



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

TEMA:

“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO MARIANN-53 DEL
CAMPO SHUSHUFINDI”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MALENA NAGELY DEL PEZO FIGUEROA

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA. PhD.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO MARIANN-53
DEL CAMPO SHUSHUFINDI.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MALENA NAGELY DEL PEZO FIGUEROA

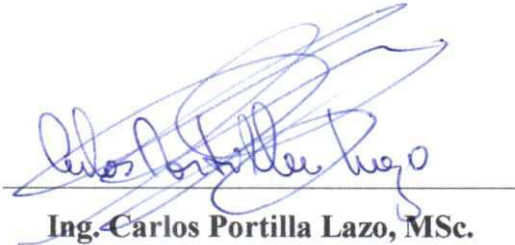
TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA. PhD.

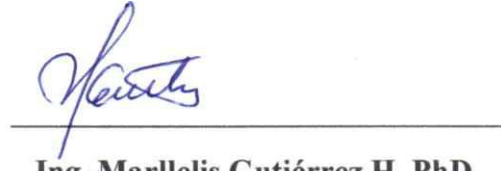
LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DELEGADO DE LA DIRECCIÓN DE
CARRERA



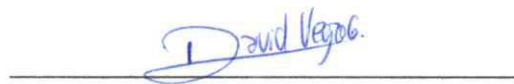
Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Edison Brito Avila, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Dedicó este proyecto a mi madre que ha estado presente en cada faceta que me he propuesto, además de ser mi pilar para seguir avanzando en lo que me propongo.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “Evaluación de la inyección de polímeros para incrementar la producción del pozo Mariann-53 del campo Shushufindi” elaborado por el estudiante Malena Nagely Del Pezo Figueroa, egresado de la carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.



FIRMA DEL TUTOR



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

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza. Phd

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Malena Nagely Del Pezo Figueroa, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Evaluación de la inyección de polímeros para incrementar la producción del pozo Mariann-53 del campo Shushufindi”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de 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,



FIRMA TESISTA(S)

Malena Nagely Del Pezo Figueroa

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza PhD/MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“Evaluación de la inyección de polímeros para incrementar la producción del pozo Mariann-53 del campo Shushufindi”** previo a la obtención del Título de Ingeniero de Petróleo elaborado por el Sr/a. Malena Nagely Del Pezo Figueroa-, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza. PhD

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO DE REVISIÓN DE LA REDACCIÓN Y ORTOGRAFÍA

YO, **Dora Elena Rodríguez Figueroa**. Certifico que he revisado la redacción y la ortografía de la Tesis de Grado:

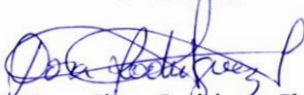
EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO MARIANN 53 DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Para el efecto he procedido a leer y analizar de manera profunda el estilo y la forma del contenido del texto:

- Se denota pulcritud en la escritura en todas sus partes.
- La acentuación es precisa.
- Se utilizan los signos de puntuación de manera acertada.
- En todos los ejes temáticos se evita los vicios de dicción.
- Hay concreción y exactitud en las ideas.
- No incurre en errores en la utilización de las letras.
- La aplicación de la sinonimia es correcta.
- Se maneja con conocimientos y precisión la morfosintaxis
- El lenguaje es formativo, académico, sencillo y directo, por lo tanto, de fácil comprensión.

Por lo expuesto y en uso de mis derechos como **Magister en Educación Parvularia**, recomiendo la **VALIDEZ ORTOGRÁFICA** de su tesis previo a la obtención del Título de **INGENIERA EN PETRÓLEO**.

Atentamente



MSc. Dora Elena Rodríguez Figueroa
Docente del Ministerio de Educación
REGISTRO SENESCYT # 1006-16-86074305

Celular: 0994233936

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por permitirme estar con buena salud y poder cumplir esta faceta de mi vida, además le agradezco a mi madre Miriam Figueroa Pilar por estar conmigo y darme palabras de aliento para no rendirme, a mi padre Manuel Del Pezo por decirme que se siente orgulloso de mi, a mis hermanos Miriam Del Pezo Ingeniera en Administración de Empresas y Marco Del Pezo Ingeniero en Tecnologías de la información por darme ánimos a no rendirme y ayudarme económicamente para mis estudios.

A los docentes de la carrera, Ing. Marllelis Gutiérrez. PhD y el Ing. Carlos Malavé por ayudarme con las correcciones e indicaciones sobre el trabajo curricular, así mismo para Luis Hernán Sinchire Pogo, por la información que presentó en su proyecto para obtener su título, que aportó en gran parte para la elaboración de este proyecto y al resto de personas que aportaron con la documentación sobre el tema que se desarrolló.

Así mismo a la MSc. Dora Rodríguez Figueroa en Educación Parvulario y su ayudante Karina Quimi Figueroa para el certificado de revisión de la redacción y ortografía sobre la Tesis de Grado, lo cual fue de gran ayuda para el mejoramiento del contenido del texto.

CONTENIDO

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	IV
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	V
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VI
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.2 ANTEDECENTES	5
1.3 HIPÓTESIS	7
1.4 OBJETIVOS.....	7
1.4.1 Objetivo General.....	7
1.4.2 Objetivos Específicos	7
1.5 ALCANCE	7
1.6 VARIABLES.....	7
1.6.1 Variables Dependientes:	7
1.6.2 Variables Independientes.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN	8
2.1.1 Recuperación Primaria	8
2.1.2 Recuperación Secundaria	8
2.1.3 Recuperación Mejorada (EOR)	9

2.2	PRINCIPALES PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.....	10
2.2.1	Permeabilidad y Porosidad.....	10
2.2.2	Presión capilar.....	11
2.2.3	Geometría del yacimiento.....	12
2.2.4	Humectabilidad.....	12
2.3	FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	12
2.3.1	Eficiencia de barrido areal (E_A).....	12
2.3.2	Eficiencia de barrido vertical (E_V).....	13
2.3.3	Eficiencia de desplazamiento (E_D)	13
2.3.4	Eficiencia de Barrido Volumétrica (E_S)	13
2.2	DEFINICIÓN DE POLÍMEROS	14
2.2.1	Descripción sobre la inyección de polímeros	14
2.2.2	Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación	15
2.2.3	Clasificación de polímeros	16
2.2.4	Tipos de polímeros	17
2.2.5	Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros.....	20
2.2.6	Criterios de selección (screening).....	21
2.2.7	Desarrollo histórico y la evolución del proceso de inyección de polímeros	21
2.2.8	Campos donde se ha aplicado la inyección de polímeros a nivel mundial.	24
2.4	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO	27

2.4.1	Característica del área petrolera Mariann.....	27
2.4.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	29
2.4.3	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICAS	29
2.4.4	Características y propiedades PVT del campo Mariann Sur	32
2.4.5	Estado actual de los pozos Mariann	32
2.4.6	Selección del pozo de estudio.....	33
2.4.7	Datos de entradas requerido	34
2.5	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	34
2.5.1	Propiedades del Fluido	34
2.5.2	Propiedades de la roca	36
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		38
3.1	TIPO DE ESTUDIO	38
3.1.1	Cuantitativo	38
3.1.2	Explicativo.....	38
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA	38
3.2.1	Población	38
3.2.2	Muestra	39
3.3	PROGRAMA CMG	39
3.4	PROGRESO EN LA MALLA DEL SIMULADOR.....	40
3.4.1	Configuraciones iniciales para el modelo.....	40
3.4.2	Dimensiones para el yacimiento.....	40
3.4.3	Propiedades y características de la roca	42
3.4.4	Ingreso de componentes	43

3.4.5	Interacción roca – fluido.....	45
3.4.6	Condiciones iniciales.....	46
3.4.7	Control de método numérico.....	47
3.4.8	Información de los pozos.....	47
3.5	PARÁMETROS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	48
3.5.1	Información de los polímeros.....	48
3.5.2	Procedimiento para el ingreso del polímero	49
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		54
4.1	PRODUCCIÓN PRIMARIA.....	54
4.2	INYECCIÓN DE AGUA	55
4.3	INYECCIÓN DE POLÍMEROS	56
4.3.1	Primer caso: Polímero HPAM.....	56
4.3.2	Segundo caso: Polímero AN125VHM	62
4.4	Comparación de HPAM y AN125VHM	67
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		70
5.1	CONCLUSIONES.....	70
5.2	RECOMENDACIONES	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		72
ANEXOS		78
Anexo N°1		79
Historial de Producción de las Arenas.....		79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Recuperación Primario de los hidrocarburos	8
Figura 2. Proceso de Recuperación Secundaria.....	9
Figura 3. Recuperación Mejorada de petróleo.....	10
Figura 4. Estructura de los polímeros.....	14
Figura 5. Esquema de comparación de la inyección de polímeros con inyección de agua	15
Figura 6. Inyección de polímeros	16
Figura 7. Clasificación de los polímeros	17
Figura 8. Estructura primaria de la Poliacrilamida.....	18
Figura 9. Estructura de la Poliacrilamida parcialmente Hidrolizada.....	19
Figura 10. Estructura Primaria de la Molécula Xantano	20
Figura 11. Localización de Bloques de exploración ofrecidos por Suriname.....	25
Figura 12. Localización de campos petrolero de Omán	26
Figura 13. Localización general del Campo Yariguí-Cantagallo.....	27
Figura 14. Pozos perforados en el año 1970.....	28
Figura 15. Ubicación del pozo Mariann-53 seleccionado	29
Figura 16. Columna Estratigráfica Cuenca Oriente.....	31
Figura 17. Ventana principal del programa CMG.....	39
Figura 18. Ventana del módulo I/O	40
Figura 19. Dimensiones para el mallado	41
Figura 20.-Visualización del mallado ajustado a las dimensiones colocadas	41
Figura 21. Ingreso de información para las capas	42
Figura 22.-Mallado en 2D	42
Figura 23. Mallado en 3D.....	43
Figura 24. Resultados PVT generados con la información ingresada.....	44
Figura 25. Ventana principal para el ingreso de presión de burbuja y temperatura	44

Figura 26. Ventana con errores promedios de las propiedades PVT.....	45
Figura 27. Ventana de correlaciones de permeabilidades relativas.....	46
Figura 28. Ventana de las condiciones iniciales.....	46
Figura 29. Ventana que aparece para el control numérico	47
Figura 30. Ventana para la creación de pozos	48
Figura 31. Ventana para la creación de polímeros	49
Figura 32. Especificaciones del polímero.....	50
Figura 33. Ventana para el ingreso de valores de peso % y adsorción del polímero	52
Figura 34. Ventana para el ingreso de valores del peso % y viscosidad del polímero..	52
Figura 35. Ventana para el ajuste para las características de los fluidos inyectados HPAM	53
Figura 36. Ventana para el ajuste para las características de los fluidos inyectados AN125VHM.....	53
Figura 37. Curva de Producción de Recobro y Acumulada de la Recuperación Primaria	54
Figura 38. Tasa de producción de petróleo en Recuperación Primaria.....	55
Figura 39. Tasa de recuperación de petróleo con inyección de agua	56
Figura 40. Factor de Recobro de HPAM – 1000 ppm con diferentes caudales	57
Figura 41. Factor de Recobro de HPAM – 1500 ppm con diferentes caudales	57
Figura 42. Factor de Recobro de HPAM – 2000 ppm con diferentes caudales	58
Figura 43. Factor de Recobro de HPAM – 2500 ppm con diferentes caudales	58
Figura 44. Factor de Recobro HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones	59
Figura 45. Producción Acumulada HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones	60
Figura 46. Producción de Petróleo HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones	61
Figura 47. Factor de Recobro AN125VHM – 1000 ppm con diferentes caudales.....	62
Figura 48. Factor de Recobro AN125VHM – 1500 ppm con diferentes caudales.....	63
Figura 49. Factor de Recobro AN125VHM – 2000 ppm con diferentes caudales.....	63
Figura 50. Factor de Recobro AN125VHM – 2500 ppm con diferentes caudales.....	64

Figura 51. Factor de Recobro AN125VHM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones	65
Figura 52.-Producción Acumulada AN125VHM – 2000 bl/día a diferentes caudales .	66
Figura 53. Producción de Petróleo AN125VHM – 2000 bl/día a diferentes caudales...	67
Figura 54. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VHM (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día	68
Figura 55. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VH (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día	69
Figura 56. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VHM (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día	69
Figura 57. Historial de Producción de la Arena Napo M-1	80
Figura 58. Historial de Producción de la Arena Napo U Superior	81
Figura 59. Historial de Producción de la Arena Napo U Inferior.....	82
Figura 60. Historial de Producción de la Arena Napo T Inferior	83
Figura 61. Historial de Producción de la Arena Napo T Superior	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Efectos de la Humectabilidad en la Saturación.....	12
Tabla 2.- Screening para proyectos de inyección de polímeros	21
Tabla 3.- Características de las formaciones de Mariann Sur	32
Tabla 4.- Propiedades PVT de las arenas productoras del Mariann Sur	32
Tabla 5.- Estado actual de los pozos del Mariann	33
Tabla 6.- Producción por tipo de sistema de levantamiento artificial	33
Tabla 7.- Estado actual del pozo productor seleccionado	34
Tabla 8.- Datos necesarios para los cálculos del pozo Mariann-53.....	34
Tabla 9.- Clasificación del crudo de acuerdo con su densidad.....	35
Tabla 10.- Resultados PVT tomados del pozo Mariann-53.....	43
Tabla 11.- Propiedades del polímero HPAM	48
Tabla 12.- Propiedades del polímero AN125VHM.....	48
Tabla 13.- Datos de las propiedades del polímero HPAM	51
Tabla 14.- Datos de las propiedades del polímero AN125VHM	51
Tabla 15.- Concentración y Fracción Molar de HPAM	56
Tabla 16.- Factores de Recobro, HPAM	59
Tabla 17.- Concentración y Fracción Molar, AN125VHM.....	62
Tabla 18.- Factores de Recobro, AN125VHM.....	64
Tabla 19.- Comparación del desempeño entre HPAM y AN125VHM a 2000 bl/día....	68

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AN125VHM	Copolímero de acrilamida y acrilamido terciario butilsulfonato (ATBS)	
Bapd	Barriles de agua por día	
BES	Bombero electro-sumergible	
Bfpd	Barriles de fluido por día	
Bl	Barriles	
BM	Bombeo mecánico	
Bppd	Barriles de petróleo	
D _{ITP}	Diámetro interno de la tubería de producción	pg
D _{OTP}	Diámetro externo de la tubería de producción	pg
D _{ITR}	Diámetro interno de la tubería de revestimiento	pg
EOR	Recuperación mejorada de petróleo	
F _O	Fracción de petróleo	
F _W	Fracción de agua	
F _{WD}	Fracción de agua de formación en el fluido de la columna de retorno	
G _W	Gradiente del agua de formación	lb/pg ² /pie
GLR – RGL	Relación gas – líquido	ft ³ /bl
GOR	Relación gas – petróleo	ft ³ /bl
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada	
RGP	Relación adimensional de recuperación de presión	ft ³ /bl
L	Longitud de T.P hasta la bomba = profundidad de asentamiento de la bomba	ft
M	Relación adimensional de flujo masico	
P _B	Presión de burbuja	psi
P _R	Presión de reservorio	psi
P _{WF}	Presión de fondo fluyente	lb/pg ²
P _{WH}	Contra presión en la línea de flujo	lb/pg ²
Q _O	Cantidad de petróleo	
Q _S	Tasa del fluido producido	bl/dia
Q _W	Volumen de agua producida	
T _{WF}	Temperatura de fondo	°F
T _{WH}	Temperatura en la cabeza del pozo	°F
VP	Volumen de Poros	
γ _G	Gravedad específica del gas	
γ _O	Gravedad específica del petróleo	
γ _W	Gravedad específica del agua	
μ _G	Viscosidad del gas	cp
μ _O	Viscosidad del petróleo	cp
μ _W	Viscosidad del agua	cp
°API	Gravedad API del petróleo	

**“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO MARIANN-53
DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**

Autor: Del Pezo Figueroa Malena

Tutor: Gutiérrez Hiestroza Mallerlis

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo en la nueva implementación de métodos de recuperación mejorada (EOR en la técnica de inyección de polímeros como una solución para el aumento de producción del petróleo en el pozo Mariann-53, que se encuentra ubicado en el campo Shushufindi. En la cual presenta información como características del pozo y datos relevantes que serán de ayuda para la aplicación de esta técnica para el recobro del crudo, considerando la disminución natural de la presión y producción con el paso de los últimos años.

Se evaluaron tres escenarios para el aumento del petróleo como la producción primaria, inyección de agua y la inyección de polímeros en dos tipos HPAM y AN125VHM a diferentes concentraciones y caudales. Los resultados se presentaron con la ayuda del simulador CMG demostrando que el HPAM a 1500 ppm y AN125VHM a 1000 ppm, proporcionan un incremento notable para el factor de recobro de petróleo, con una mejora en la eficiencia de barrido y la movilidad de los fluidos agua-petróleo

La investigación ayuda como precedentes para el desarrollo de nuevos proyectos para los métodos de recuperación mediante la inyección de los polímeros para los campos maduros del país.

PALABRAS CLAVE: EOR, Pozo, Producción, Polímeros, Simulación.

**“EVALUATION OF POLYMER INJECTION TO INCREASE
PRODUCTION FROM THE MARIANN-53WELL IN THE
SHUSHUFINDI FIELD”**

Autor: Del Pezo Figueroa Malena

Tutor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis

ABSTRACT

The objective of this study is to implement enhanced oil recovery (EOR) methods using polymer injection to increase oil production in the Mariann-53 well, located in the Shushufindi field. It presents information such as well characteristics and relevant data that support the application of this technique for crude oil recovery, considering the natural decline in pressure and production over the last few years.

Three oil recovery scenarios were evaluated: primary production, water injection, and polymer injection using two types of polymers, HPAM and AN125VHM, at different concentrations and flow rates. The results were presented with the help of the CMG simulator, demonstrating that HPAM at 1500 ppm and AN125VHM at 1000 ppm provide a notable increase in the oil recovery factor, with an improvement in sweep efficiency and the mobility of water-oil fluids.

The research serves as a precedent for the development of new projects for recovery methods using polymer injection for the country's mature fields.

KEYWORDS: *EOR, Well, Production, Polymer, Simulation*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años, la industria petrolera ha presentado desafíos en la continuidad de la extracción de hidrocarburos, debido al agotamiento natural de sus reservas o la disminución en la eficiencia de los métodos convencionales de producción, tales como las técnicas de levantamiento artificial. Ante esta situación, se ha desarrollado un nuevo enfoque en la implementación de nuevas técnicas como es la recuperación mejorada (EOR) para maximizar la recuperación del crudo en los yacimientos. De acuerdo con la información de la EIA (Administración de Energía de Estados Unidos, en inglés) la aplicación de estos nuevos procedimientos en las reservas disponibles ha incrementado considerablemente su producción con el tiempo, esto sugiere un potencial significativo para los nuevos campos descubiertos que aún no han sido implementados este tipo de método para el aumento de los hidrocarburos. (Guevara, 2022)

Uno de los procedimientos de EOR a definir es la inyección de polímeros en los pozos, que consiste en mejorar la eficiencia del barrido para desplazar el crudo del yacimiento para el aumento de la producción. Este tipo de técnica ha demostrado ser efectiva en campos maduros, logrando un incremento en el factor de recobro del petróleo entre un 10% y 20% que parece ser poco, no obstante, para la industria del oro negro representa un aumento significativo para la tasa de recuperación y producción. Los resultados que se presentaron son demostraciones que darán acceso a estos nuevos métodos para los pozos que no han sido explorados o explotados debido a que no son viables comercialmente. (Guevara, 2022)

Un claro ejemplo para la aplicación de inyección de polímeros lo redacta (Andrés Legarreta, 2022) quien señala que en el área de Cañadón León cuenta con un importante desarrollo de reservorios que corresponden a Cañadón Seco y Caleta Olivia, lo cual cuenta con las características geológicas y condiciones dinámicas que han evidenciado una baja eficiencia de barrido por la inyección de agua, y a su vez han presentado ciertos requisitos para la inyección de polímeros, por ende, esta metodología implementada en el “Bloque B” en mayo del 2022. No obstante, se lograron identificar ciertas incertidumbres como la conectividad y extensiones laterales de los reservorios conectados, además de una distribución de la saturación remanente de petróleo, dado el caso que demuestre resultados positivos, se extenderá el proyecto a más de 10 pozos nuevos dentro del área.

