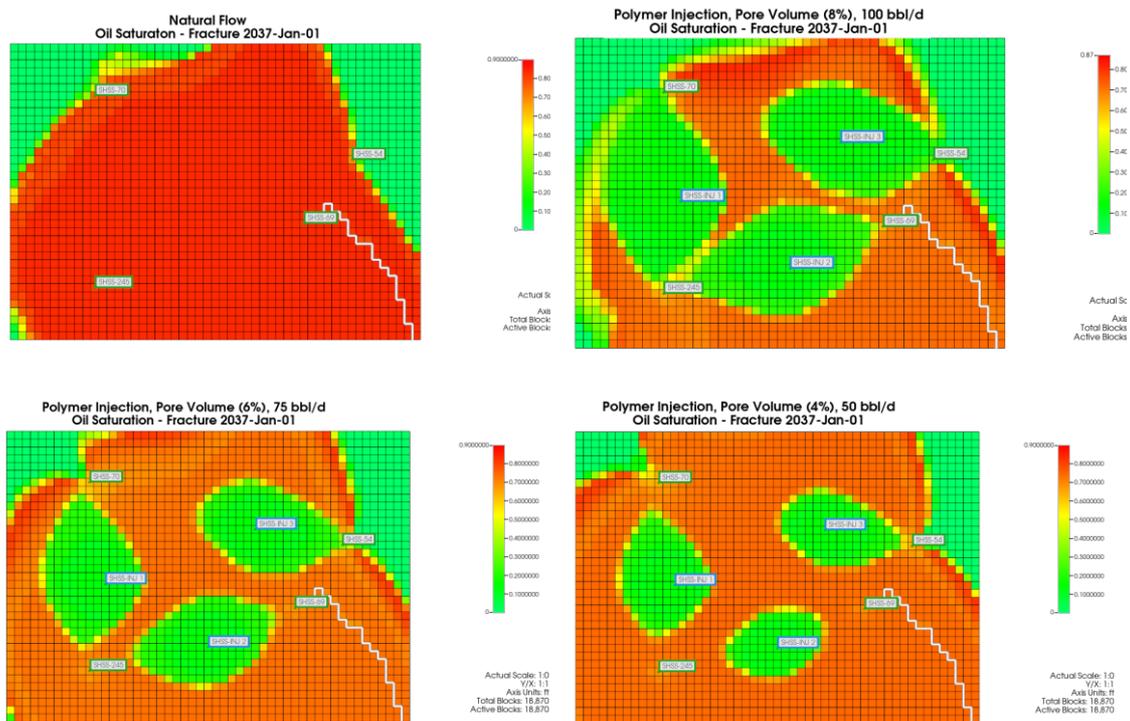


Figura 39. Saturaciones de petróleo de los casos, (Moína, 2024).

El comportamiento de la saturación de petróleo de los casos de estudio se observa en la Figura 39. En la producción a flujo natural, no hay un cambio significativo en el desplazamiento de petróleo. En la Figura 41, la fase de petróleo inicia en 62.5% y finaliza en 59%, la fase de agua comienza en 37.9% y termina en 36.9%, y la fase de gas empieza en 0% y culmina en 3.9%. Para la inyección de polímeros a 100 bbl/d, la saturación de petróleo finaliza en 45%, la de agua inicia en 38% y concluye en 44%, mientras que la de gas alcanza un 9%, según la Figura 42. La intersección de la curva agua-petróleo ocurre en abril de 2030, indicando la mayor eficiencia de barrido.

En la inyección de polímeros a 75 bbl/d, la saturación de petróleo termina en 45%, la de agua empieza en 38% y concluye en 43.5%, y la de gas finaliza en 10%, según la Figura 43. La intersección de la curva agua-petróleo se da en junio de 2030, lo cual representa una eficiencia de barrido intermedia. Para una tasa de inyección de 50 bbl/d, la saturación