Para la industria petrolera del país según la Asociación de la Industria de los Hidrocarburos, en las décadas de 1960 la producción de petróleo y gas en sus nuevos campos representaron con un porcentaje de 50% y 60% de su producción total, donde este porcentaje se fue reduciendo entre un 12% y 15% en la actualidad, pero incluso esté se ha ido reduciendo en un aproximado de 7% y 10% en un “futuro cercano”. (Guevara, 2022)

Para el caso de Ecuador, una de las soluciones que han realizado para el aumento de la producción del crudo ha sido la implementación de sistemas de levantamiento artificial, siendo este el Bombeo Electro-sumergible (BES). Este tipo de soluciones han sido aplicadas en la región amazónica, que describe condiciones operativas y geológicas que ayudan en la eficiencia. Un ejemplo es el Campo Sacha, uno de los más productivos dentro del país con un promedio de 75,000 BPPD que equivale a un 86,6% que depende directamente del sistema BES. Sin embargo, puede presentar ciertas limitaciones operativas, como fallas en los equipos lo cual puede afectar la continuidad y eficiencia en el proceso de operación. (Pesántez Rivadeneira, 2016)

De igual manera, el Campo Auca ha reportado que un 90% de sus pozos operan con el sistema de Bombeo Electro-sumergible (BES), con técnicas de recuperación secundaria mediante el uso de inyección de agua, además de la incorporación de nuevas tecnologías como equipos con motores de imanes permanente y sistemas híbridos BES con cavidad progresiva, lo que demuestra la preferencia por estos sistemas en los campos con características similares (Carpio, 2021). Paralelamente, el Bombeo Mecánico (BM) es otra técnica de solución más realizadas en los campos, especialmente aquellos campos antiguos o con una media o baja producción, a su vez de ser menos costosa en la instalación y mantenimiento, no obstante, su efectividad tiene a tener limitaciones en cierto tiempo, lo que obliga a considerar nuevos métodos más eficientes como la implementación de recuperación terciaria o mejorada (EOR). Lamentablemente, la ejecución de estas nuevas tecnologías para los diferentes pozos que han presentado disminución en su producción, en gran parte puede ser la falta de comprensión a estas nuevas soluciones o falta de asignación de capital para los proyectos de la industria petrolera.

Hasta el momento, se desconoce de información que confirma sobre la implantación de técnicas de recuperación mejorada basadas en la inyección de polímeros en Ecuador, tanto en sector público como en el privado. La única información que presentan los

diferentes documentos se refiere a la inyección de agua como un método de recuperación, aplicadas en ciertos pozos con resultados viables, tanto positivos como negativos. Según (Castro, 2024), este método ha demostrado resultados en el aumento de la producción con un incremento de recobro del 7% en las áreas evaluadas, aunque esto no representa un impedimento para llevar a cabo la inyección de polímeros en los pozos del País.

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Con el transcurso del tiempo, la disminución progresiva en la producción de petróleo en los pozos ha sido uno de los inconvenientes que han afectado en la industria petrolera, como consecuencia de la pérdida de energía natural de los yacimientos durante la explotación continua del crudo. Frente a esta problemática, una de las soluciones que se ha implementado para el aumento del combustible fósil es la recuperación secundaria, que consiste en inyectar un fluido externo, ya sea este agua o gas en el yacimiento, a través de pozos de inyectores que se encuentran ubicados estratégicamente en la formación para la comunicación con los fluidos de los pozos productores, manteniendo la presión constante y desplazamiento de los hidrocarburos, pero este procedimiento presentan limitaciones operativas cuando el fluido inyectado, ya no produce cantidades considerables dentro de los pozos productores, afectando la rentabilidad económica de la operación. (Perfoblogger, 2016)

La recuperación secundaria tiende a ser un procedimiento menos eficiente después de cierto tiempo, en algunos casos se ha recurrido a replicar varias veces la misma solución a diferentes condiciones, con el objetivo de evaluar los resultados efectivos para el aumento de la producción, sin embargo, los resultados han demostrado ser pocos eficientes. Esta situación ha llevado a buscar nuevos métodos más avanzados como es la recuperación mejorada de petróleo (EOR), en la cual se centra en la inyección de agua recuperada que normalmente tienen un alto contenido de salmuera, con el fin de aumentar la movilidad del petróleo que se encuentra atrapado en el yacimiento. Adicionalmente, los métodos de EOR se inyecta productos químicos que suelen ser polímeros para la mejora de la movilidad del fluido, cuya función es de aumentar la viscosidad del fluido optimizando el barrido del petróleo, en alguno de estos tipos también puede incluir tensioactivos o álcalis. (ProProcess, 2020)

En Ecuador, existen varias problemáticas que pueden irse presentando, según él (Universo.com, 2021) que expresa un artículo sobre las reservas dentro del País en la cual describe que hidrocarburos podrían agotarse en menos de una década, como consecuencia

en los resultados del factor de recobro que han ido disminuyendo en comparación de otros años. Aunque entre 2019 y años posteriores se han registrados sobre resultados muy satisfactorio hasta 660 millones dependiendo de los años en que comenzaron, pero en diciembre del 2020 los datos descendieron según la información exhibidos por la Coalición Petrolera. No obstante, según el analista petrolero Miguel Robalino sostiene que aún existen reservas económicamente viables que existen en la Amazonia. Sin embargo, uno de los factores que se limita su desarrollo es debido a la falta de inversiones y, por ende, lo que evita el incremento de la producción a largo plazo.

Sin embargo, según él (Comercio, 2022) los datos de producción que ha registrado el Banco Central Del Ecuador (BCE) a partir de las fechas de enero a octubre del 2022, se ha reportado como la segunda producción más baja, con un total de 479,156 barriles en más de una década. Señalando que el país se encuentra estancado hace tres años sin aumentar los fluidos, en lo cual resalta que el 2020 cayó en su extracción debido a una ruptura en los oleoductos en donde se trasportaban los hidrocarburos desde la Amazonía hasta los puertos, la principal causa es la erosión regresiva que había sido registrada en el río Coca y sus afluentes, además que se han registrado apagones, cortes de energía, robos de cables, entre otros, donde han inhabilitado el aumento de la producción en Ecuador.

En el (Comercio, 2022) redacta un claro ejemplo de la problemática de disminución de producción, recalando una descarga eléctrica que llegó a afectar la línea de transmisión, en donde el Vergel Jivino 3 que opera en Petroecuador no pudo tomar soluciones inmediata debido a la falta de los cables del sistema de protección a tierra, llegando a tener como consecuencia en la suspensión de la producción en 728 pozos petroleros, que se encuentra ubicados en los campos Sacha, Auca y Bloque 15 llegando a impedir la extracción de 55,439 barriles, que luego se logró informar que dos días después se llegó a recuperar el 95% de la producción. Al mismo tiempo, el 21 de diciembre del 2022 se registró un nuevo inconveniente sobre una falla eléctrica en la central de generación de la CELEC del campo Cuyabeno, Bloque 58, ubicados en la provincia de Sucumbíos, donde esta avería se extendió por más de siete horas afectando a 79 pozos, en el que se estima se dejó de extraer 3 000 barriles de petrolero durante ese día.

Asimismo, otro inconveniente que ha afectado en la producción nacional, según lo redacta (Orozco, 2023) es debido a la inestabilidad administrativa y la falta de concreción de varios proyectos durante el gobierno de Guillermo Lasso. Una de sus metas propuesta era el aumento de la producción de 514,759 barriles diarios antes de terminar el año, sin

embargo, entre enero y el 27 de diciembre del 2023, el país solo extrajo un total de 474,216 barriles, siendo 40 543 barriles diarios menos de lo que se tenía previsto. Esto demostró que el ingreso esperado era de USD 3,315 millones en proyectos ingresos petroleros, lo cual llegó a completar USD 1983 millones al finalizar el 2023. Esto evidencia la mala administración en Petroecuador, como lo demuestra la sucesiva renuncia de los nueve gerentes durante un corto período.

Incluso, (Orozco, 2023) señala que otro factor que afectó negativamente en la producción nacional fue el fracaso de las licitaciones que presentó la Petroecuador, estos tenían como objetivo en el aumento de la producción, y entre ellas incluía la reactivación de 1,000 pozos cerrados, que podían aportar unos 15000 barriles diarios de petróleo, la otra solución era la búsqueda de capturar el gas asociado a la producción que sería convertida en energía eléctrica, en lugar de quemarlo en mecheros y, finalmente, la adjudicación del desarrollo del Campo Amistad a una empresa privada. Sin embargo, las tres licitaciones propuestas resultaron fallidas, lo cual evidencia una falta de ejecución efectiva en los proyectos propuestos.

Pero, (Alvarado, 2025) redacta otro contexto referente a los derrames de petróleo que pueden ir apareciendo, el más reciente fue el 13 marzo del 2025, donde este llegó a contaminar el río de Esmeraldas, según los reportes el derrame se originó por la rotura de una sección del Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE) durante varias horas, debido a los deslizamiento de tierra “Producto de la temprana invernal”, según la información que fue publicada por el ministerio de Energía y Minas (MEM), consiguiendo que puede ser otro posible factor que disminuye la producción de petróleo en el País.

1.2 ANTEDECENTES

A nivel mundial se han realizado varios proyectos relacionados con la recuperación mejorada de petróleo con respecto a la inyección de los polímeros, uno de los más relevantes es el estudio de (Skjevraak, 2014) que presenta la revisión de proyectos en campos petroleros que incluyeron 72 inyecciones de polímeros, en la que describe que 66 se encuentran en tierra y los otros 6 en costa afuera entre 1964 a 2014, la mayoría de los proyectos manejaron Poliacrámida Hidrolizada (HPAM) que fueron utilizados en 57 campos. El estudio resalta que los polímeros en emulsiones (líquidos) tienen una mayor tendencia en inducir la reducción de la inyectividad que los polímeros en polvos. Sin embargo, se describe que 7 de 17 inundaciones de polímeros que utilizaron emulsiones

poliméricas que se obtuvo resultados que redujeron severamente la inyectividad. Al mismo tiempo, se detectaron varios desafíos que fueron apareciendo debido a los avances tempranos del polímero y reflejaron baja productividad, además de reportar problemas de corrosión y la formación de emulsiones en los sistemas de producción. A pesar de estos inconvenientes, el estudio concluye que la mayoría de los proyectos tuvieron éxito para el aumento de producción, ya que los casos reportados fueron pocos.

En el país, aún no se han presentado proyectos de inyección de polímeros como una solución efectiva para el aumento de pozos. Sin embargo, se han realizado estudios preliminares sobre este método, como lo redacta (Castillo, 2013) con su tema “Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del Oriente Ecuatoriano”. En este trabajo, se analiza el comportamiento histórico de la producción y futuras, mediante el uso de la inyección de polímeros considerada una técnica de recuperación mejorada para el aumento de la producción. Además, el estudio aborda los fundamentos teóricos de dicha técnica, así como la revisión teórica de la simulación matemática y la descripción de los programas de computación para su implementación.

Por otro lado, (Yela, 2015) con el título “El desempeño de dos polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el campo Shushufindi”, en el cual realizó una recopilación de datos lo que permitió la construcción de modelos estáticos y dinámicos para optimizar la tasa de producción, a su vez una comparación de las propiedades de los polímeros de alto y bajo peso molecular, demostrando que ambos resultados de polímeros tienen características diferentes pero pueden ser utilizados en ciertas propiedades del campo.

(Borbor Morán & Montalván Recalde, 2021) presentan el proyecto titulado “Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – Bloque 1”, en la cual se analiza el comportamiento de la curva del factor de recobro a base de la inyección de polímeros. El estudio se basó en un diseño de arreglo de 5 pozos invertidos, y mediante diversos análisis técnicos; se realizaron varias pruebas, efectuando tres casos de simulación diferentes con la inyección de polímeros de diferentes tipos como los polímeros poliacrilámidas parcialmente hidrolizadas (HPAM), polímeros AN125VHM y álcali-surfactante-polímero ASP. Los resultados obtenidos permitieron identificar el escenario técnico y económico más viable para los pozos.

1.3 HIPÓTESIS

Mediante la inyección de polímeros tipo HPAM y polímero AN125VHM se incrementará la producción de petróleo en el pozo Mariann-53.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar un mejor procedimiento de inyección de polímeros para el incremento de producción de petróleo en el pozo Mariann-53, en el campo Shushufindi.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar el pozo Mariann-53 y las propiedades del crudo para una selección adecuada de los polímeros
- Detallar los diferentes procesos con los polímeros HPAM y AN125VHM referentes a la inyección de polímeros.
- Diseñar una formulación de polímeros óptimos para el campo Mariann-53 mediante el simulador CMG.
- Analizar los datos de producción del pozo Mariann-53 para evaluar la efectividad del proceso.

1.5 ALCANCE

Durante la elaboración de este trabajo se recopilará y analizará la información que será necesaria para la implementación, tomando como referencia investigaciones anteriores, tales como tesis de grado, registros y/o reportes de producción, en donde se han aplicado esta técnica de la inyección de polímeros, en la cual los resultados obtenidos serán de ayuda para el desarrollo del presente estudio.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes:

- Aumentó de la producción de los hidrocarburos
- Mejorar la eficiencia de barrido

1.6.2 Variables Independientes

- Historial de producción
- Condiciones en que se encuentra el yacimiento

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

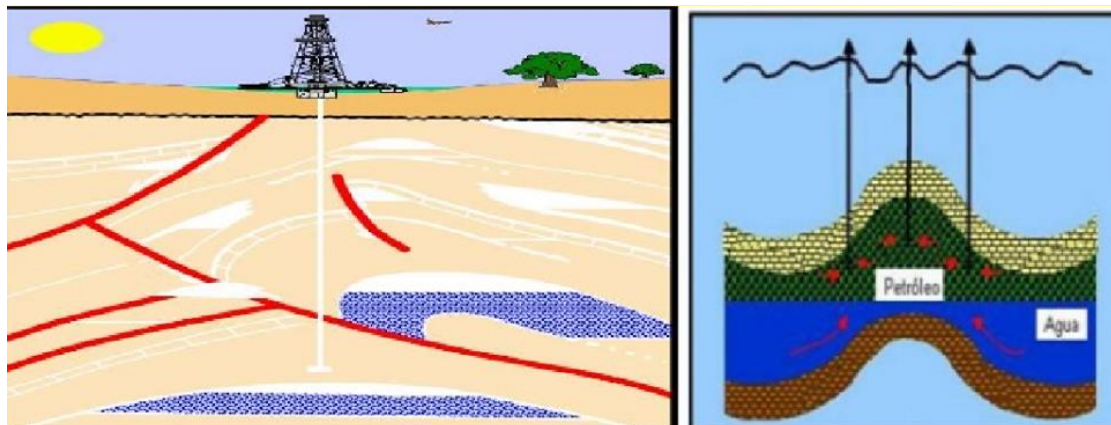
2.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

A nivel mundial los mecanismos de producción de petróleo se obtienen de conjuntos de procedimientos técnicos y operativos, que permiten extraer el petróleo crudo del subsuelo y llevarlo a la superficie, con diferentes métodos de recuperación ya sean estos primarios, secundarios o terciarios con un promedio de recobro del 35%. (Ginozky, 2022)

2.1.1 Recuperación Primaria

Es la primera etapa de la producción de los hidrocarburos, en la cual la energía natural dentro del yacimiento ayuda a desplazar los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie, por medio de drenaje de gas, drenaje por agua o drenaje gravitacional; donde depende del tipo de petróleo, las características del reservorio, la ubicación de los pozos y el porcentaje de petróleo.

Tiene un porcentaje de recuperación con un promedio de 10 – 15%. No obstante, llega su límite cuando la presión del yacimiento disminuye y la producción baja dejando de ser económicos o también es debido a que las proporciones de gas y agua son elevadas. (SLB, Recuperación Primaria, 2025)



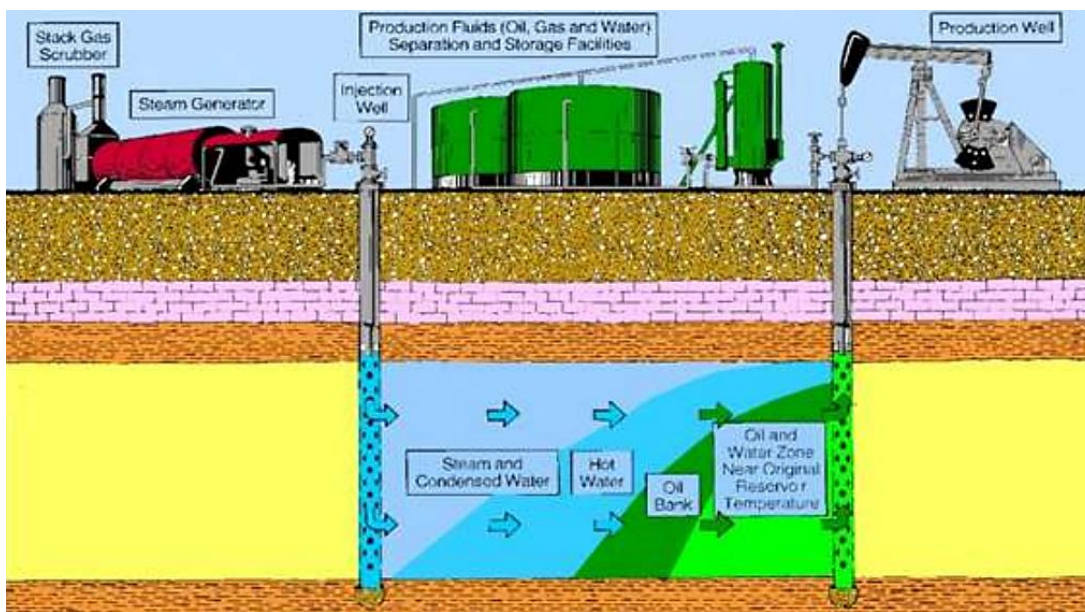
*Figura 1. Recuperación Primario de los hidrocarburos
Obtenido de: Cámara departamental de hidrocarburos y energías en Santa Cruz (CHE-
EPR, 2020)*

2.1.2 Recuperación Secundaria

Es la segunda etapa de producción de hidrocarburos es implementada cuando la presión natural del yacimiento disminuye y no es posible de mantener la producción económica.