de petróleo concluye en 46%, la de agua comienza en 38% y finaliza en 43.5%, y la de gas en 10%, como se muestra en la Figura 44. En este caso, la intersección de la curva agua-petróleo se observa en mayo de 2030, representando otra eficiencia de barrido menor a los otros dos casos de inyección de polímeros.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La implementación de la tecnología de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros en el reservorio "T" de la Formación Napo resultó en un aumento considerable en el factor de recobro en comparación con las condiciones de flujo natural de 10%. El factor de recobro se incrementó a 46% con una tasa de inyección de polímeros de 100 bbl/d y un volumen poroso del 8%. Incluso con menores tasas de inyección y volúmenes porosos, el factor de recobro mostró mejoras, alcanzando 42% y 38% para inyecciones de 75 bbl/d y 50 bbl/d, respectivamente.
- La tecnología de inyección de polímeros no solo mejoró el factor de recobro, sino también la tasa de producción de petróleo. En comparación con una producción estable de 32 bbl/d bajo condiciones naturales, la tasa de producción aumentó significativamente con la inyección de polímeros, alcanzando inicialmente 220 bbl/d con una tasa de inyección de 100 bbl/d. Aunque la tasa de producción disminuyó gradualmente a lo largo del tiempo, los niveles finales de producción para todas las tasas de inyección consideradas fueron significativamente más altos que en condiciones naturales, destacando la eficiencia de la inyección de polímeros.
- La inyección de polímeros permitió mantener la presión del reservorio por encima de la presión de burbuja, evitando la liberación de gas y asegurando un estado de líquido único, lo cual es crucial para una producción eficiente y controlada. Además, el corte de agua mostró una reducción inicial y un aumento gradual a lo largo del tiempo en todos los escenarios de inyección de polímeros. La gestión efectiva de la inyección y el ajuste de las condiciones del reservorio permitieron maximizar la producción de petróleo mientras se minimizaba el impacto del agua producida, optimizando así el proceso de recuperación mejorada.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar una optimización detallada de los parámetros de inyección de polímeros a nivel de laboratorio, considerando la variabilidad del reservorio fracturado de la Formación Napo. Esto implica ajustar la tasa de inyección y el volumen poroso de manera precisa para maximizar tanto el factor de recobro como la eficiencia operativa del proceso de recuperación mejorada de petróleo. Mediante la implementación de simulaciones numéricas y análisis de sensibilidad, se pueden identificar los puntos óptimos de inyección que aseguren un desplazamiento efectivo del petróleo y minimicen los costos operativos asociados.
- Establecer un programa de monitoreo continuo del comportamiento del reservorio. Esto incluye la medición regular de parámetros como la presión del reservorio, pruebas de pozos, la saturación de fluidos y la tasa de producción de petróleo. Este monitoreo permitirá detectar cambios en las condiciones del reservorio y en el desempeño de la inyección de polímeros a tiempo real. Con esta información, se pueden realizar ajustes proactivos en las estrategias de inyección, optimizando así la efectividad del proceso y garantizando una producción de petróleo sostenida y eficiente a lo largo del tiempo.
- Evaluar otras alternativas tecnológicas de recuperación mejorada. Tecnologías como la inyección de surfactantes o CO₂ podrían ofrecer potenciales mejoras adicionales en el factor de recobro y en la eficiencia global del proceso. Además, realizar estudios comparativos y análisis de viabilidad técnica y económica ayudará a determinar qué tecnología complementaria podría ser más adecuada para las condiciones específicas del reservorio fracturado de la Formación Napo, esta evaluación ampliada podría revelar oportunidades para optimizar aún más la recuperación de hidrocarburos y maximizar el retorno de inversión en el proyecto de campo petrolero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Achig, W. S. (2015). *Estudio Potencial de Recuperación Avanzada de Petróleo en las Arenas Napo "U" y Napo "T" del Campo Shushufindi*. . Quito.
- Adkins, S. P. (2012). Development of thermally and chemically Stable Large-Hydrophobe Alkoxy Carboxylate Surfactants.
- Allan J, S. S. (2003). *Controles del factor de recuperación en yacimientos fracturados: lecciones aprendidas de 100 fracturados*.
- Alvarado, V. &. (2010). Field Planning and Development Strategies. Elsevier.
- Alvear, C. E. (2018). *Análisis técnico económico del fracturamiento*. . Quito.
- Ambrano Dolvera, J. (2018). *Análisis de rípios de perforación para la*. Guayaquil.
- Andrade, M., & Ayala, D. (2017). FACTIBILIDAD ANALÍTICA DE LA APLICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO, CASO DE ESTUDIO ECUADOR. *Fuentes*, 12.
- Angel, K., & Hidalgo, F. (2022). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*. La libertad.
- Atahualpa, G. (2013). EFECTO DE LA GLAUCONITA EN LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO ARENISCA“T” SUPERIOR DEL BLOQUE TARAPOA. Quito.
- Baby Patrice, M. R. (2004). *La cuenca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Baby, P. (1998). Modelo Estructural y Ciclos Tectono-Sedimentarios de la Cuenca Oriente.
- Baby, P. B. (1998). Modelo Estructural y Ciclos Tecno-sedimentarios de la Cuenca Oriente.

- Balderas. (2024). *Eficiencia del barrido areal*.
- Baldock, W. (1982). Geología del Ecuador, Boletín de Explicación del Mapa Geológico del Ecuador a 1:1000000.
- Barragán, R. (2008). Estratigrafía secuencial del Cretácico del la Cuenca Oriente del Ecuador. 45-46.
- Barrera, C. G. (2014). Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva.
- Biedma, D. C.-P. (2014). Shushufindi: El renacimiento de un Gigante. *Oilfielf Review*.
- Blogspot. (2013). *Blogspot*. Obtenido de <https://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.com/2013/03/metodos-no-convencionales-no-termicos.html>
- Christophoul, F. (1998). Modelo Estructural y Ciclos Tectono-Sedimentarios de la Cuenca Oriente.
- CMG. (2024).
- CMSH. (2024).
- Delamaide, E., Batôt, G., & Alshaqsi, A. (2022). *Enhanced Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art*.
- Enríquez, J. &. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del Campo Shushufindi*. Escuela Politécnica Nacional.
- Eric Delamaide, G. B. (2022). *Recuperación mejorada de petróleo en yacimientos fracturados naturalmente, estado del arte y perspectivas futuras*.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyeccion de agua y gas en yacimientos petrolíferos*.
- Gaibor. (2001). Estudio Geológico de la Caliza A mediante registros de pozo, nororiente Ecuatoriano.
- Gaibor, J. H. (2008). Hydrocarbon source potential of the Santiago Formation, Orient Basin, SE of Ecuador. *Journal of South American* .

- Galárraga, P. (2023). *Evaluación geológica de un campo maduro para proponer la perforación de nuevos pozos en la Cuenca Oriente, caso: Shushufindi-Aguarico.*
- González, G. A. (2005). *ESTUDIO COMPARATIVO DE MODELOS DE DECLINACIÓN PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.*
- Green, D. a. (1998). *Enhanced Oil Recovery.*
- Ingeniería Petrolera.* (2013). Obtenido de <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2013/10/arreglos-de-pozos-part-1.html>
- Insolit, b. (2021). *insolitbeauty.* Obtenido de <https://www.insolitbeauty.com/glosario-ingredientes/goma-xantana/>
- Jaillard, E. (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador.
- Jaillard, E. (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador.
- James, S. (2011). Modern chemical enhanced oil recovery theory and. Massachusetts.
- Kenneth, S. (1991). Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow: Blackie & Son Ltd.
- Lafournere, J.-P., Dutan, J., Naranjo, M., & Bringer, F. (2013). *Revelación de las características del yacimiento de un campo vintage, Proyecto Shushufindi, Ecuado.* Porlamar.
- Lake, & W, L. (1989). *Polymer methods. En: Enhanced oil recovery.* New Jersey.
- Li, Z. (2009). Enhance, Foam Flooding Pilot Test in Chengdong of Shengli Oilfield: Laboratory experimented And Field Performance,. *Internacional Petroleum Tecnology Conference.*
- Littmann. (1988). *Screening procedures.* Ámsterdam.
- López, T. B. (2019). *Importancia del sistema de fracturas en la producción .* Ciudad de México.