El objetivo principal en el cual consiste en inyectar un fluido externo dentro del yacimiento ya sean estos agua o gas a través de pozos inyectoros ubicados en la roca donde tienen comunicación de fluidos con los pozos productores. Tiene como propósito mantener la presión dentro del yacimiento y desplazar los hidrocarburos,

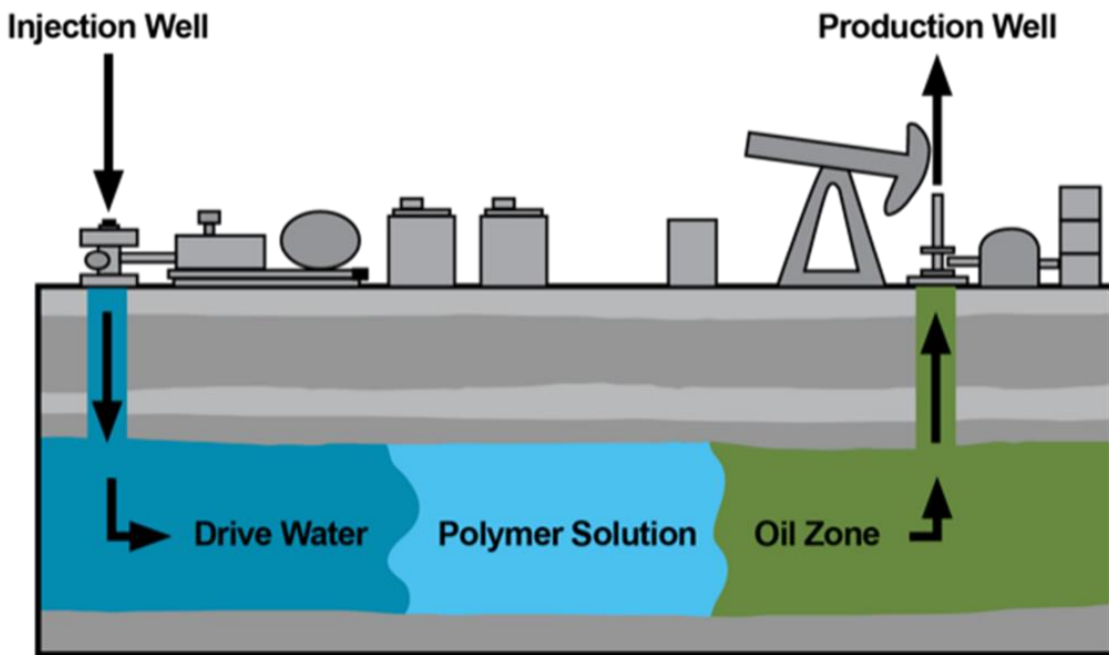
Su límite es cuando el fluido inyectado (agua o gas) deja de producir cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. Se conoce que entre la recuperación primaria y recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo producen alrededor del 15% al 40% del petróleo. ((SLB), Recuperación secundaria, 2025)



*Figura 2. Proceso de Recuperación Secundaria
Obtenido de: (Pinczewski, 2002)*

2.1.3 Recuperación Mejorada (EOR)

Es la tercera etapa de producción se implementa cuando las técnicas de recuperación primaria y secundaria ya no son suficientes para mantener la producción económica. Con el objetivo de aumentar la cantidad de petróleo que se extrae de los pozos mediante métodos de inducción con agua o al mantenimiento de la presión. Sus principales técnicas de recuperación se basan en métodos térmicos, inyección de gas e inundaciones químicas, además de que puede aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento para mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares. (SLB, Recuperación terciaria, 2025)



*Figura 3. Recuperación Mejorada de petróleo
Obtenido de: ProProcess – EOR Químico (ProProcess, 2020)*

2.2 PRINCIPALES PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

2.2.1 Permeabilidad y Porosidad

Para la permeabilidad absoluta es considerada buena entre 50 y 250 md. Además de una permeabilidad moderada esta entre 15 y 50 md causan de inyección más altas. También se considera una buena permeabilidad están entre 250 y 1000 md, excelentes mayores de 1000 md ya que aseguran mayores recobros con una inyección de agua convencional y hace que la inyección de polímeros sea costosa y difícil de justificar. (Rojas Castillos, 2013)

La porosidad ayuda a determinar la capacidad de almacenamiento de los fluidos, igualmente de facilitar el flujo de fluido y mejorar el barrido si este tiene una buena conectividad entre sus poros, al mismo tiempo, dentro de su proceso puede requerir menos presión de inyección, dado el caso que no sea así puede requerir mayores presiones para desplazar los fluidos, además de si la interacción con los agentes EOR es buena tendrán un espacio adecuado para la reacción o con la mezcla de los químicos. (FasterCapital!, 2024)

2.2.2 Presión capilar

Describe el comportamiento de la inyección de fluidos, predice la distribución vertical inicial del fluido dentro del reservorio y se define de la siguiente manera. (Andrade Cullispuma & Cruz Chafla , 2015)

- Cuantitativamente: se define como la diferencia de la presión del fluido no mojante con el fluido mojante para un yacimiento hidrófilo y viceversa para un yacimiento oleófilo.
- Cualitativamente: es la diferencia de presión que resulta a través de la interfase que separa los fluidos inmiscibles.
- Conceptualmente: es la capacidad de succión de un sólido para un fluido humectante o es la capacidad que tiene un sólido para repeler un fluido no humectante.

A continuación, se presentan fórmulas para la presión capilar:

$$P_c = (\delta_w - \delta_o)gh \quad \text{Ec. 1}$$

$$\sigma = \frac{P_c r}{2 \cos \theta} \quad \text{Ec. 2}$$

$$P_c = \frac{2 \cos \theta \sigma}{r} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

P_c = Presión capilar (psia)

δ_w = Densidad del agua

δ_o = Densidad del petróleo

θ = ángulo de contacto

r = radio entre las rocas

g = gravedad específica

σ = tensión interfacial

h = altura

2.2.3 Geometría del yacimiento

Se ha identificado la presencia de una barrera la cual divide el yacimiento en dos partes quedando una hacia el lado Norte y la otra de lado Sur. En el presente estudio estará concentrado en el lado Sur en donde se encuentra el pozo a estudiar. De igual manera, será fundamental para determinar un espesor adecuado, así como la continuidad de la arena presente.

2.2.4 Humectabilidad

La humectabilidad o mojabilidad es aquella propiedad importante que se define como el efecto del comportamiento capilar y desplazamiento de rocas, además de su habilidad de la afinidad de la roca por el agua o el petróleo, es decir, su habilidad de la fase del fluido para adherirse preferencialmente en la superficie sólida en presencia de otra fase inmiscibles, por el momento la mojabilidad hacia el agua favorece una mejor recuperación debido a que el agua desplaza más eficientemente el petróleo en espacios porosos. (Alarcon, 2021)

Tabla 1.- Efectos de la Humectabilidad en la Saturación

humectabilidad	Sw Irreducible	So residual	Intersección curvas Kr
Petróleo	< 15% VP	> 50%	< 50% de Sw
Agua	> 15% VP	< 30%	> 50% de Sw

Fuente: Aspectos de la ingeniería de yacimientos en la inyección de agua (Forrest F, 1971)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.3.1 Eficiencia de barrido areal (E_A)

Se define como la fracción del área horizontal invadida del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación mejorada. (Rexxer1013, 2023)

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal invadible}} \quad \text{Ec. 4}$$

Depende básicamente de tres factores:

- Modelo de inyección
- Acumulación de agua inyectada
- Relación de movilidad

2.3.2 Eficiencia de barrido vertical (E_V)

Es aquella fracción de la sección del área vertical del yacimiento que ha sido invadida por el flujo desplazante.

$$E_V = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad \text{Ec. 5}$$

Entre los factores que afectan en la eficiencia vertical se tienen:

- Flujos cruzados entre las capas
- Razón de movilidad
- Volumen de fluido inyectado
- Heterogeneidad del yacimiento

2.3.3 Eficiencia de desplazamiento (E_D)

Es la fracción del volumen de petróleo contactado movilizado, en la cual se representa en la siguiente ecuación: (Castillo, 2013)

$$E_D = \frac{\text{Volumen de petróleo contactado movilizado}}{\text{Volumen de petróleo contactado}} \quad \text{Ec. 6}$$

También se menciona que la eficiencia de desplazamiento continúa incrementándose durante el proceso de desplazamiento mientras se siga incrementando la saturación de agua promedia.

2.3.4 Eficiencia de Barrido Volumétrica (E_S)

La eficiencia de barrido volumétrico se define como el volumen total del yacimiento que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante, se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical y de la cobertura areal. (Castillo, 2013)

$$E_S = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad \text{Ec. 7}$$

Al mismo tiempo, puede expresarse de la siguiente manera:

$$E_S = E_A * E_V \quad \text{Ec. 8}$$

Pero para yacimientos homogéneos la eficiencia volumétrica es igual a la eficiencia de barrido areal.

Los factores que afecta la eficiencia volumétrica son:

- Cambios verticales y laterales en facies (Porosidad, geometría, permeabilidad)
- Barreras estructurales (fallas, fracturas, buzamiento)

2.2 DEFINICIÓN DE POLÍMEROS

Un polímero es una gran molécula construida por la repetición de pequeñas unidades químicas simples. En algunos de los casos la repetición es lineal, teniendo una forma semejante a una cadena por sus eslabones. En otros casos las cadenas pueden ser ramificadas o interconectadas formando retículos tridimensionales. La unidad repetitiva del polímero es usualmente equivalente o casi equivalente al monómero siendo un material de partida del que se forma el polímero. (Billmeyer JR, 2020)

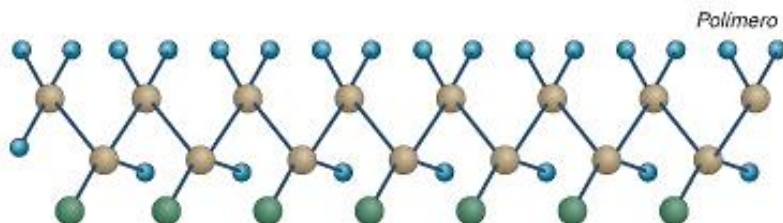


Figura 4. Estructura de los polímeros

Fuente: (Fernandez, 2015)

2.2.1 Descripción sobre la inyección de polímeros

La inyección de polímeros es una técnica que ayuda en el aumento del porcentaje de petróleo en los yacimientos. Siendo este uno de los métodos que ha tenido una mejora con respecto a su eficiencia de barrido, en el incremento de la producción en el menor tiempo posible, logrando reducir costos en un lapso en la utilización de los equipos en superficie, mejorando la economía durante todo su procedimiento. (Templates & Gomes, 2011)

Al mismo tiempo, se puede decir que la inyección de polímeros consiste en el método de inyección de químicos, que ayuda en el mejoramiento de la eficiencia de barrido mediante el mejoramiento de la relación de la movilidad de los fluidos, donde los polímeros son grandes moléculas en que consiste en la repetición de pequeñas unidades de monómeros, y este puede ir variando en su aplicación, ya que algunos pueden requerir polímeros viscosificantes, para que generen un gran volumen hidrodinámico en solución, o un dispersante, donde este rodea las partículas de arcilla, tomando en cuenta que su estructura debe ser de un peso molecular moderado y con cargas repartidas apropiadamente.

En conjunto, se puede afirmar que este procedimiento es una de las alternativas que asegura una de las altas cantidades de petróleo incrustados en los yacimientos, logrando obtener resultados exitosos con el paso del tiempo con el uso de aditivos de poli(acrilamida

solubles en agua ha sido utilizado para incrementar la viscosidad del fluido inyectado, y al mismo tiempo favoreciendo el barrido de petróleo con mayor eficiencia.

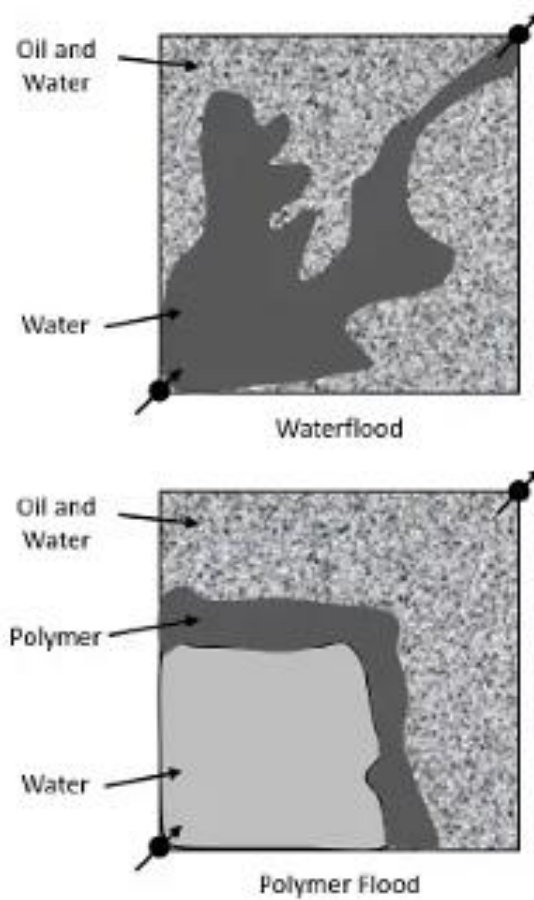


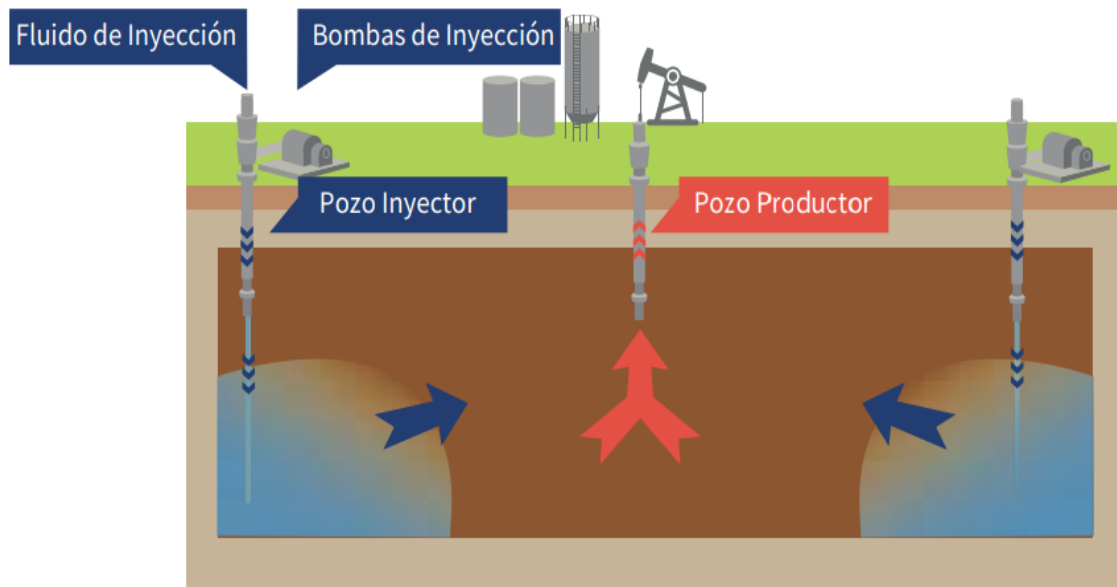
Figura 5. Esquema de comparación de la inyección de polímeros con inyección de agua
Obtenido de: *inyección de polímeros* (Ángel Gómez & Rodríguez Turizo, 2019)

2.2.2 Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación

La inyección de polímeros ha sido rentable por más de 40 años a nivel mundial siendo aplicados en el comercio del recobro de petróleo con un porcentaje entre el 5% al 15%. Los proyectos donde ya se ha aplicado presentan un aumentado en su comercio alrededor de 1 barril de petróleo por cada \$1 a \$3 de polímeros. (Floerger, 2016)

Factores que ayudan en la mejora de recuperación de petróleo:

- Aumenta la viscosidad del agua o salmuera
- Mejora el barrido del petróleo con mayor eficiencia
- Decrecimiento de la movilidad del agua



*Figura 6. Inyección de polímeros
Obtenido de: (Floerger, 2016)*

2.2.3 Clasificación de polímeros

- **Polímeros naturales o Biopolímeros**

Son aquellos que se forman o se encuentran de manera natural en los organismos vivos, es decir, son compuestos por unidades repetidas llamadas monómeros y son tipos de biopolímeros que pueden estar disponibles en la actualidad, tanto los polisacáridos como los derivados de celulosa, donde estas han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo.

Estos materiales son susceptibles a la biodegradación, siendo una cualidad extra que puede presentar algunos de ellos, además de agregar productos químicos protectores a las soluciones que ayudan a protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y uso en el yacimiento, siendo de gran ayuda como componente en los fluidos de perforación. (Zschimmer & Schwarz, 2022)

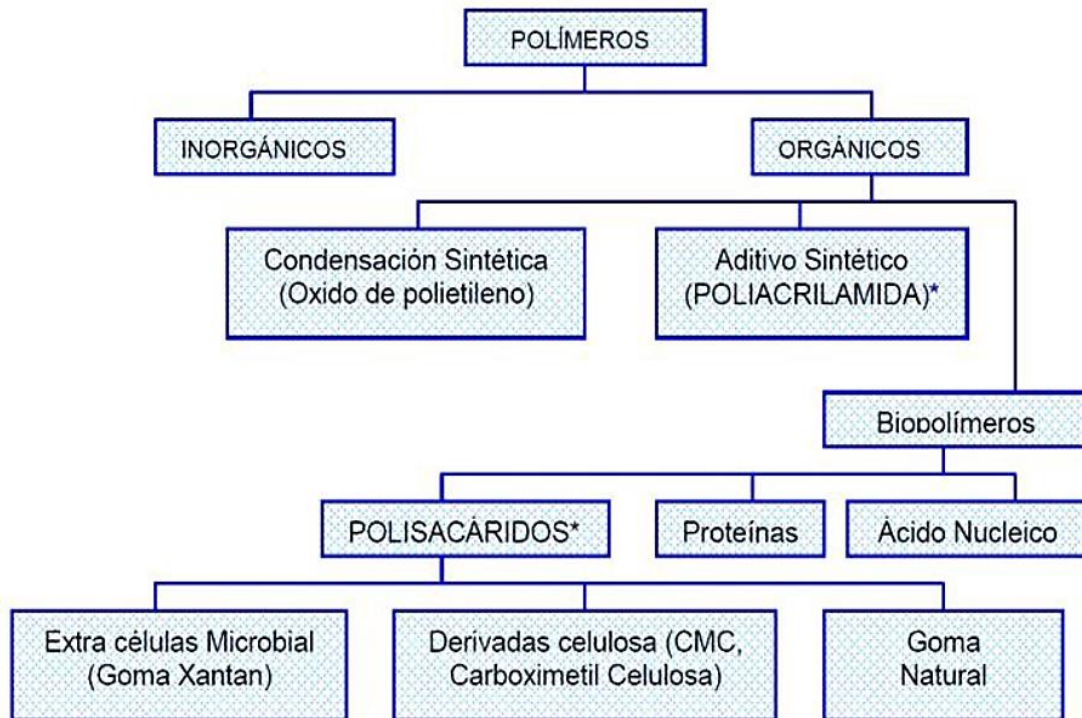
- **Polímeros Semisintéticos**

Por otro lado, se encuentran los polímeros semisintéticos que se consiguen al modificar polímeros naturales que se encuentran en la naturaleza mediante procedimientos químicos para mejorar sus propiedades o para que se adapten en ciertas aplicaciones. Por ejemplo: la carboximetilcelulosa (CMC), la hidroxietilcelulosa (HEC), la etonita, la nitrocelulosa y el caucho vulcanizado. (Marketing, 2024)

- **Polímeros sintéticos o artificiales**

En cambio, los polímeros sintéticos son el resultado que se obtienen mediante procesos de sintetizados en el laboratorio. En la actualidad, solo los polímeros orgánicos solubles en agua son los que se han estado usando para la aplicación en EOR. (Rojas Castillos, 2013)

En la Figura 4 se observa un resumen de la clasificación de los polímeros.



* Polímeros potenciales para recuperar petróleo

*Figura 7. Clasificación de los polímeros
Fuente: (Stright, 1976)*

2.2.4 Tipos de polímeros

El principal uso de las soluciones de polímeros que se utilizan en los procesos de EOR siendo agentes deslizantes de petróleo en los yacimientos, donde disminuyen la relación de movilidad del agua y obtener un mayor de recobro de petróleo. Además de permitir aumentar la viscosidad del agua inyectada y en consecuencia en disminuir la movilidad de la fase desplazante.

Destacando que por el momento solo dos tipos de polímeros solubles en agua y con alto peso molecular, pueden producir incrementos sustanciales en la viscosidad del agua a

concentraciones entre 200 ppm y 1000 ppm, siendo estas las poliacrilamidas hidrolizadas (HPAM) y la polisacáridos o goma de xantano.