- Marcelo Crotti, I. L. (2015). Recuperación mejorada en escenarios de shale oil. *Petrotecnia*, 9.
- Martínez, A. (2013). ANÁLISIS CONVENCIONAL DE LA LÍNEA RECTA PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CON FLUIDOS NO NEWTONIANOS PSEUDOPLÁSTICOS. Neiva.
- Martinez, L. (2023). *Recuperación mejorada en base a inyección de agua caliente para crudos medianos y pesados*. Universidad Mayor de San Andrés. Obtenido de <https://repositorio.umsa.bo/handle/123456789/34716?show=full>
- Mempet. (2005). Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos. *Ministerio de Energía y Petróleo*.
- Moina, A. (2024).
- Monroy. (2018). *Reingeniería de un modelo de yacimiento naturalmente fracturado en carbonatos para evaluar el efecto de la inyección de gases como mecanismo de recuperación mejorada y el aumento del factor de recobro*.
- N. Romeuf, P. M. (1997). Mise en évidence de 2 lignées magmatiques dans le volcanisme du Jurassique inférieur de la zone subandine équatorienne. *Comptes Rendus Academie of Sciences*.
- Nelson. (2001). *Análisis geológico de yacimientos fracturados naturalmente*.
- Olaya, C. A. (2020). Degradación Térmica y Adsorción de Soluciones de HPAM en Operaciones de recobro mejorado. Bogotá.
- Ordoñez, M. J. (2006). Micropaleontología ecuatoriana, Guayaquil: Petroproducción - Centro de Investigaciones Geológicas.
- Ortiz, M. A., & Rincon, J. P. (2020). *ESTANDARIZACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS MEDIANTE UNA HERRAMIENTA DIGITAL*. Bogotá.

- Patrice Baby, M. R. (2015). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Lima: Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD), Petroecuador.
- Pérez, C. (2018). XII ronda petrolera intracampos Ecuador. 40.
- Petroamazonas. (2016). *Factibilidad del uso de completación inteligente en el pozo Shushufindi-208D del Campo Shushufindi de la Amazonía Ecuatoriana para incrementar la producción de crudo*.
- Petroamazonas, E. (2017). *Justificativo Técnico de Reservorios Activo Shushufind*. Quito. Petroecuador, E. (2021). *Informe de reservas y Recursos Hidrocarburiíferos*.
- Petróleo, M. d. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*". *MEMPET*.
- Raynaud, J. B. (1993). Equateur, Bassin de l'Oriente: Etude palynologique d'un intervalle Crétacé supérieur sur 20 puits. *Inédito*.
- Reatiqui, J. (2015). *Simulación de Yacimientos*. .
- Red, E. (2024). *Ecu Red*. Obtenido de https://www.ecured.cu/Presi%C3%B3n_capilar
- Reyes, C., & Lainez, A. (2024). *Evaluación del desplazamiento de un polímero de alto peso molecular para maximizar el factor de recobro del pozo SSF_122DTI del campo Shushufindi*.
- Rojas, J. (2013). ESTUDIO PARA IMPLEMENTAR RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO.
- Salager, J. F. (2013). How to attain an Ultralow Interfacial tension and a three fase behavior with a surface formulation for enhance oil Recorvery.
- SALAGER, J. L. (2005). *Recuperación Mejorada de Petróleo*.
- Shushufindi, C. (2012). Ecuador.
- SLB. (2023). *slb.com*.

- Tamayo, M. T. (2006). *EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA*.
- Tschoop. (1953). *Oil Explorations in the Oriente of Ecuador*.
- Tschopp, H. (1953). Oil Explorations in the Oriente of Ecuador. *Bull. AAPG*, 2303-2407.
- Vallejo, C. H. (2002). Palynological and sequence stratigraphic analysis of the Napo Group in the Pangarayacu 30 well, Sub-Andean Zone, Ecuador. *Elsevier Science*, 845-859.
- Villalba. (2006). Modelo Geológico de la Arenisca Tena Basal en la Cuenca Oriente.
- White, H. e. (1995). Reservoir Characterization of Napo Formation, Oriente Basin, Ecuador.
- Zettl, D. (2019). *Mechanistic Study of Chemical Flooding in Natural Fractured Reservoirs*. Montanuniversitaet Leoben. Obtenido de <https://pure.unileoben.ac.at/en/publications/mechanistic-study-of-chemical-flooding-in-natural-fractured-reser>

ANEXOS

Anexo A. Diseño de eventos y ubicación de pozos.

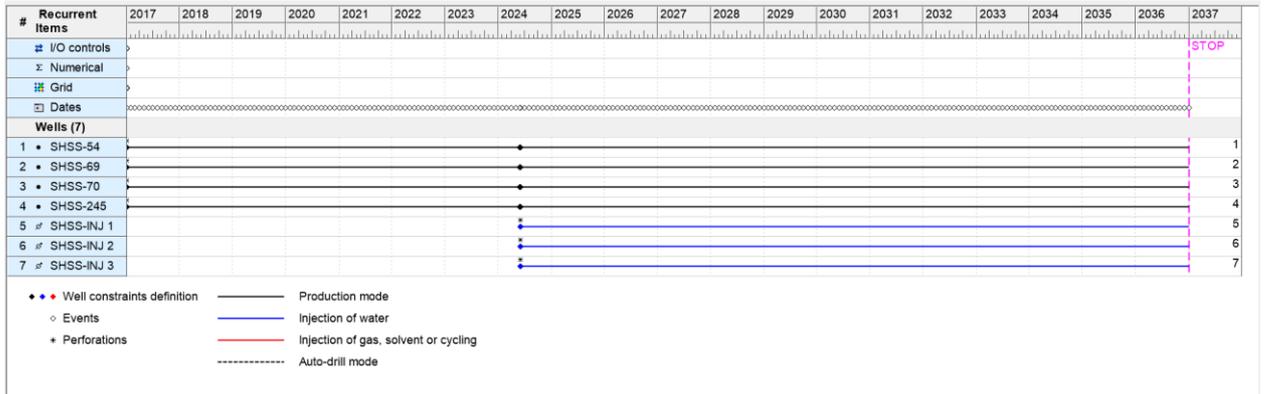


Figura 40. Eventos de los pozos productores e inyectores, (Moina, 2024).

Tabla 11. Características de la ubicación de los pozos, (Moina, 2024).

Pozo	X-Coordenada (ft)	Y-Coordenada (ft)	Profundidad (ft)	Coordenada del grid
SHSS-245	4000	750	9483.6	11 31 1:10
SHSS-54	7200	2350	9487.67	43 15 1:10
SHSS-69	6600	1550	9474.25	37 23 1:10
SHSS-70	4000	3150	9489.48	11 7 1:10
SHSS-INJ 1	4200	1850	9485.43	13 20 1:10
SHSS-INJ 2	5500	1050	9476.67	26 28 1:10
SHSS-INJ 3	6100	2550	9481.32	32 13 1:10

Anexo B. Saturaciones de los casos de estudio.