- **Poliacrilamidas**

Es uno de los más usados en la aplicación de recobro mejorado también conocida como poliacrilamida hidrolizada (HPAM), ya sea este que tenga una concentración de polímeros o un nivel de viscosidad, estos han presentado mayor recuperación de petróleo, además que presenta mayor viscoelasticidad que las soluciones de xantano. (Ángel Gómez & Rodríguez Turizo, 2019)

Al mismo tiempo, está compuesta por una cadena muy larga del monómero acrilamida, con la cual se combinan químicamente se produce la cadena polimérica la cual se muestra en la siguiente Figura 8.

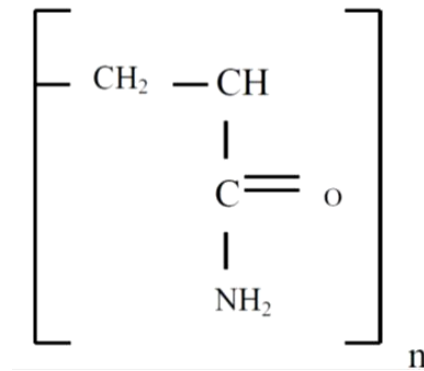


Figura 8. Estructura primaria de la Poliacrilamida
Fuente: (Sorbie & Phil, 1991)

Además, el peso molecular es un parámetro que debe ser tomado en cuenta, y debe compararse con el tamaño de los poros de la formación a tratar para garantizar así un control efectivo de la movilidad. Así mismo, este puede ser modificado en las propiedades de los polímeros, alguna de las amidas se sustituye químicamente por el grupo carboxyl, tal como se puede observar en la Figura 9.

Siendo un proceso de sustitución que se conoce como “Hidrólisis”, donde su grado de hidrólisis es una variable química que puede jugar un rol importante en el comportamiento y las propiedades reológicas de las soluciones de poliacrilamida, además de que la extensión de hidroxila afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la roca y las propiedades de resistencia al flujo.

Además, de que se han reportado en pruebas de laboratorios que las poliacrilamidas son técnicamente estables por largos períodos de tiempo. Igualmente, son relativamente inmunes al ataque bacterial, conjuntamente que son suministradas en seco, formulado en polvo o concentrado en una emulsión de agua y petróleo. (Rojas Castillos, 2013)

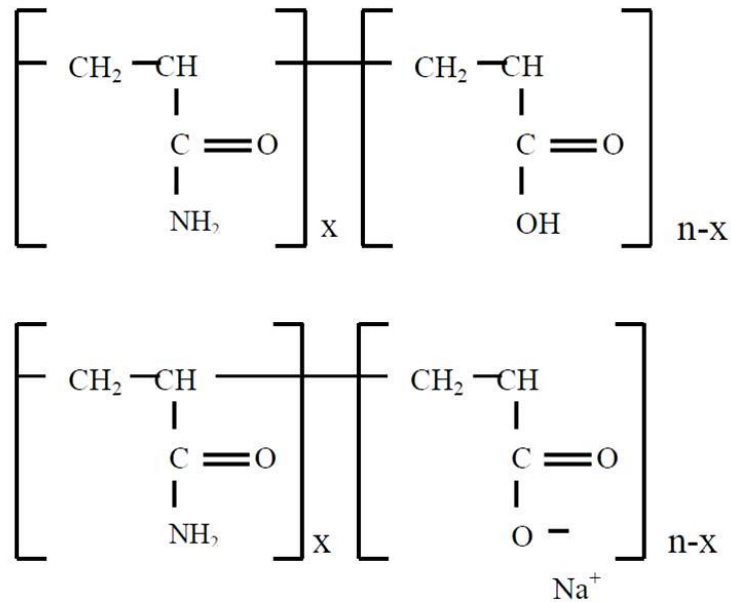


Figura 9. Estructura de la Poliacrilamida parcialmente Hidrolizada
Fuente: (Sorbie & Phil, 1991)

- **Polisacáridos**

El biopolímero goma xantano o xantana, es otro polímero más utilizado ampliamente en la EOR, esta actúa mediante una varilla semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica, presentan con un peso molecular promedio de biopolímeros de xantano que van de 1 millón a los 15 millones. Los biopolímeros de xantano se pueden presentar como suministros en polvo seco como también en líquido concentrado. (Ángel Gómez & Rodríguez Turizo, 2019)

Los polisacáridos, como se observa en la Figura 10 son polímeros lineales y menos sensibles que las poliacrilamidas a la salinidad, su concentración de iones disolventes (Ca⁺⁺, Mg⁺⁺) y son muchos más propensos a romperse por los esfuerzos cortantes. No obstante, este tipo de polímeros requieren pasar por filtros de microporos para evitar taponamiento del pozo y normalmente requerirán bactericidas debido a que ellos también son susceptibles al ataque bacterial.

Uno de los efectos principales sobre este tipo de polímeros es el de incrementar la viscosidad aparente del fluido, además de que la reducción de la permeabilidad asociada

a este polímero es mucho menos que a la asociada a las poliacrilamidas resisten a temperaturas cercanas a las 200 °F.

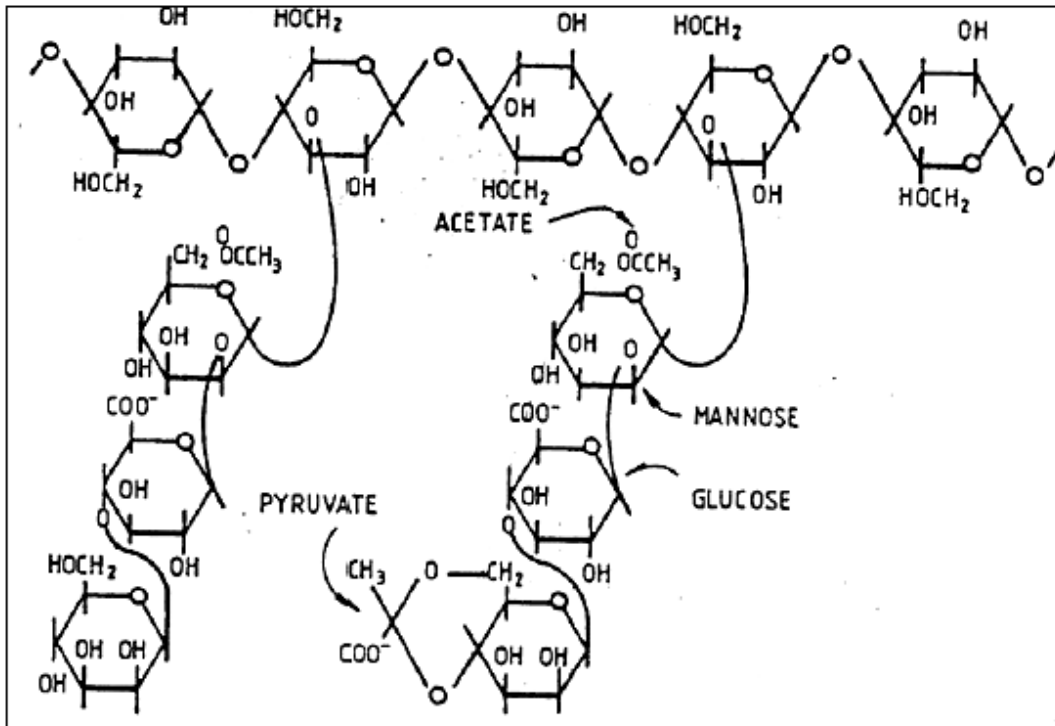


Figura 10. Estructura Primaria de la Molécula Xantano
Fuente: (Carcoana, 1992)

2.2.5 Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros

➤ Ventajas

- Ayudan a mejorar el barrido vertical
- Optimiza la razón de movilidad agua-petróleo
- Pueden ser muy viscosas cuando son altamente diluidas
- Factor económico
- Son unos de los métodos más utilizados en pruebas de campo

➤ Desventajas

- No son aptas con alta salinidad
- Susceptible al ataque bacterial
- Pueden llegar a ser costos al momento de tener problemas
- Pueden sufrir taponamiento que se origina en la formación

2.2.6 Criterios de selección (screening)

Para la implementación de la inyección de polímeros depende de varios factores como la temperatura, permeabilidad, viscosidad del petróleo, espesor de la zona, salinidad, total de sólidos disueltos y el tipo de roca. (Ragab, 2021)

A continuación, se presenta una tabla con los factores importantes y necesarios para el proceso de inyección de polímeros.

Tabla 2.- Screening para proyectos de inyección de polímeros

Factores	Características Recomendadas	Unidad
Gravedad	> 15	API
Viscosidad	< 150	cp
Saturación de petróleo	> 50	%
Tipo de formación	Arenisca (Preferible) y Carbonatada	-
Espesor	No es crítico	ft
Permeabilidad promedio	> 10	md
Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,65	-
Profundidad	< 9,000	ft
Temperatura	< 200	°F
Salinidad	< 100,000	ppm

Fuente: Obtenido de la tabla de inyección de polímeros de (Ragab, 2021)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.2.7 Desarrollo histórico y la evolución del proceso de inyección de polímeros

En la industria petrolera a principio del siglo XX se han reconocido varios problemas debido a la ineficiencia de los métodos convencionales (primarios y secundarios), desde entonces se han empezado a realizar nuevas investigaciones para la mejora de la eficiencia de desplazamiento y barrido en la recuperación del petróleo, donde se han implementado varios procesos diferentes, destacando uno de los mecanismos es sobre la inundación con polímeros para la mejora de la eficiencia de barrido para la movilidad de los fluidos, en el cual (Chang, 1978) explica el comienzo del proceso de recuperación donde utilizan aditivos poliméricos con una concentración de 250 a 1500 ppm en el agua de inundación, donde esta solución polimérica mejora la relación de movilidad agua/petróleo donde se inunda con agua que no contuviera adictivos para que reduzca la movilidad al mismo tiempo, redacta los tipos de polímeros y el costo de implementación que han sido utilizados como: el polímero sintético clasificada como poliacrilámda con un costo de \$1,35/lb y un polímero de producción biológica conocido como goma xantana

con un costo de \$2,50/lb, siendo valores reportados en dicho estudio. Además, de tomar en cuenta las conversiones de la inyección de agua en inundaciones de los polímeros que deben tomarse en las primeras etapas y las evaluaciones posteriores siendo importantes para los estudios previos de este.

Por otro lado, (Riley B. Needham, 1987) describe brevemente sobre la revisión y actualización de los avances que tuvieron con respecto a las inundaciones con polímeros, tomando en cuenta las investigaciones anteriores, destacando 27 casos de campo en los EE. UU, Francia y Alemania, donde describen el tipo de polímeros utilizados, como la poliacrilámidas en la mayoría de los pozos y en solo tres se utilizaron biopolímeros, además que 5 proyectos implementaron citrato de aluminio para mejorar efectos de reducción de la permeabilidad, siendo este un método conocido como CDG (“Geles de dispersión coloidal”)

(E. J. Manrique, 2007) redacta en su publicación que corresponde a la experiencia con campos que han sido probados con EOR en formaciones de carbonatos en EE. UU, siendo documentadas en los años de 1960 hasta 1990, donde mencionan que la mayoría de las inundaciones poliméricas han utilizado poliacrilamidas solubles en aguas, y biopolímeros (polisacáridos y polímeros de celulosa), en estos proyectos de campo se obtuvieron informaciones con respecto a la inyección de concentración de polímeros que se dieron a cada uno, donde varían de 50 a 3700 ppm que pueden interpretarse también como 19 a 150 lb/acre-ft donde se incluyeron proyectos fallidos y exitosos que lograron describir sobre la recuperación que fueron incrementando del 0 al 18% del petróleo original in-situ (OOIP).

Posteriormente, (Gao, 2011) explica diversos casos prácticos en los que se aplicaron inyecciones de polímeros como método de recuperación mejorada en yacimiento con petróleo pesado. Los resultados obtenidos demuestran la viabilidad técnica y económica con respecto a la inyección de polímeros en los yacimientos con petróleo pesado, donde el autor destaca la importancia de la salinidad del agua, la degradación del polímero y la absorción sobre la viscosidad del polímero, tomando en cuenta varios parámetros una de ellas es tener sumamente cuidado al momento de minimizar la degradación en los cizallamientos, destacando que es uno de los principales problemas de estos, debido a la baja producción en los campos.

(José Luis Mogollón, 2013) presentaron un resumen sobre la aplicación de inundaciones de polímeros en tres diferentes campos con petróleo viscosos superiores a 150 cp, específicamente siendo pruebas piloto para los campos Tambaredjo (Suriam) y los proyectos comerciales en Bohai Bai (Costa afuera de China) y el Lagi Pelican (Canadá), describiendo las problemáticas que se presentan en cada una, por ejemplo, en el yacimiento de Tambaredjo se propone la fracturación, en el yacimiento de Pelican que aborda en la inyectividad mediante pozos horizontales y por último el Bohai siendo un yacimiento en alta mar se toma en cuenta la amplia separación entre el pozo y problemas logísticos asociados al trabajo en una plataforma. Su estudio concluyó con la viabilidad técnica y económica basándose en un análisis probabilístico, destacando las múltiples variables evaluadas y la importancia de la tasa de inyección de los polímeros en la economía de los proyectos, resaltando las soluciones innovadoras aplicadas a las diferentes situaciones ya mencionadas, como la inyección en los pozos horizontales logrando superar la presión de separación, o la alta salinidad con el uso de polímeros de asociación hidrofóbica especialmente desarrollado, además de utilizar polímeros en bruto en emulsiones y equipos automatizados montados sobre bases para aquellas plataformas.

Luego, (Renouf, 2014) presenta un resume sobre la aplicación de 32 inundaciones de polímeros en el oeste de Canadá, principalmente en campos de petróleo pesado, siendo proyectos que han ido tomando popularidad debido a la necesidad de obtener más petróleo de las inundaciones de aguas maduras, donde se resalta que en el año 2011 se llegó a producir más de 1,6 millones m³ y en el 2012 su cifra se elevó a más 1,7 millones m³, con un rango de recuperación del 0,5 al 14% del petróleo original in-situ, además de que en la mayoría de los proyectos se utilizó polímeros de poliacrilámid, al mismo tiempo, destaca las tasas de inyección, el uso de inyectores horizontales y la calidad de agua representaron las variables operativas más significativas que contribuyeron en el éxito de las inundaciones de polímeros revisadas. Por otro lado, también explica que la calidad del agua y la integridad e inyectividad del polímero causaron la mayoría de las dificultades operativas de los proyectos que fueron evaluados.

Posteriormente, (Juárez-Morejón y otros, 2018) presenta datos experimentales que se presentaron en el artículo, destacando en la influencia de la madurez de la inyección de polímero y la mojabilidad del núcleo en la recuperación final de petróleo, demostrando que es necesario tomar una gran medida de la distribución del fluido, la saturación de petróleo, el historial de saturación y mojabilidad. Comprobando que los resultados que se

obtuvieron durante la inyección de agua como con polímeros en un núcleo fuertemente humedecido por agua, la mayor parte del petróleo crudo se recupera antes del breakthrough (BT), tomando en cuenta que en el sistema de humedad intermedia de BT las inyecciones de agua y polímeros se producen tempranamente, logran recuperar volumen importante de petróleo después de BT, indicando que los polímeros logran una menor saturación de petróleo remanente en condiciones de humedad intermedia, en comparación con los sistemas de humedad por agua, demostrando que la inyección de polímeros temprana mejora la eficiencia de barrido a escala de poro.

A continuación, (Ning y otros, 2019) demuestran que ya han implementado durante un cierto tiempo que corresponde a la inyección de polímeros en yacimientos con petróleo pesado de Schrader Bluff, en el campo de Milne Point que se encuentra en el norte de Alaska, en donde explican que la unidad de corte de polímeros diseñada y fabricada a medida pueden funcionar para hidratar y bombear polímeros tras pequeñas modificaciones para que pueda adaptarse al gas/hidrocarburo más alto de lo esperado en el agua de origen. Además, el estudio señala que las pruebas de velocidad de paso y caída de presión muestran que la inyectividad de polímeros a corto plazo de los inyectores horizontales es similar a los de inyección de agua, siendo una ayuda para la movilidad de los fluidos en las profundidades de yacimientos más que las proximidades del pozo. Pero aun así no es demasiado pronto para cuantificar el incremento de la producción, ya que solo se han implementado la inyección para campos de un 4% de TPV de solución de polímeros.

2.2.8 Campos donde se ha aplicado la inyección de polímeros a nivel mundial

- **Inyección de polímeros en el campo Tambaredjo, Suriname**

En campo Tambaredjo en Suriname presenta un caso de inundación de polímeros con depósitos de petróleo pesado (Let y otros, 2012) siendo un plan piloto con tres inyectores y nueve productores con una viscosidad del petróleo que varía entre 1260 a 3057 cp con un promedio de 1728 cp, además de una permeabilidad promedio de la arena de 4000 md con heterogeneidad significativa. Las soluciones que implementaron con los polímeros fueron con una viscosidad de 50 cp en la instalación de la mezcla y 45 cp en el pozo de inyección más cercana, tomando en cuenta que la solución de polímeros inyectado es menor que la viscosidad del petróleo se esperaba un aumento de concentración de

polímeros mejoraría el rendimiento y esperaban que el documento que se publicó en 2012 obtuviera los resultados necesarios.

No obstante, la tasa de petróleo aumentó mientras que los cortes de agua disminuyeron. Sin embargo, la inyección de polímeros arrojó resultados modestos, y se interpretó que los niveles de oxígenos disueltos fueron ambientales 3 – 8 ppm durante todo el proceso de mezcla de inyección. Aunque el oxígeno disuelto alto no es una buena práctica general, pero se argumentó que los niveles altos de oxígeno disuelto estuvieron presentes a través del proceso de mezcla e inyección.