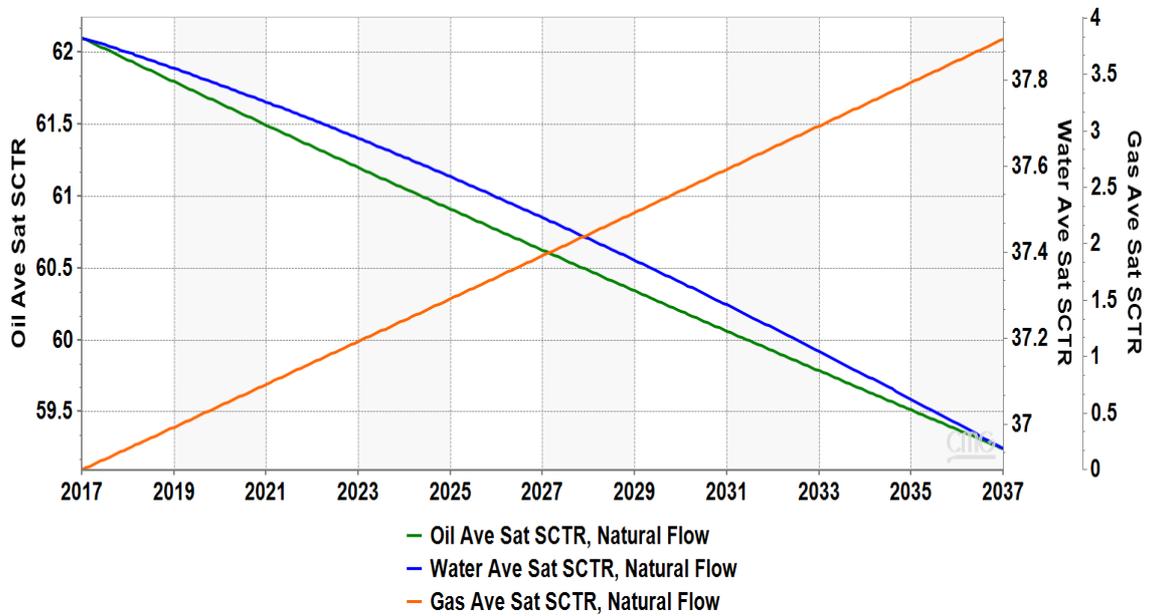


Figura 41. Saturaciones de las fases para condiciones normales, (Moína, 2024).

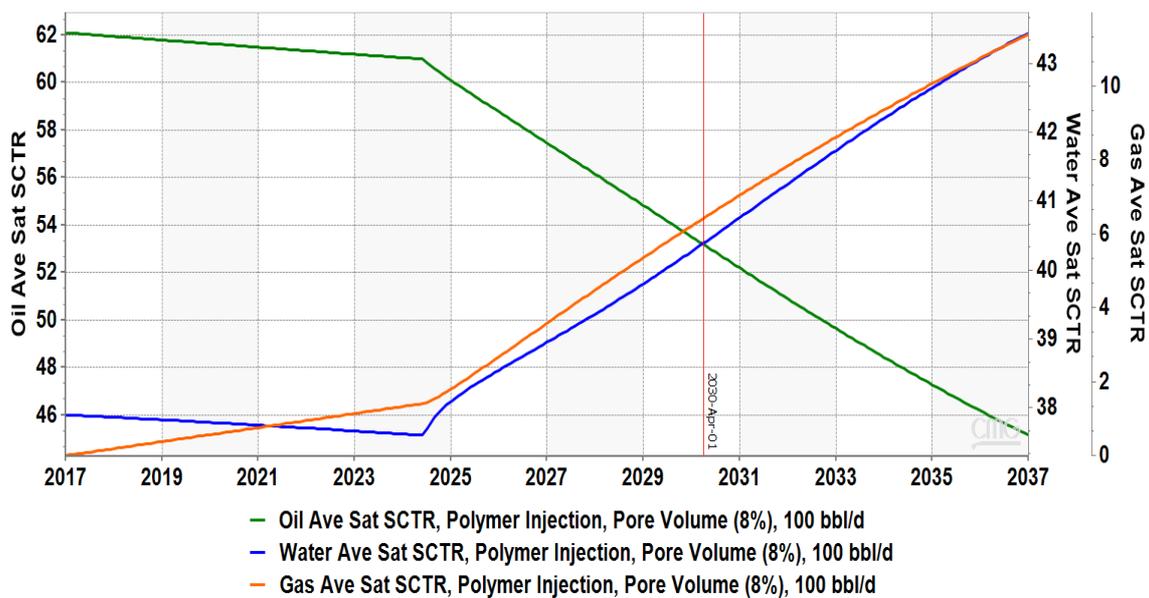


Figura 42. Saturaciones de las fases para el caso 1 de inyección de polímeros, (Moína, 2024).

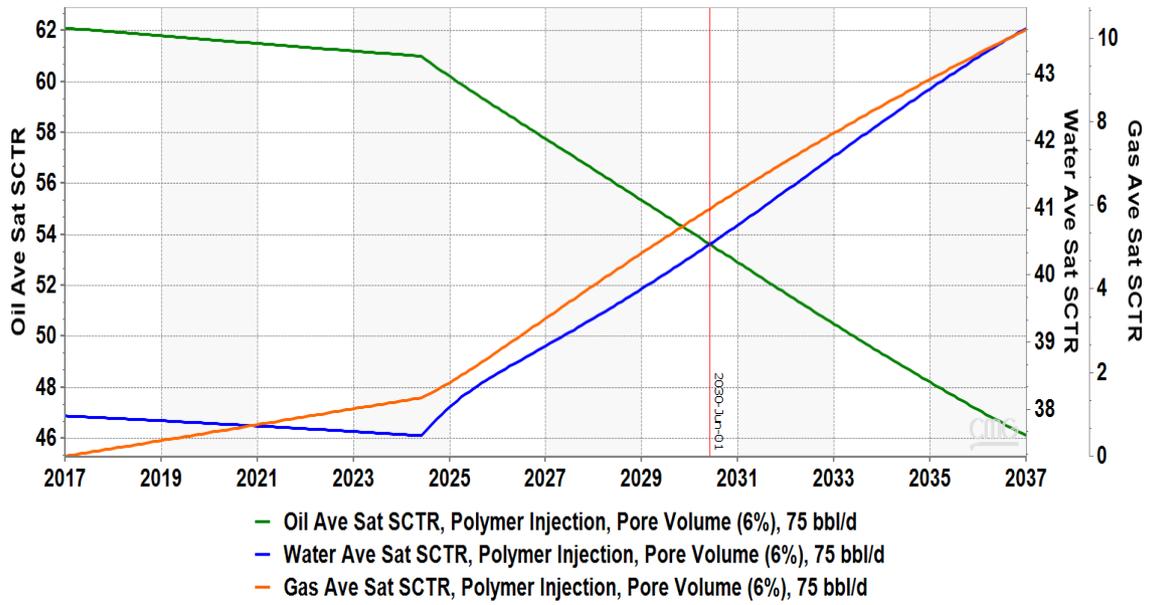


Figura 43. Saturaciones de las fases para el caso 2 de inyección de polímeros, (Moina, 2024).

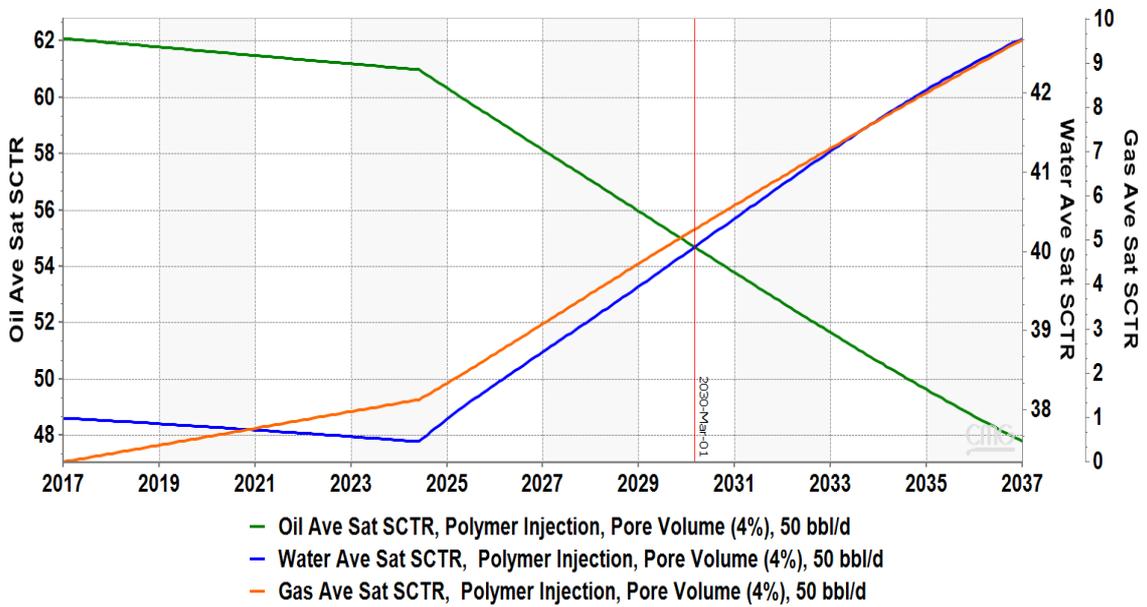


Figura 44. Saturaciones de las fases para el caso 3 de inyección de polímeros, (Moina, 2024).

Anexo C. Inyección de polímeros.