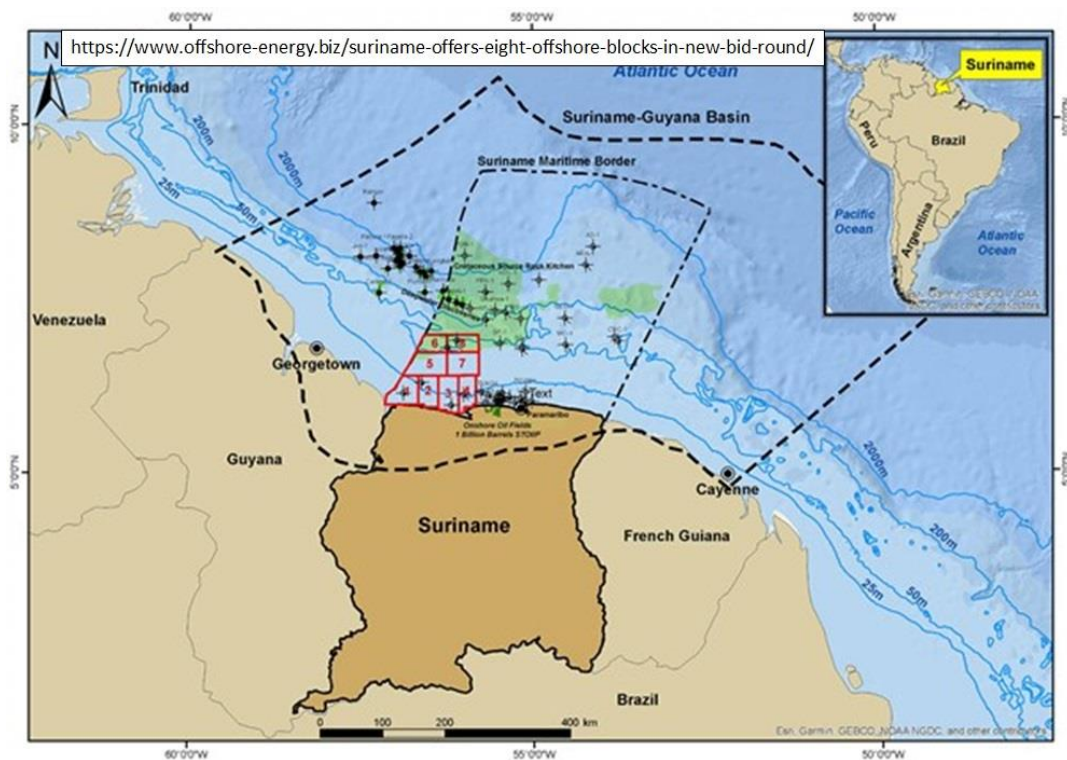


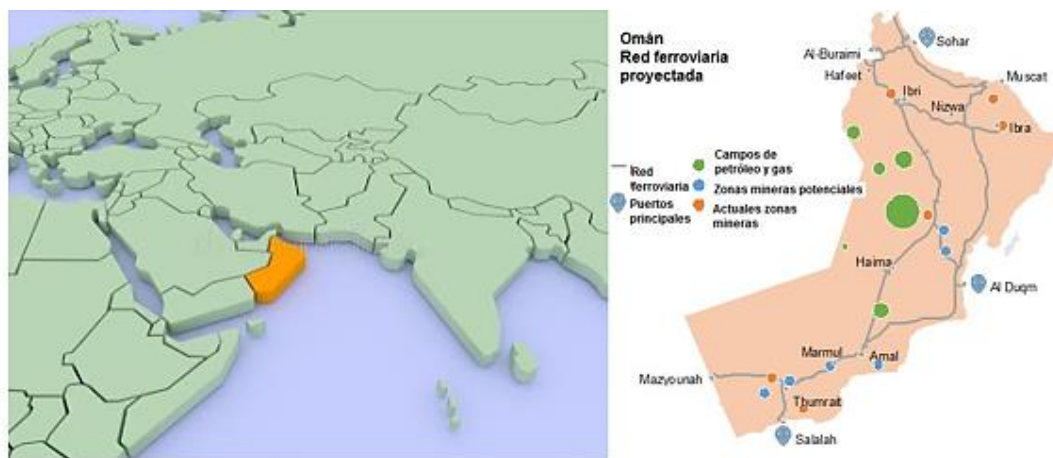
Figura 11. Localización de Bloques de exploración ofrecidos por Suriname
Obtenido de: (Giraldo , 2021)

- **Inyección de polímeros en el campo Murmal, Omán**

Se realizó un piloto de polímeros en 1986 donde sus resultados fueron prometedores en el campo Murmal siendo uno de los campos petroleros más grandes del Sultanato de Omán, con su principal formación productora es de arenisca Al Khalata con un espesor de 65 ft, porosidad de la formación entre 26 – 34%, la permeabilidad varía de 8 – 25 md, además de una temperatura de 46 °C, la salinidad de formación es de 7404 ppm, con una viscosidad de petróleo de 40 – 120 cp y viscosidad del agua de 0,64 cp. (Teeuw y otros, 1983)

El piloto de inundación de polímeros comenzó en mayo de 1986 con un solo patrón invertido de 5 puntos, con una distancia de 140 m desde el inyector hasta el productor, donde primero se inyectó una descarga previa de agua de 0,23 PV, después de la inyección de polímeros de 0,63 PV de 1000 ppm y por último una bala de 0,34 PV de agua después del lavado, con el agua de inyección con una salinidad de 600 ppm. El polímero que se utilizó fue del tipo HPAM y la viscosidad diseñada de la solución de polímeros fue de 15 cp a la temperatura del depósito. Durante el período de prueba se recuperó un 59% de petróleo, además de ser interpretado como un proceso con éxito. (E. J. L. Koning, 1988)

No obstante, la aplicación a gran escala de la inyección de polímeros no se implementó hasta febrero del 2010 (24 años después de la prueba piloto). En donde 27 inyectores que incluyeron 20 patrones invertidos de 9 puntos, 4 patrones invertidos de 5 puntos y 3 patrones horizontales con una tasa de inyección total de aproximadamente de 82000 STB/D, además de una tasa promedio de inyección de 3000 STB/D. Las pruebas de velocidades escalonada mostraron que las velocidades de inyección se pueden lograr por debajo de la presión de fractura. (Abu-Shiekah y otros, 2012)



*Figura 12. Localización de campos petrolero de Omán
Obtenido de: Viajes Ferroviales (Matute, 2016)*

- **Inyección de polímeros en el campo Yarigupi-Cantagallo, Colombia**

Este campo se encuentra ubicado en la Cuenca Valle Medio Magdalena, entre el Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar). Donde cuenta con un área de 3000 acres, una profundidad promedio de 6744 ft, un rango de porosidad de 15 – 22% (19 % en promedio aproximadamente), un rango de permeabilidad de 50 – 350 md (150 md en promedio aproximadamente) y una viscosidad 24 cp y un grado de 21 °API.

Con agua de captación fresca con menos de 10 mg/L de Cl, además de una concentración promedio de 550 mg/L de polímero de solución acuosa con una viscosidad promedio en cabeza de aproximadamente 22 cp. Para la inyección de agua la relación de movilidad se tomó un valor de 12, por otro lado, la inyección de agua con polímeros fue valores cercanos de 1, donde se destaca que se han inyectado 3,03 millones de barriles de solución polimérica 278,64 toneladas de polímeros y se han producido 202,42 mil BPD incrementado. (Ángel Gómez & Rodríguez Turizo, 2019)

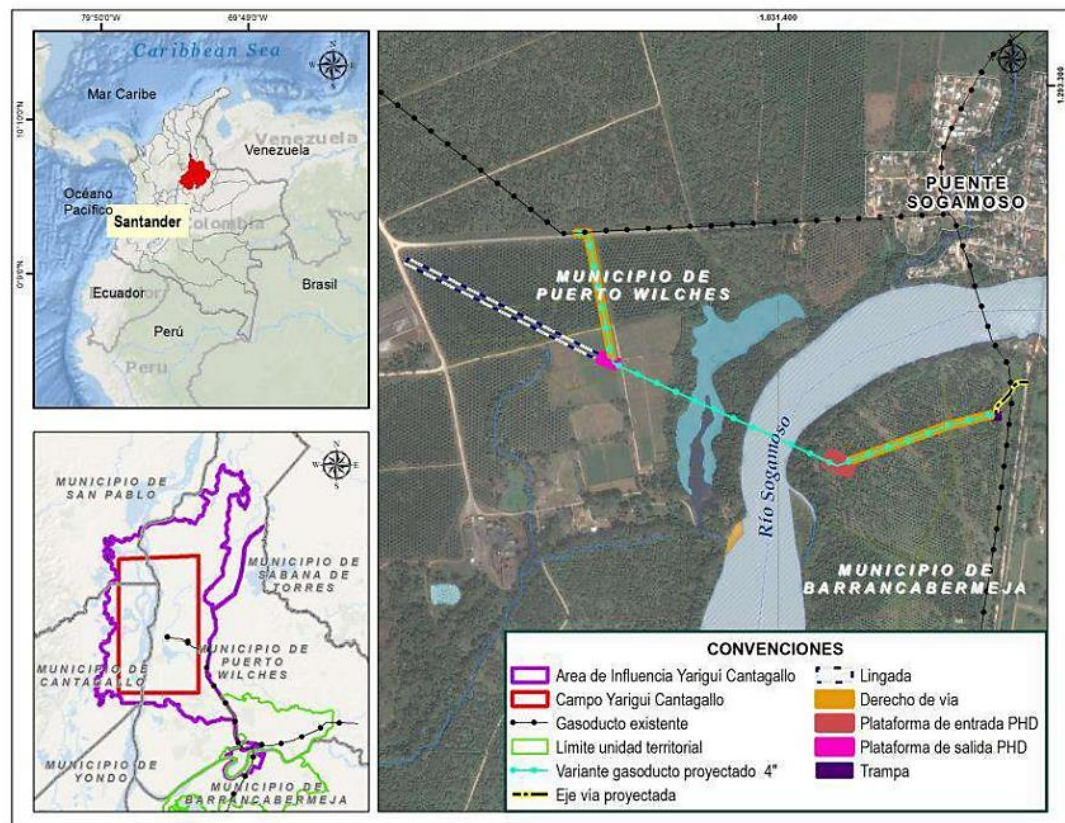


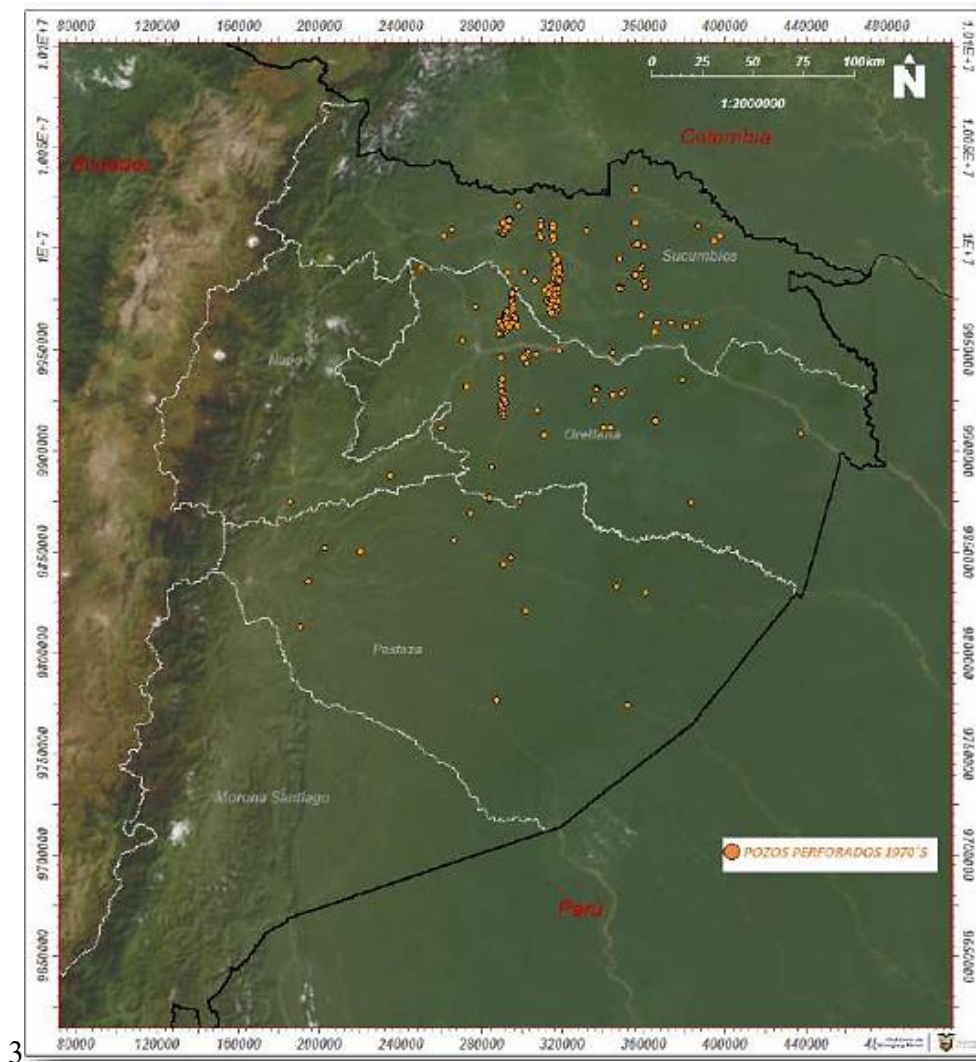
Figura 13. Localización general del Campo Yariquí-Cantagallo
Obtenido de: (EcoPetrol, 2018)

2.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

2.4.1 Característica del área petrolera Mariann

El área petrolera Mariann se encuentra en la Cuenca Oriental Ecuatoriana, fue descubierta en 1970 por la compañía extranjera Cayman Corporativos Ecuador, convirtiéndose en una de las zonas petroleras más antigua del país. El primer pozo perforado fue a partir de septiembre del año 1971 que fue denominado el Mariann-1 siendo un pozo exploratorio, luego vinieron otros pozos exploratorios como Mariann-2 y Mariann-3. Pero a partir del año de 1976 se realizaron varios estudios sísmicos y geofísicos al pozo Mariann-4

llegando a descubrir nuevas estructuras independientes en la parte Norte, que con el paso del tiempo pasaría a llamarse Mariann 4-A1. (Baby y otros, 2014)



*Figura 14. Pozos perforados en el año 1970
Obtenido de: Ministerio de energías y minas (Santos Alvite, 2023)*

Por el año de 2007, la empresa de Andes Petroleum LTD compra las acciones de Encana Ecuador LTD y comienza con la producción de esta zona, siendo el primer pozo perforado fue el Mariann-1 con una producción acumulada de 1,832 mil barriles durante 15 años de operación. Luego, el área de producción Mariann llegó a perforar 50 pozos en total, dando un total de producción acumulada de 20,382 mil barriles, por otro lado, la zona productora Mariann 4-A que tiene un total de 12 pozos con una producción acumulada de 5,935 millones de barriles, Al mismo tiempo, el área de producción Mariann Norte, con dos pozos llamados Mariann Norte 1 y el Mariann Norte 2 con una producción acumulada de 33,461 miles de barriles, pero fueron abandonados debido a que ya cumplieron con su tiempo de vida útil. (Sinchire Pogo, 2024)

2.4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área de producción Mariann se encuentra localizada al Noroeste en el extremo Occidental dentro de la provincia de Sucumbíos, con un área de 362 Km². Teniendo como límites en el Norte a los campos Cuyabeno y Sansahuari, en el Sur el bloque 15, al Este la Reserva Cuyabeno y al Oeste los campos Fanny y Dorine. (Sinchire Pogo, 2024)

En la Figura 15 se muestra los campos en donde se encuentra ubicados cada pozo, además se puede observar el lugar en el que se encuentra el pozo seleccionado para la implementación de nuestro estudio para aumentar la producción.

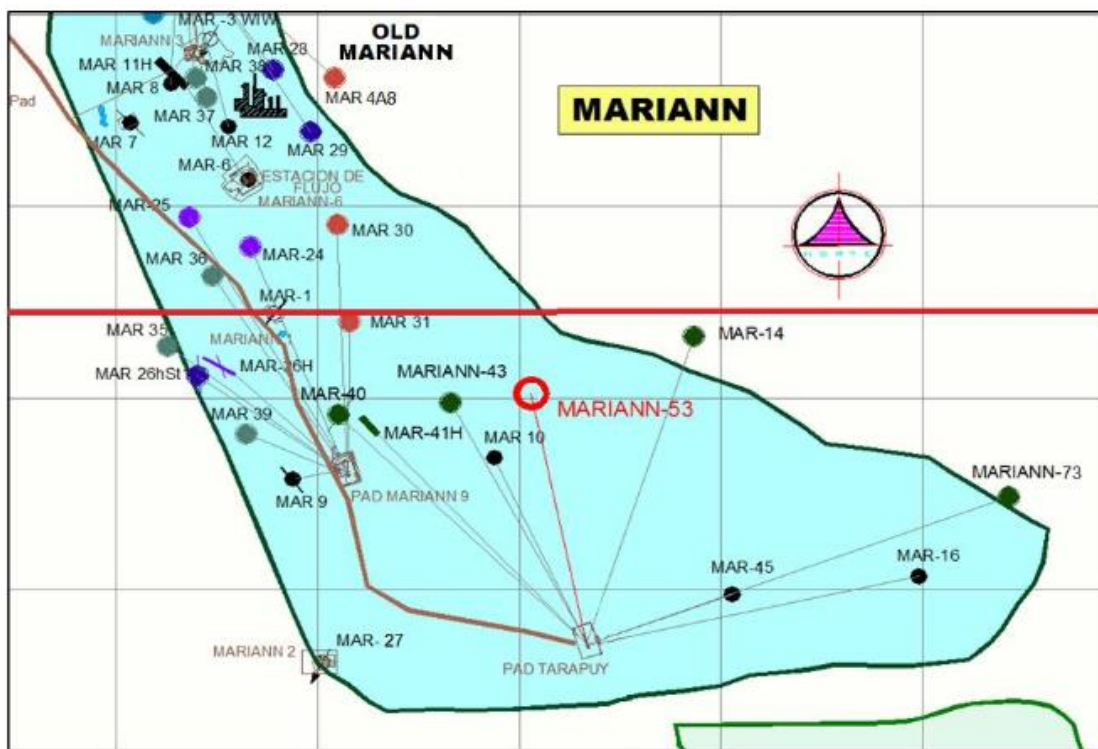


Figura 15. Ubicación del pozo Mariann-53 seleccionado
Elaborado por: Andes Petroleum Ltd. (Sinchire Pogo, 2024)

2.4.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICAS

- Areniscas Basal Tena

En esta parte se muestran los diferentes tipos de materiales, que se encuentra la limolita y arcillolita, además esta arenisca es cuarzosa, transparente y de un tamaño de grano muy fino, donde se encuentra cementada con calcio y una matriz de caolinita. También se destaca la limolita que tiene mayormente un color gris claro con algunas porciones en tonalidades verdes, mientras que por otro lado la arcillolita tiene un color marrón, con

algunas áreas de color rojizo o amarillento, presenta una textura irregular en sus subbloques con una pequeña cantidad de contenido calcáreo. (Baby y otros, 2014)

- **Arenisca M-1**

Tiene una formación interestratificada con estrato de lutitas donde presentan características de ser cuarzosa, transparente a traslúcida, donde tiene un color café claro, con un tamaño de grano fino a mediano, además de una forma angular redonda. Al mismo tiempo, se menciona que es poco fiable en secuencias fluviales y de marea, asimismo va variando gradualmente a canales de marea abandonados y rellenados por secuencias de lodo.

Y en esta formación se han detectado manchas de hidrocarburos de color café oscuro y no presenta fluorescencia. (Baby y otros, 2014)

- **Arenisca U**

En esta parte ya contiene los hidrocarburos, que presentan en un color gris claro a un gris oscuro. La arenisca es cuarzosa, de un grano fino a medio y poco clasificada, teniendo como forma subredondeada y contenido arcilloso sedimentario, además de tener dos segmentos porosos separados por un estrato calcáreo en su parte inferior o base llamado “Marcador U Medio” y un estrato de lutita en la parte superior. Este tipo de arenisca se encuentra presente en todo el campo con un espesor promedio aproximado de 29 pies, y se divide “U” inferior y “U” superior. (Baby y otros, 2014)

- **Arenisca T**

En esta formación tiene una arenisca de grano fino, predominante cuarzosa, con algunas capas ocasionales de arcilla. Donde algunas muestran poros que están rellenos de illita y caolinita que se divide en dos partes siendo este un segmento inferior y un segmento superior. (Baby y otros, 2014)

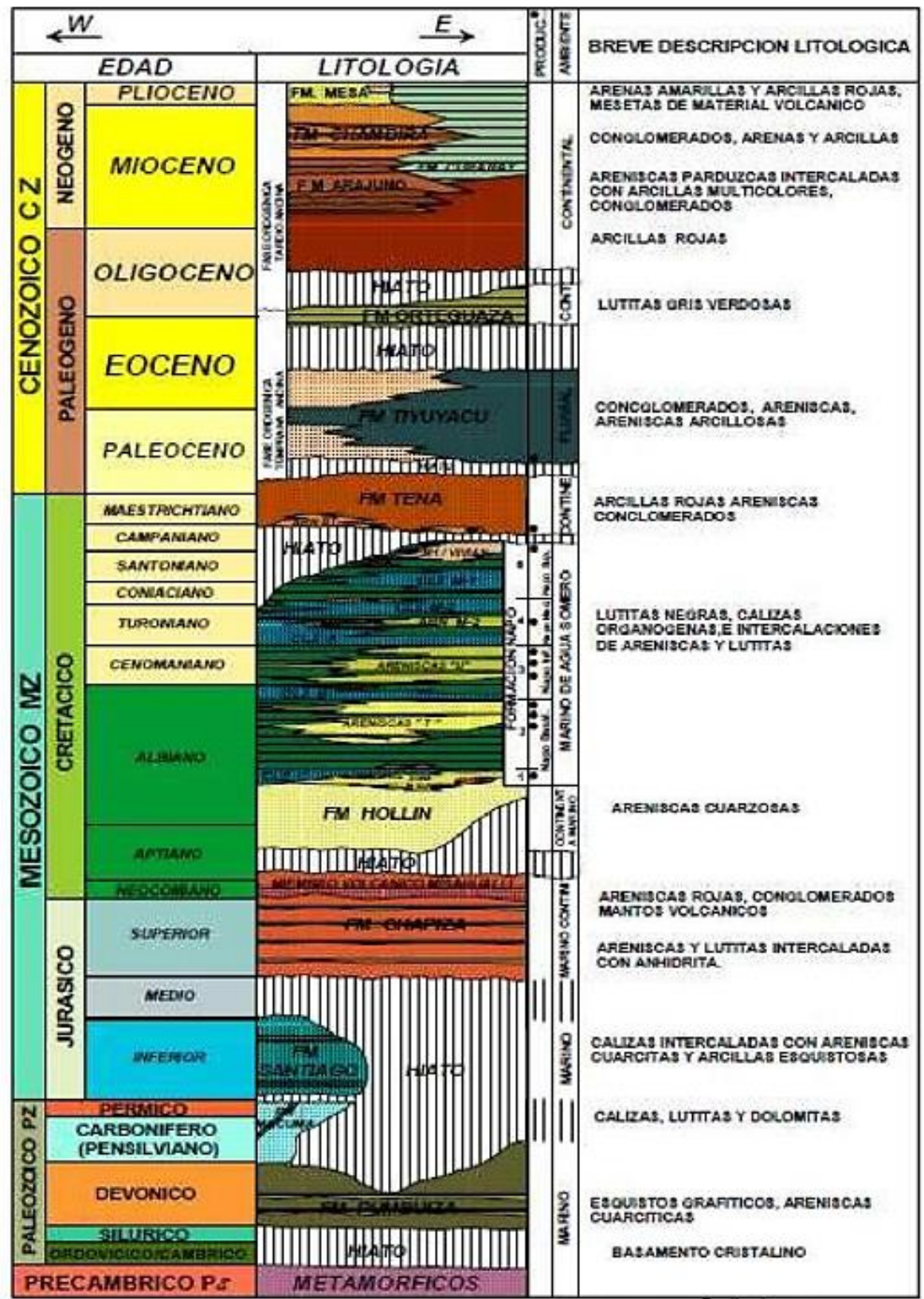


Figura 16. Columna Estratigráfica Cuenca Oriente
 Obtenido del: Departamento de Yacimientos, Petroproducción, (Baby y otros, 2014)

2.4.4 Características y propiedades PVT del campo Mariann Sur

En la Tabla 3 se detalla los valores de espesor, porosidad promedio, permeabilidad promedio que describen la formación del campo.

Tabla 3.- Características de las formaciones de Mariann Sur

Arena	Espesor (Ft)	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (md)
Basal Tena	6 – 90	17	800
Arenisca M-1	15 – 100	27	2750
Napo “U”	U Inferior	20 – 40	18
	U Superior	30 – 130	17
Napo “T”	T Inferior	20 – 118	19
	T Superior	15 – 50	16

Fuente: ARCERNNR, 2022, (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

En la siguiente Tabla 4 se encuentran los datos de las propiedades PVT resumidos para las arenas productoras del Mariann Sur, los cuáles serán necesarios para la aplicación de EOR presentado y en la obtención de resultados.

Tabla 4.- Propiedades PVT de las arenas productoras del Mariann Sur

Arena	Presión de Reservoirio (psi)	Presión de Burbuja (psi)	μ_o (cp)	Temperatura de reservoirio (°F)
Basal Tena	2450	310	15,95	190
Arenisca M-1	2200	354	13,47	200
Napo “U”	U Inferior	3100	520	7,89
	U Superior			210
Napo “T”	T Inferior	3200	767	1,93
	T Superior			215

Fuente: ARCERNNR. 2022, (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.4.5 Estado actual de los pozos Mariann

En la Tabla 5 se muestra la información actual del Mariann, datos que corresponden al número de pozos que existen y su estado actualizado.

Tabla 5.- Estado actual de los pozos del Mariann

Estado de los pozos	Cantidad
Produciendo	43
Cerrados	12
C&PI	5
Abandonados	3
Inyectores	3
Total	66

Fuente: ARCRNNR, 2022, (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

A continuación, en la tabla 6 se muestran la descripción de la producción de acuerdo con los tipos de sistemas de levantamiento artificial que se encuentran instalados en el campo Mariann.

Tabla 6.- Producción por tipo de sistema de levantamiento artificial

Sistema	Pozos	Bfpd	Bppd	Bapd
BH	10	56150	1684	39310
BES	33	31523	5359	26164
Total	43	37138	7043	30095

Fuente: ARCERNNR, 2022, (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.4.6 Selección del pozo de estudio

En el Ecuador, especialmente de la zona oriental, es una parte significativa para la producción de petróleo que se originan en campos maduros que con el paso del tiempo ha ido disminuyendo la producción, en donde los yacimientos comienzan a extraer más agua que petróleo, lo que lleva al aumento de los costos de producción y reduce la rentabilidad de algunos de los pozos.

Tomando en cuenta la situación actual debido a la escasez de inversión en la industria, la optimización de la producción se vuelve más crucial que nunca, ya que no basta simplemente en controlar y analizar la producción, se necesita buscar nuevas alternativas que permitan aumentar la producción, siendo una de ella el EOR con la inyección de polímeros.

El pozo fue seleccionado tomando en cuenta algunos criterios como: la tasa de petróleo producido no menos a 100 bl/día, sistema de levantamiento artificial instalado, valores bajos de BSW.

La tabla 7 presenta el estado de producción actual del pozo seleccionado para el estudio y para la aplicación del método que se desea efectuar. Los datos mostrados corresponden al año del 2022.

Tabla 7.- Estado actual del pozo productor seleccionado

Pozo	Arena	P _R (psi)	P _{wf} (psi)	P _{wh} (psi)	GOR (pie ³ /bl)	Q _F (bl/día)	Q _O (bl/día)	Q _W (bl/día)	Tipo de bomba
Mariann-53	U Inferior	2800	541	90	181	576	394	182	BH

Fuente: ARCERNNR, 2022, (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.4.7 Datos de entradas requerido

Se necesita tomar en cuenta los siguientes datos del pozo para lograr desarrollar ciertos cálculos e implementar el método de EOR.

Tabla 8.- Datos necesarios para los cálculos del pozo Mariann-53

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L =	7915	ft	γ _w =	1,020	-
D =	7539	ft	F _O =	0,684	-
D _{ITR} =	2,992	pg	G _W =	0,433	psi/pie
D _{OTP} =	3,5	pg	μ _o =	9,4	cp
P _{WH} =	90	pg	μ _w =	0,29	cp
γ _O =	0,936	-	GOR =	181	pie ³ /bl
Fluido motriz =	Petróleo	-	F _W =	0,316	-
Q _S =	700	bl/día	T _{WH} =	153	°F
P _B =	775,141	psi	T _{WF} =	215	°F
P _R =	2800	psi	P _{WF} =	541	psi
°API =	19,6				

Obtenido de: (Sinchire Pogo, 2024)

Elaborado por: Malena Del Pezo

2.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

2.5.1 Propiedades del Fluido

- **Compresibilidad del fluido**

Es el cambio relativo en el volumen del fluido en relación con el cambio de una unidad de presión, es decir, el cambio de volumen por unidad de volumen de fluido por el cambio de presión, además que el gas tiene mayor compresibilidad que el líquido (petróleo, gas). ((SLB), Compresibilidad del fluido, 2025)

- **Densidad**

La densidad de un fluido es una masa por unidad de volumen, donde depende de condiciones reales de presión y temperatura del yacimiento. (Contreras Córdova , 2010)

Tabla 9.- Clasificación del crudo de acuerdo con su densidad

Aceite crudo	Densidad (gr/cm³)	Densidad (grados API)
Extrapesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 – 0.92	10.1 – 22.3
Mediano	0.91 – 0.87	22.4 – 31.1
Ligero	0.86 – 0.83	31.2 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente de: (García Tinajero y otros, 2015)

Elaborado por: Malena Del Pezo

- **Factor volumétrico del petróleo**

Se lo conoce con la abreviación β_o , que mide el cambio de volumen de la fase líquida al pasar de la condición de yacimientos a las condiciones estándar de superficie y se expresa como una relación. Por ejemplo, $\beta_o = 1,5$ B/BF significa que para tener un barril de petróleo en superficie (Barril Fiscal, BF) se solicita 1,5 barriles de petróleo en el yacimiento. (Brito Rodríguez, 2024)

De acuerdo con la ecuación de balance de materia (BM) se define como:

$$B_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{\rho_o} \quad \text{Ec. 9}$$

- **Factor volumétrico de gas**

Tiene la abreviación de β_g , se define como el volumen de gas a condiciones de yacimiento, requerido 'para producir. (Pérez Angulo, 2018)

$$B_g = 0.02827 \frac{Z_{yac} * T_{yac}}{P_{yac}}, \left[\frac{ft^3}{scf} \right] \quad \text{Ec. 10}$$

$$B_g = 0,005035 \frac{Z_{yac} * T_{yac}}{P_{yac}}, \left[\frac{bbl}{scf} \right] \quad \text{Ec. 11}$$

- **Presión de burbuja**

La presión de burbuja o también presión de saturación se denota como P_b , se define como la presión en donde se libera la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido – gas), en la cual se encuentra en equilibrio con el

gas y petróleo presente a una temperatura y presión del yacimiento, estando en su punto de burbuja. (Plus)

- **Viscosidad**

Es la propiedad más importante de los fluidos y esta se define como la resistencia interna que tienen ciertas sustancias para fluir cuando se aplica una mínima cantidad de esfuerzo cortante, se representa con μ y se expresa en cp, además de ser equivalente de espesor y tiene tres factores fundamentales como: (Rojas Castillos, 2013)

- La temperatura
- La presión
- El gas que contenga en solución

➤ **Viscosidad de petróleo**

Se representa con μ_o , siendo una característica importante que controla el fluido de petróleo a través de un medio poroso y de la tubería, además de ser la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse. (Gudiño, 2006)

➤ **Viscosidad del gas**

Para la viscosidad de los gases es mucho menor que los líquidos ya que al aumentar su temperatura también aumenta su viscosidad, esto se debe a que el aumentó de agitación o movimiento de las moléculas, también varían con respecto a su composición, si hay gases más pesados tienen mayor viscosidad. (Guillén, 2014)

2.5.2 Propiedades de la roca

- **Compresibilidad de la roca**

Al igual que los fluidos es un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos, en donde al comenzar la explotación de un yacimiento y cae la presión, se expande la roca y los fluidos, la cual causa la disminución del espacio poroso interconectado, a su vez es importante para los cálculos de balance materia, simulación de yacimientos y análisis de pruebas de pozos. (Madrid, 2009)

- **Espesor neto**

Es el espesor de la formación que contribuye el flujo de fluidos o la suma de los intervalos productivos de un yacimiento, este se determina mediante los análisis o registros y puede variar del espesor bruto o del intervalo perforado. Para los pozos inclinados o con

desviación dentro de su formación el espesor neto se mide a partir de la perpendicular al ángulo de declive. (Energy, 2020)

- **Porosidad**

Es el porcentaje total del volumen ocupado por el espacio poroso, independiente del tipo de fluido que contenga, se obtiene a partir de análisis de núcleos o registros, donde se utiliza para cálculos de reservas volumétricas y la compresibilidad de la formación y se la ocupa en las ecuaciones de flujo transitorio de presión. (Energy, 2020)

- **Permeabilidad**

Es aquella que mide la facilidad del flujo de fluidos a través de la roca bajo un gradiente de presión, esta se puede medir normalmente en darcies o milidarcies. Las formaciones que pueden transmitir fácilmente son aquellas formadas por areniscas describiéndose como permeables, con poros grandes y bien conectados, por otro lado, las formaciones impermeables como las lutitas y las limolitas tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, crecidamente escasos o menos interconectados. (SLB, Permeabilidad, 2025)

- **Saturación**

Es la fracción delo volumen poroso ocupado por ese fluido (agua, petróleo, gas) a condiciones de presión y temperatura en una formación rocosa, usualmente se encuentra en porcentaje de volumen. es un parámetro clave para evaluar el potencial de los yacimientos, estimar las reservas de hidrocarburos y diseñar estrategias óptimas de perforación y producción. (Linkedin, 2025).

Esta propiedad se expresa para cada fluido como:

$$S_o = \text{Saturación de petróleo} \rightarrow S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 12}$$

$$S_g = \text{Saturación de gas} \rightarrow S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 13}$$

$$S_w = \text{Saturación de agua} \rightarrow S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 14}$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{Ec. 15}$$

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

3.1.1 Cuantitativo

El presente trabajo enfoca un estudio cuantitativo, ya que se basa en la información de datos obtenidos de un trabajo de titulación referente a varios campos y análisis de datos para evaluar el comportamiento con la ayuda de un simulador para el aumento de la producción de hidrocarburos a partir de inyección de polímeros.

Este enfoque permite establecer relaciones matemáticas y aplicación de métodos para la obtención de los resultados, al mismo tiempo, tiene como objetivo asegurar que los resultados puedan ser replicables y generalizadas en contexto similares, logrando aportar evidencia empírica para la validación de los métodos para el aumento de producción de los pozos.

3.1.2 Explicativo

Por otro lado, es un estudio explicativo, ya que este trabajo se basa en la manipulación de datos que se muestran en el capítulo II, para el manejo de software de simulación tomando en cuenta algunas de las características para poder ser aplicadas para la recuperación mejorada, y así poder determinar el caso de estudio favorable para la obtención de resultados que puedan ayudar a comprobar la efectividad del procedimiento que se aplicado.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1 Población

Es el conjunto de todos los individuos, los cuales se quieren investigar con respecto a una particularidad dada, (Triola, 2018). Para este proyecto, la población de estudio corresponde al campo Shushufindi. Actualmente se registran 43 pozos que ya han sido intervenidos mediante levantamiento artificial, en la cual específicamente se dará un enfoque prioritario para los pozos que han manifestado disminución progresiva en la producción con el paso de tiempo. Esta situación resalta en considerar la aplicación de esta técnica de recuperación mejorada realizando varias pruebas en el estudio para la implementación de polímeros y optimizar la productividad de dicho pozo.

3.2.2 Muestra

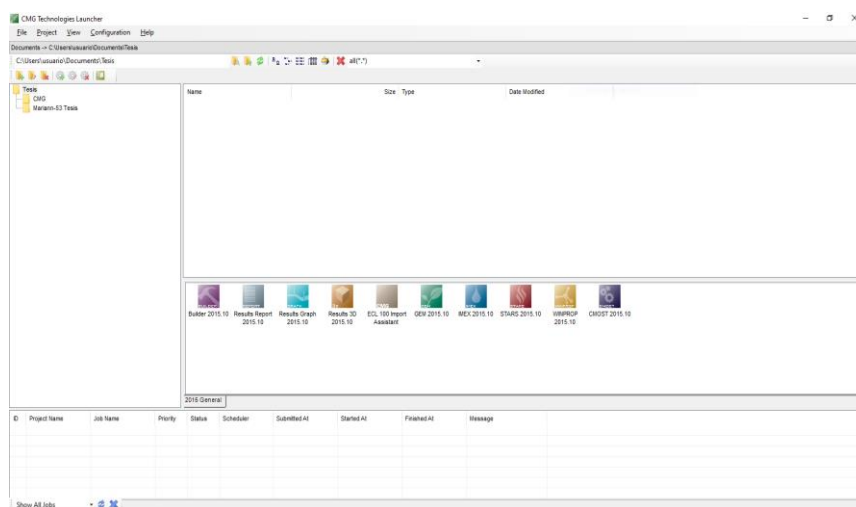
Se define como la selección más pequeña de observación extraída de una población, (White & White, 2017). La muestra seleccionada se describe como un muestreo no probabilístico por conveniencia para el desarrollo de este estudio que corresponde a uno de los pozos que se encuentra en campo, siendo el pozo Mariann-53 en donde ha alcanzado un punto en el cual la energía natural dentro del yacimiento ya no es suficiente para sostener la extracción de los hidrocarburos cumpliendo así su vida útil y para lograr extraer un poco más se pondrá a prueba este estudio.

3.3 PROGRAMA CMG

El software de simulación yacimientos modelo para la industria petrolera que pertenece a la empresa Computer Modelling Group (CMG), siendo una herramienta de simulación numérica más avanzada y utilizada para modelar el comportamiento de los yacimientos petroleros y de gas, tomando en cuenta sus parámetros estáticos y dinámicos, además de sus múltiples procesos de producción, recuperación mejorada, inyección de fluidos y fenómenos térmicos y químicos en medios porosos para poder realizar predicciones futuras de la producción.

Componentes principales del Simulador CMG:

- IMEX (Simulador de petróleo negro y composición)
- GEM (Simulador de composición y no convencional)
- STARS (Simulador térmico)
- WinProp (Simulador de características de propiedades de fluidos)
- Builder y Results (Simulador de creación de reservorio)



*Figura 17. Ventana principal del programa CMG
Obtenido de: CMG, Versión 2015.1
Elaborado por: Malena Del Pezo*

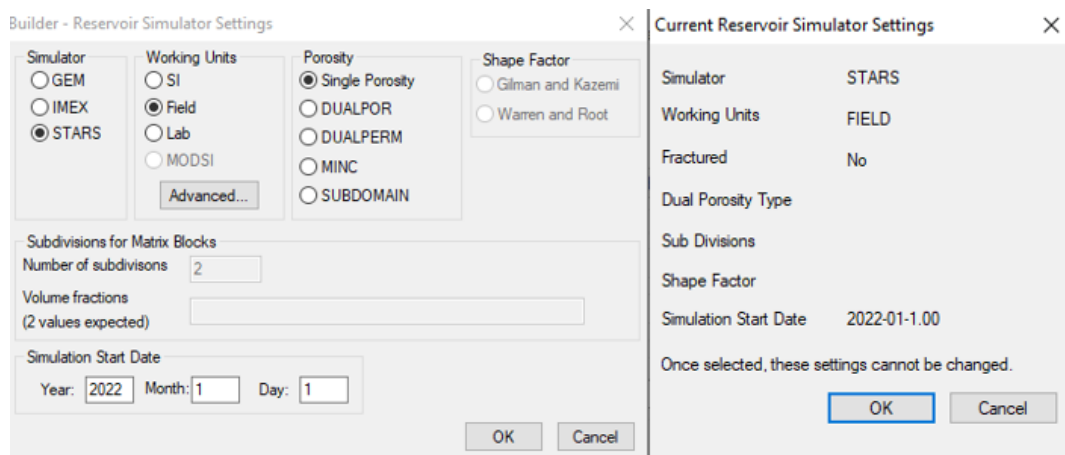
3.4 PROGRESO EN LA MALLA DEL SIMULADOR

Para este trabajo se deberán desarrollar varios pasos con la ayuda del simulador CMG Versión 2015.10 y con los datos presentados en el capítulo II, para el presentar los resultados para la inyección de polímeros hacia el pozo Mariann-53.

3.4.1 Configuraciones iniciales para el modelo

En el simulador CMG se visualiza varias aplicaciones que cumplen diferentes funciones para la implementación de varios mecanismos para un yacimiento, en el cual incluye modelo estático y sus propiedades.

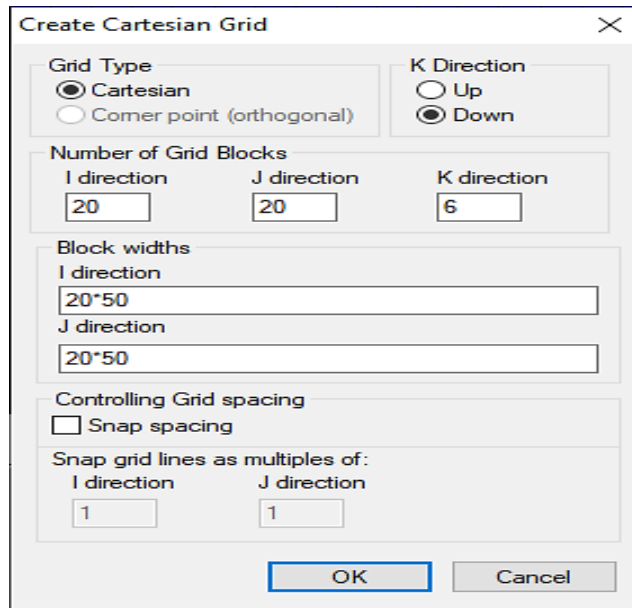
Para comenzar se requiere seleccionar Builder creando una nueva hoja para la construcción del modelo a simular, donde se visualiza la ventana I/O y se establecen los parámetros que se van a trabajar, como la unidad en la que se efectuará el simulador, el tipo de porosidad y por último la fecha en que se dará inicio.