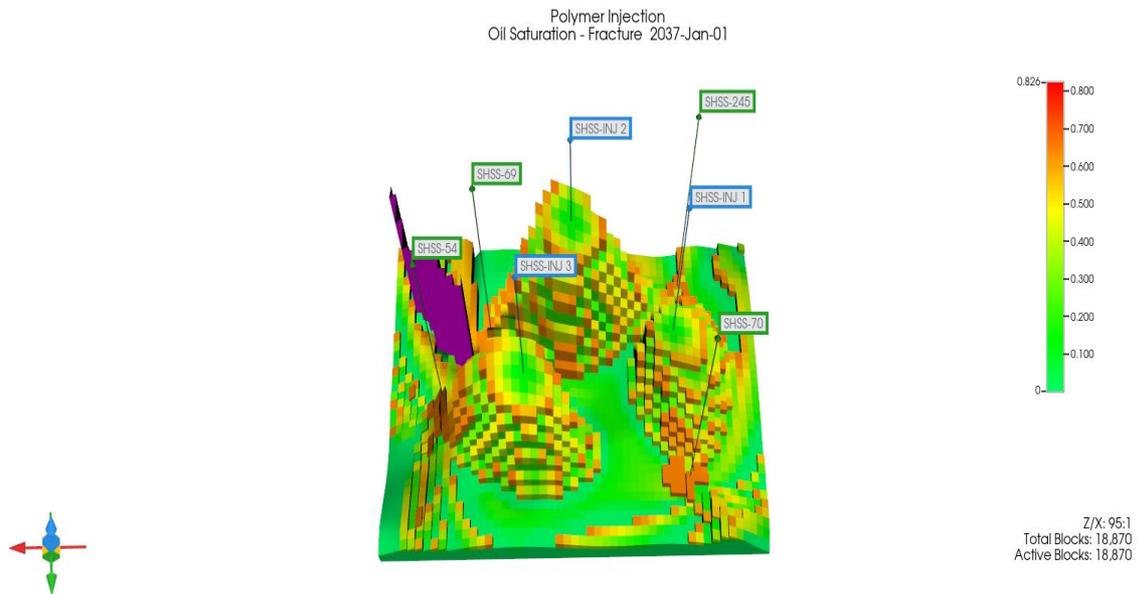


Figura 45. Inyección de polímeros en la movilidad del petróleo, (Moina, 2024).

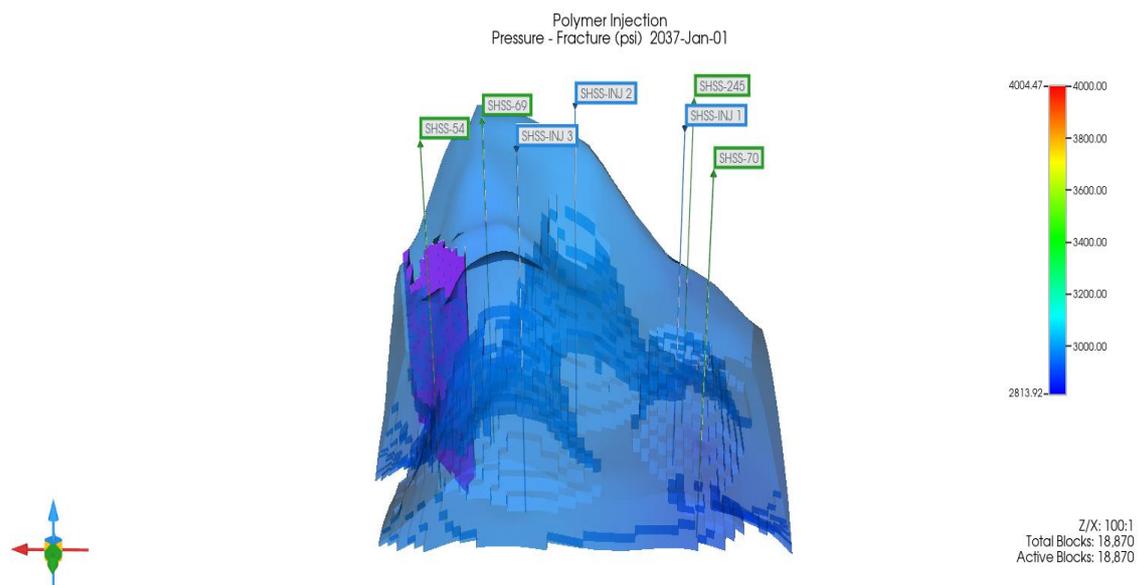


Figura 46. Comportamiento de la presión del reservorio, (Moina, 2024).