*Figura 18. Ventana del módulo I/O
Obtenido de: CMG (Version 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

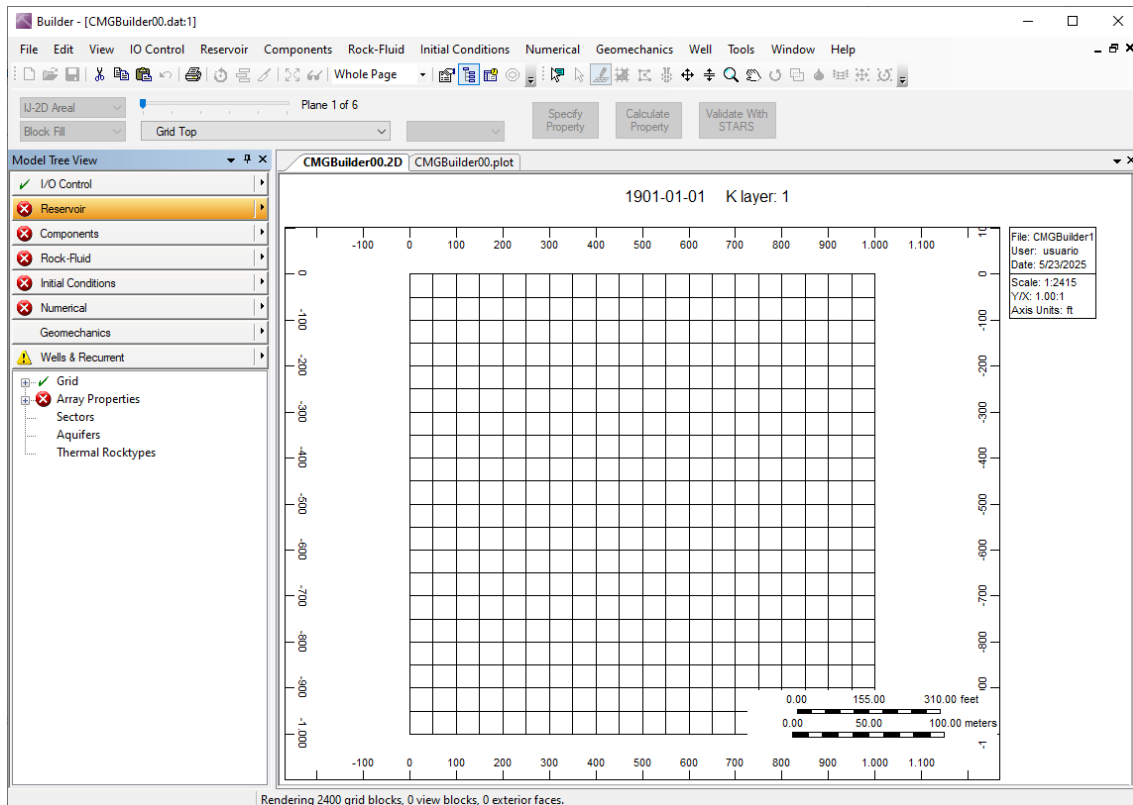
3.4.2 Dimensiones para el yacimiento

Para esta parte se crea la malla en la cual se ingresan las siguientes dimensiones 35 (I-dirección) X 35 (J-dirección) X 7 (K-dirección) como se muestra en la Figura 19, en donde la dirección K se dividirá en 7 capas que se extiende para la parte de abajo. Asimismo, los bloques de cada dirección I y J tendrán una medida de 25 ft, por lo cual se desconoce con exactitud el yacimiento.



*Figura 19. Dimensiones para el mallado
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborador por: Malena Del Pezo*

De tal manera que se genera de forma automática el mallado con las dimensiones que se colocaron como se muestra en la Figura 20.



*Figura 20.-Visualización del mallado ajustado a las dimensiones colocadas
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

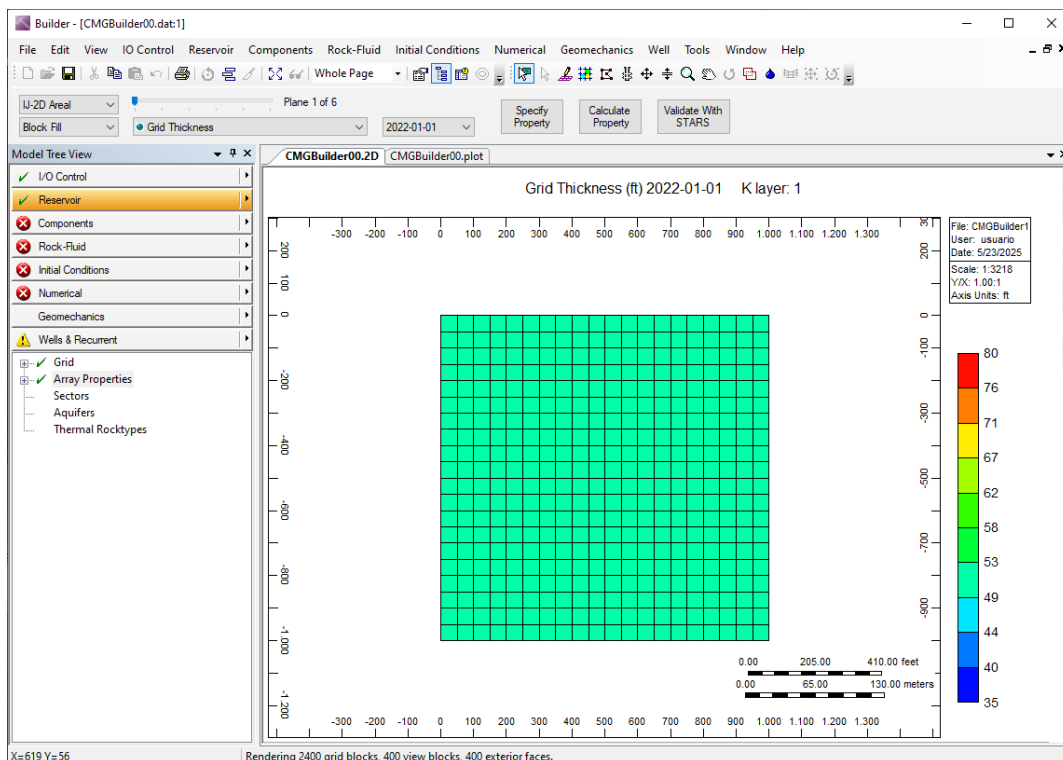
3.4.3 Propiedades y características de la roca

A continuación, se procede a ingresar la información para los casilleros “Grid Top” y “Grid Thickness”, después en las siguientes casillas se coloca los detalles que demuestran en la tabla 3, en donde el valor de la porosidad y la permeabilidad se la agrega, como se describe en la tabla para completar los detalles necesarios para los cálculos.

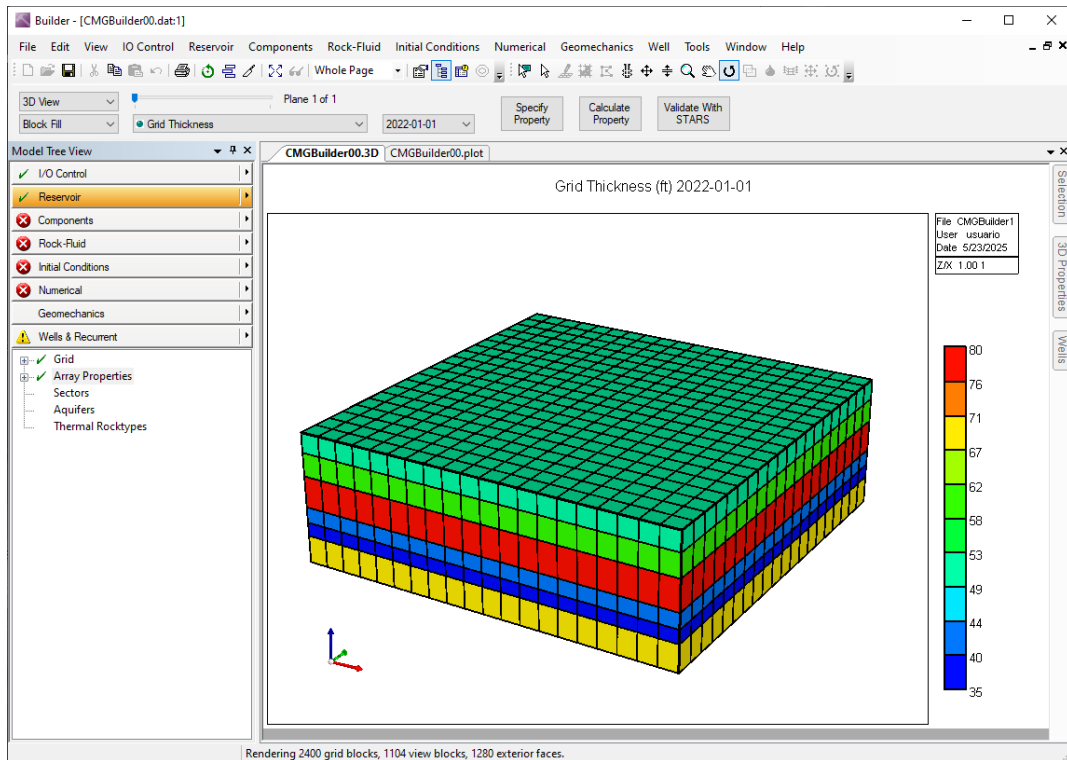
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		n
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid				
Layer 1	7705	50	0.17	800
Layer 2	7755	60	0.27	2750
Layer 3	7815	80	0.18	550
Layer 4	7895	40	0.17	515
Layer 5	7935	35	0.19	400
Layer 6	7970	70	0.16	375

*Figura 21. Ingreso de información para las capas
Obtenido del: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

Posteriormente, se presentará el mallado bidimensional y tridimensional que representa cada capa, mostrando cómo se irá generando la simulación.



*Figura 22.-Mallado en 2D
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*



*Figura 23. Mallado en 3D
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

3.4.4 Ingreso de componentes

Se procede a ingresar la información PVT del yacimiento, lo que se realizará es lo siguiente:

Se ingresa "Import Black Oil PVT", en donde se escogerá la unidad de campo y se dará clic en la opción de "Launch Black Oil PVT", lo que aparecerá una nueva ventana y se le dará clic en "Generate PVT Table Using Correlations", se ingresan los valores correspondientes de la siguiente tabla.

Tabla 10.- Resultados PVT tomados del pozo Mariann-53

T_{yac} (°F)	P_{max} (psi)	P_b (psi)	ρ_{oil} ($\frac{lb}{ft^3}$)	ρ_{gas} ($\frac{lb}{ft^3}$)
215	3200	775,141	58,40	0,084

Elaborado por: Malena Del Pezo

Después de ingresar los datos de la tabla 10 se genera los resultados de la tabla PVT con la siguiente información:

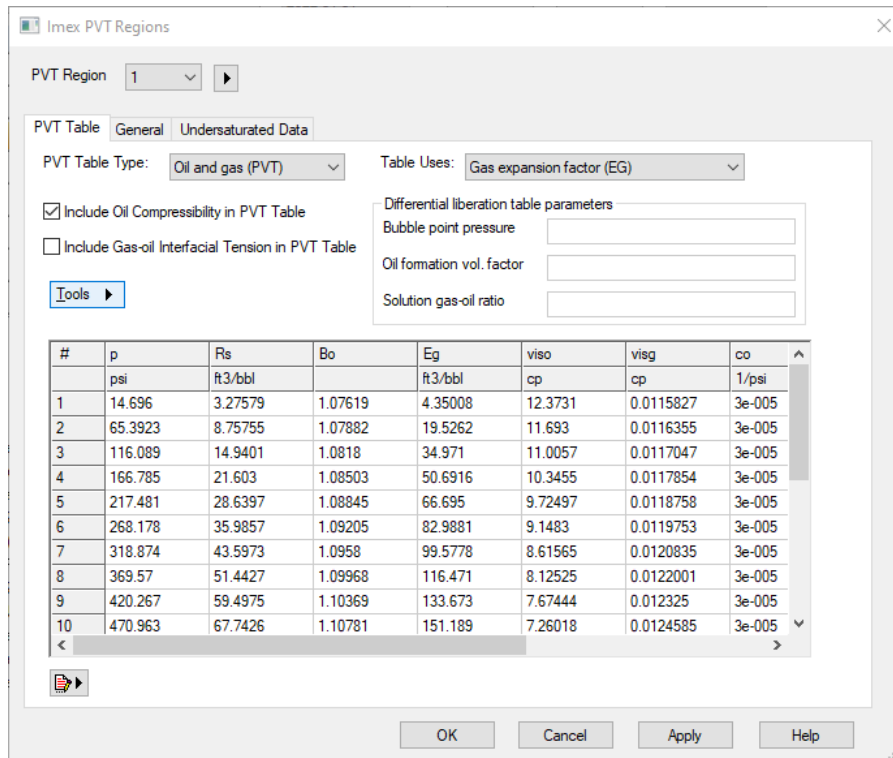


Figura 24. Resultados PVT generados con la información ingresada
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por Malena Del Pezo

Luego, se presentará la ventana principal en donde se ingresará la presión de burbuja (775.141 psi) y la temperatura del yacimiento (215 °F).

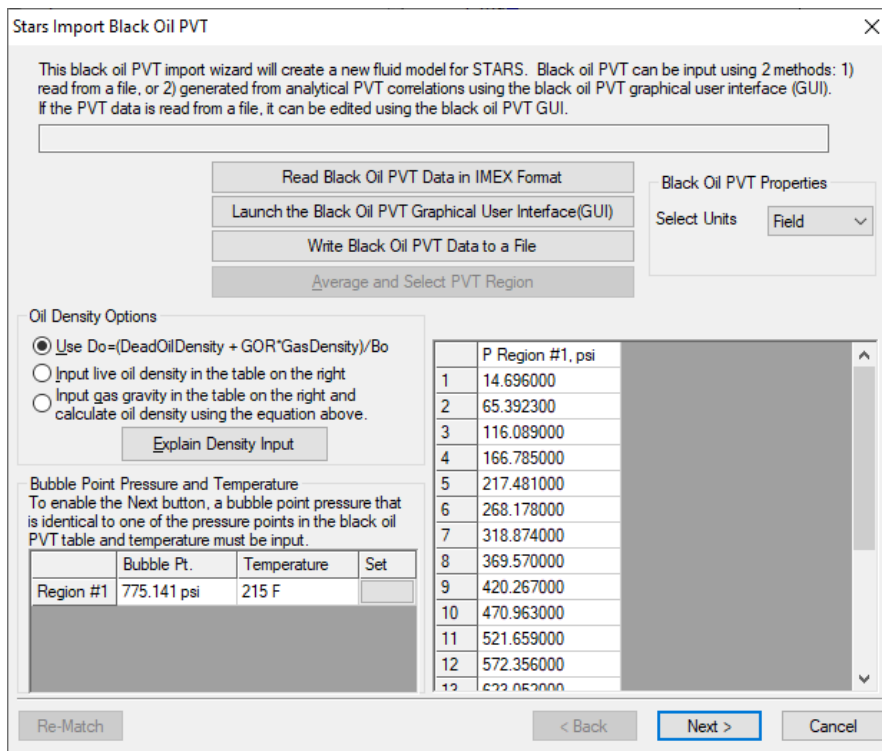


Figura 25. Ventana principal para el ingreso de presión de burbuja y temperatura
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

Por último, se verifican las propiedades PVT con sus errores promedio con respecto a la información ingresada, demuestran que los resultados tienen un porcentaje que son parecidos a datos del laboratorio

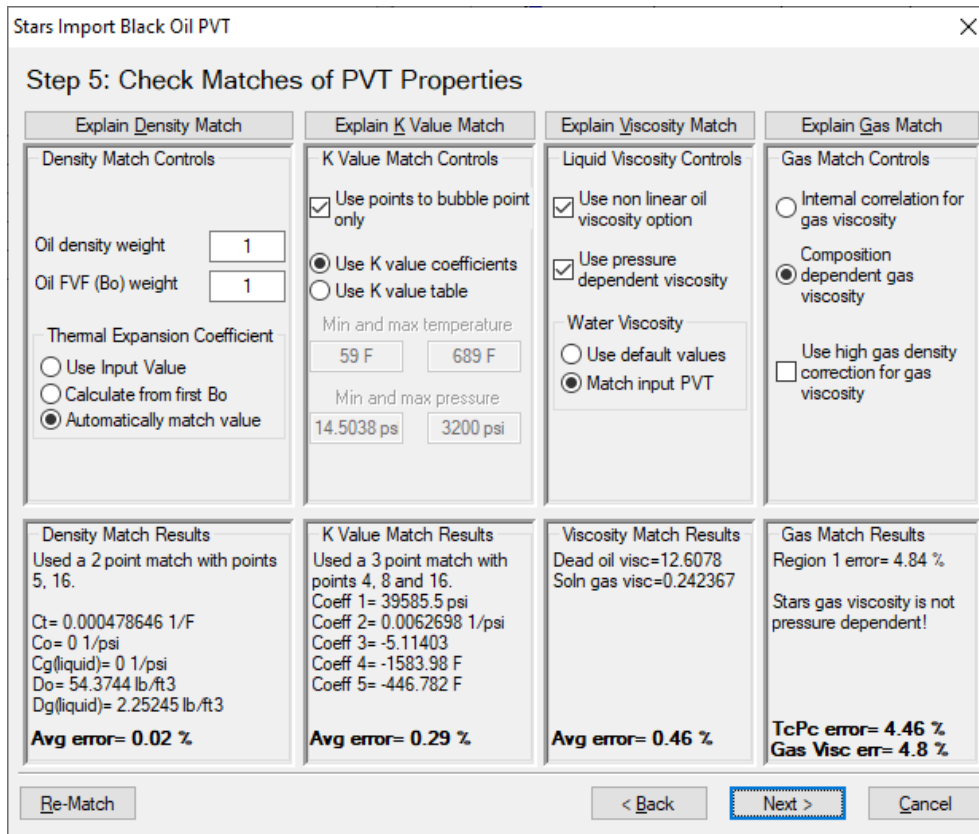


Figura 26. Ventana con errores promedios de las propiedades PVT
 Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo)

3.4.5 Interacción roca – fluido

En esta sección se ingresará datos para generar las curvas de permeabilidades relativas y precisión capilar, siendo una ayuda para conocer en cómo se mueve una las fases gas – petróleo – agua con respecto a la otra.

Al momento de ingresar en la sección de Rock Fluid Types, se selecciona la opción de “Generate Tables Using Correlations” donde se muestra una ventana para el ingreso de valores para las permeabilidades y saturaciones que serán necesarias para los cálculos del yacimiento.

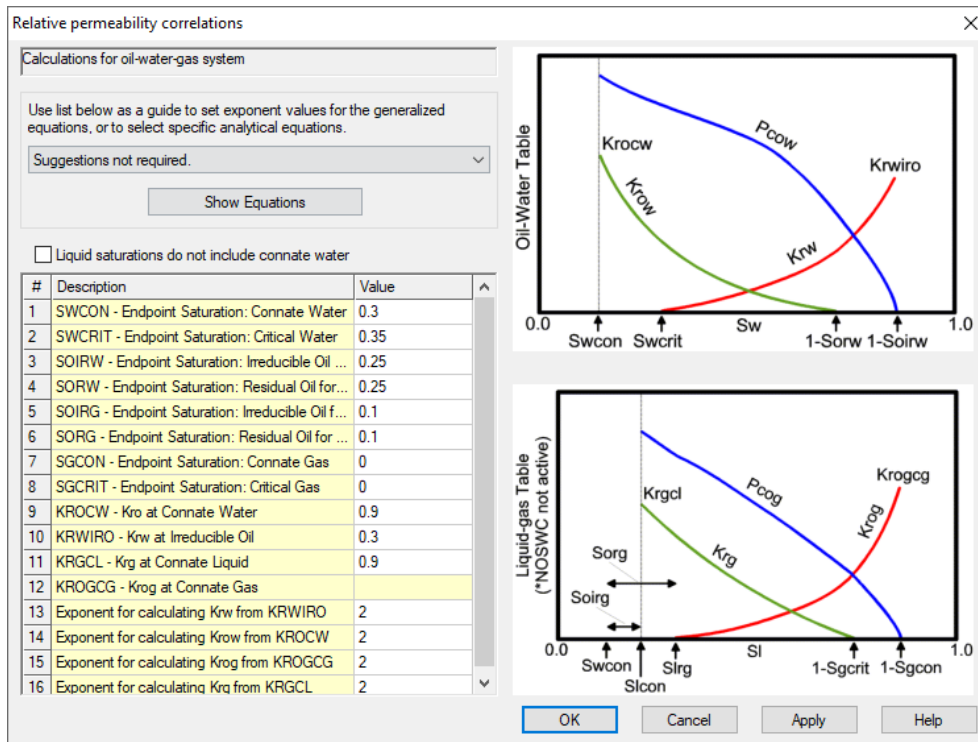


Figura 27. Ventana de correlaciones de permeabilidades relativas
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

3.4.6 Condiciones iniciales

Para esta etapa, se definen los parámetros iniciales del yacimiento que son necesarios para el simulador como la presión inicial, profundidad del contacto agua-petróleo y gas-petróleo, y una profundidad de referencia en donde se encuentra la arena.

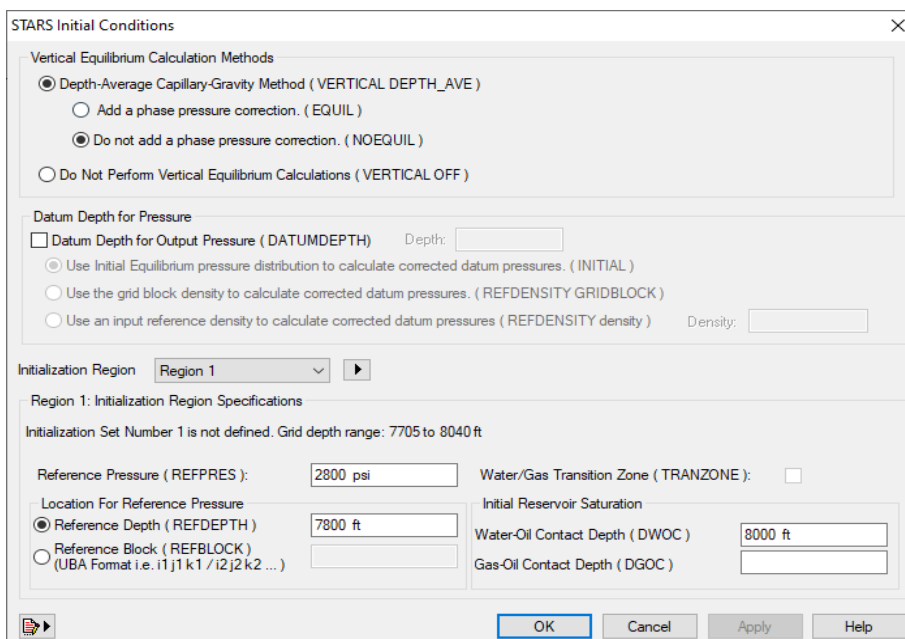
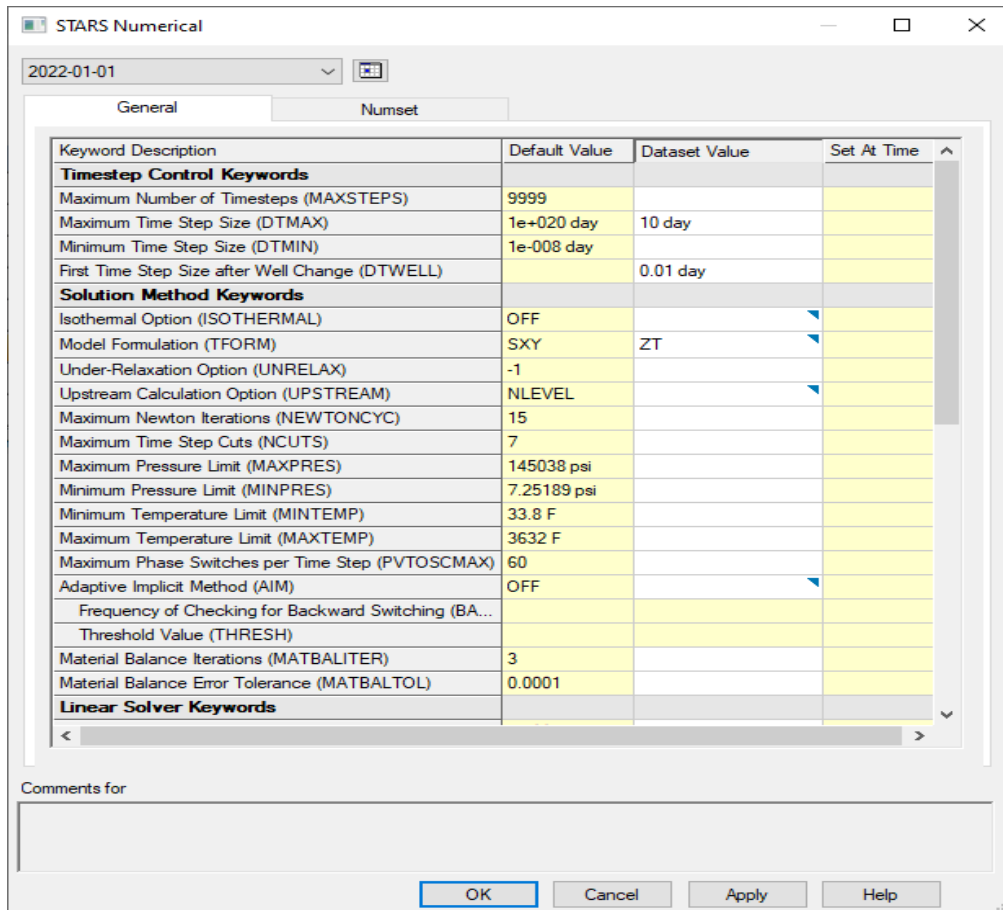


Figura 28. Ventana de las condiciones iniciales
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

3.4.7 Control de método numérico

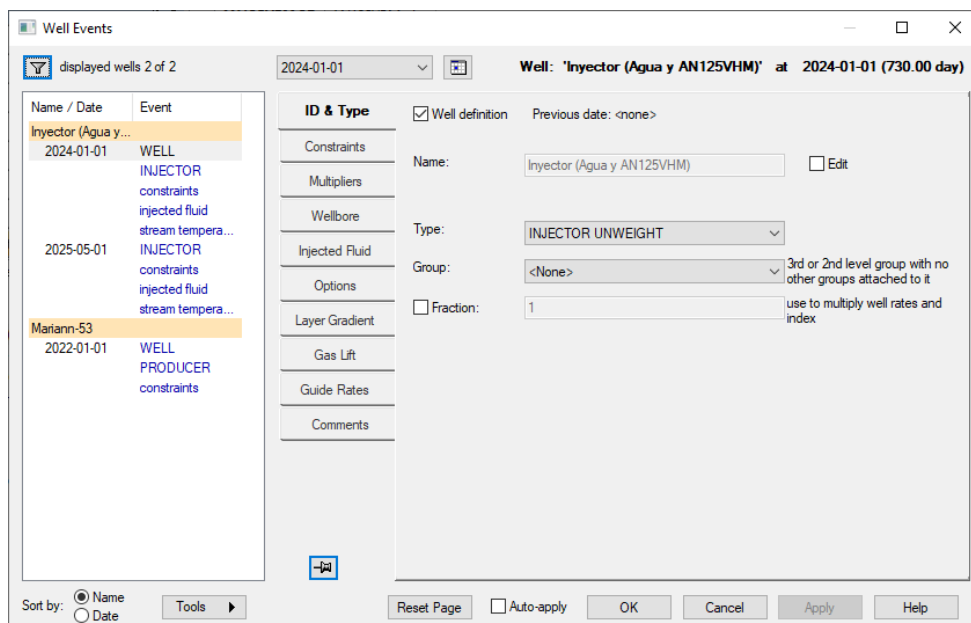
En esta parte aparece la ventana para ingresar los intervalos de tiempo, en donde el resto de información estarán generados por defecto, por lo cual no será necesario rellenar todos valores.



*Figura 29. Ventana que aparece para el control numérico
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

3.4.8 Información de los pozos

A continuación, para esta fase es esencial en colocar los pozos ya sea productores o inyectores en la malla que se ha construido, con el objetivo de aumentar la producción de petróleo para esta zona. Se menciona que los pozos productores son aquellos que extraen el fluido de manera natural en un determinado tiempo. Por otro lado, los inyectores ayudan a mantener la presión en el fondo durante un período específico con la ayuda de los fluidos que serán inyectados en el mismo, para facilitar el movimiento de los hidrocarburos en el yacimiento hacia el pozo.



*Figura 30. Ventana para la creación de pozos
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por Malena Del Pezo*

3.5 PARÁMETROS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

3.5.1 Información de los polímeros

Para este estudio se utilizará los polímeros tipo HPAM y AN125VHM, los cuales servirán como base para comenzar la simulación de la inyección. En las siguientes tablas se presentarán las características a tomar en cuenta.

Tabla 11.- Propiedades del polímero HPAM

Características	Valor
Nombre del polímero	HPAM
Peso molecular	8000 lb/lbmol
Volumen poroso accesible	0,7
Factor de residencia residual	3
Porosidad	0,438

Obtenido de: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Elaborado por: Malena Del Pezo

Tabla 12.- Propiedades del polímero AN125VHM

Características	Valor
Nombre del polímero	AN125VHM
Peso molecular	12000
Volumen poroso accesible	0,75
Factor de residencia residual	3
Porosidad	0.1527

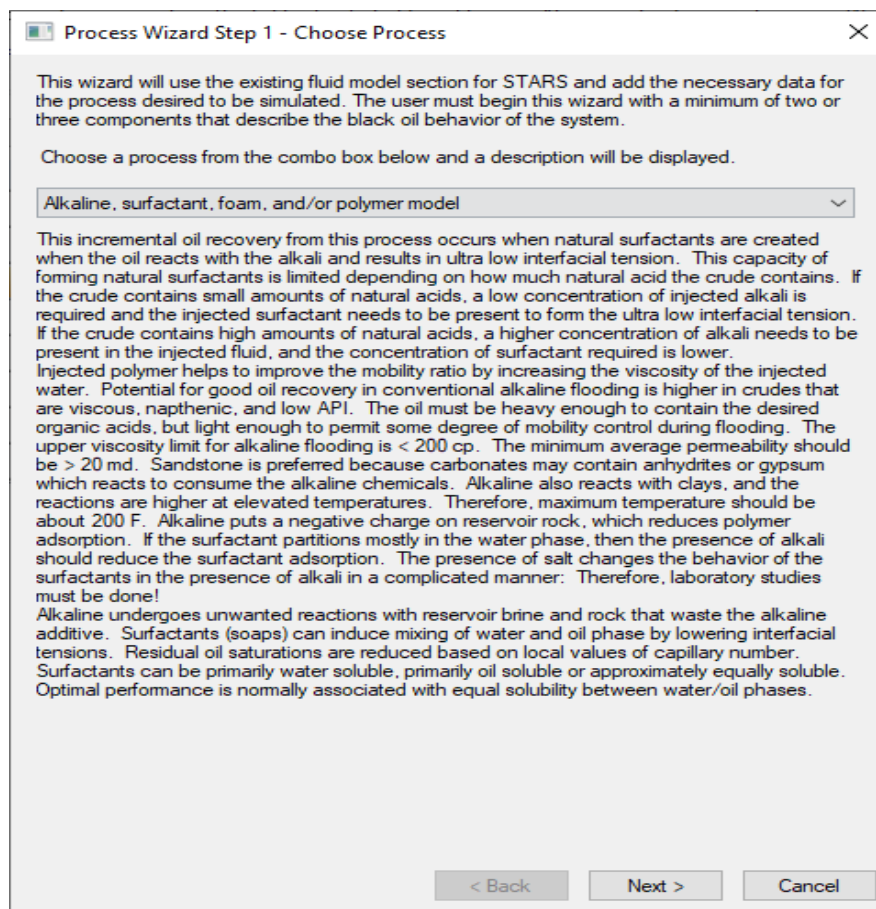
Obtenido de: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Elaborado por: Malena Del Pezo

3.5.2 Procedimiento para el ingreso del polímero

En esta parte del proceso, se debe de especificar la inyección de polímeros en la cual se utiliza la herramienta Process Wizard que se encuentra en la parte del módulo Components, siendo de gran ayuda para representar y modelar diferentes tipos de procesos como crudo espumante, combustión, inyección de agua de baja salinidad, entre otros. A continuación, se mostrará el procedimiento para la inyección de los 2 tipos de polímeros a monopolizar que son HPAM y AN125VHM para la simulación,

Primero, se escoge la opción de polímeros que se representa como “Alkaline, surfactant, foam, and/or polymer model”, luego presionamos “Next”



*Figura 31. Ventana para la creación de polímeros
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

Lo siguiente será en ingresar la información de los polímeros HPAM y AN125VHM, detalles que se encuentran en las Tabla 11 y Tabla 12 para completar esta sección.

Step 2 - Input Specific Data For A.S.P. Models

Choose model

Polymer flood (add 1 components)

Select Options	
Polymer viscosity is a function of Salinity	<input type="checkbox"/>
Polymer is adsorbed onto the reservoir rock	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer resistance factor (1.0=no permeability blockage)	3
Accessible pore volume for polymer adsorption	0.7
Polymer Wettability Shift	<input type="checkbox"/>
Polymer quantity decreases with time	<input type="checkbox"/>
Rock type for conversion of adsorption values (gm rock to PV)	Sandstone
Rock Density, gm/cm ³	2.65

< Back Next > Cancel

*Figura 32. Especificaciones del polímero
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

Para la siguiente parte es necesario ingresar los datos sobre la adsorción del polímero (mg/100g rock) y el peso del polímero %, en la cual tomaremos en cuenta la información de la Tabla 13 y Tabla 14 correspondientes para cada polímero a utilizar.

Al mismo tiempo, en la tabla muestra la viscosidad que también será necesaria para el siguiente paso que se mostrará después de hacer clic en “NEXT”, donde se tomará en cuenta el peso del polímero % y la viscosidad de este, la cual se tomará en cuenta de la Tabla 13 y Tabla 14.

Tabla 13.- Datos de las propiedades del polímero HPAM

Concentración (ppm)	Fracción Molar	Peso (%)	Adsorción mg/100g rock	Viscosidad (cp)
0	0	0	0	0.29
20	5,63474686e-008	0,00250149	0.46300	0.72
50	1,126948215e-007	0,00500285	0.48500	1.09
75	1,690420585e-007	0,00750408	0.53296	1.40
100	2,253896299e-007	0,01000519	0.57100	1.72
150	3,380832969e-007	0,01500704	0.60215	2,39
200	4,507792005e-007	0,02000838	0,64890	3,00
250	5,634728326e-007	0,02500923	0,84090	3,81
400	9,015581101e-007	0,04000876	1,02000	6,20
500	1,126947422e-006	0,05000595	1,04090	7,88
600	1,352334365e-006	0,06000114	1,24890	10,50
800	1,803112367e-006	0,07998552	1,24890	13,10
1000	2,253889754e-006	0,09666191	1,43000	18,90
1500	3,380832072e-006	0,14986796	2,03990	31,68
2000	4,507765911e-006	0,19972417	2,78000	48,08
2500	5,634714463e-006	0,24953062	3,33990	67,48
3000	6,761630774e-006	0,29928738	4,06490	89,88
35000	7,888467702e-006	0,34899000	4,93990	115,28
4000	9,015450388e-006	0,39865000	5,66490	143,68

Obtenido de: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Elaborado por: Malena Del Pezo

Tabla 14.- Datos de las propiedades del polímero ANI25VHM

Concentración (ppm)	Fracción Molar	Peso (%)	Adsorción mg/100g rock	Viscosidad (cp)
0	0	0	0	0.29
25	5,789073444e-008	0,00257	0,037375	3,200
50	1,142075273e-007	0,00507	0,067000	3,326
75	1,705271298e-007	0,00757	0,096375	3,436
100	2,268495423e-007	0,01007	0,125500	3,550
150	3,395027978e-007	0,01507	0,183000	3,788
200	4,521672956e-007	0,02007	0,239500	4,043
250	5,648430372e-007	0,02507	0,295000	4,314
500	1,128390462e-006	0,05007	0,557500	5,971
800	1,805018773e-006	0,08007	0,839500	8,819
1000	2,253846871e-006	0,09996	1,010000	10,62
1500	3,380877258e-006	0,14987	1,390000	24,32
2000	4,507675451e-006	0,19972	1,460000	46,13
2500	5,634691826e-006	0,24953	1,700000	76,15

Obtenido de: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Elaborado por: Malena Del Pezo

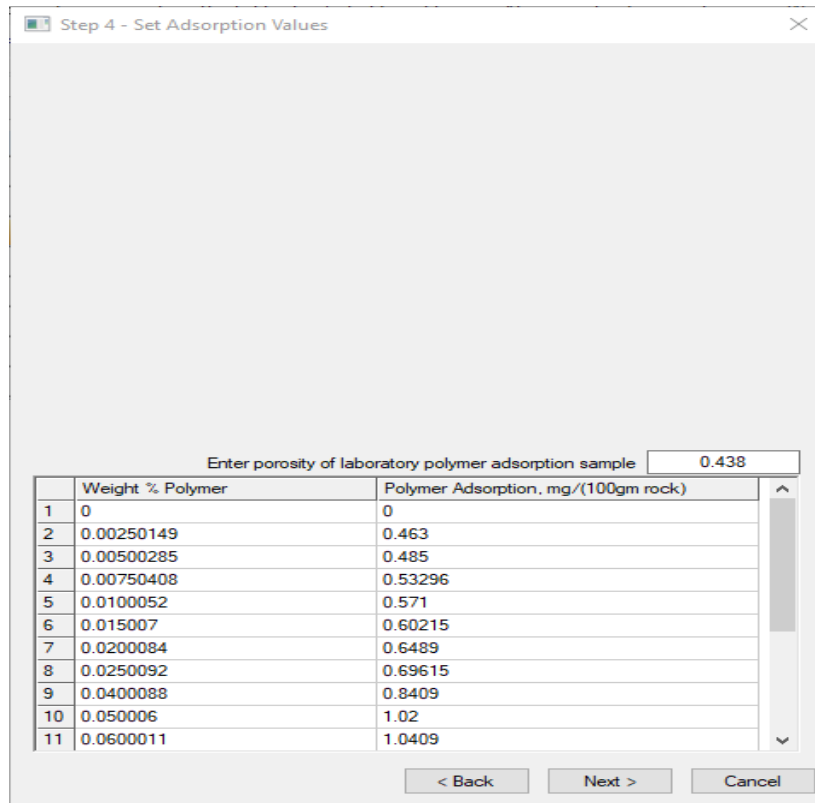


Figura 33. Ventana para el ingreso de valores de peso % y adsorción del polímero
 Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

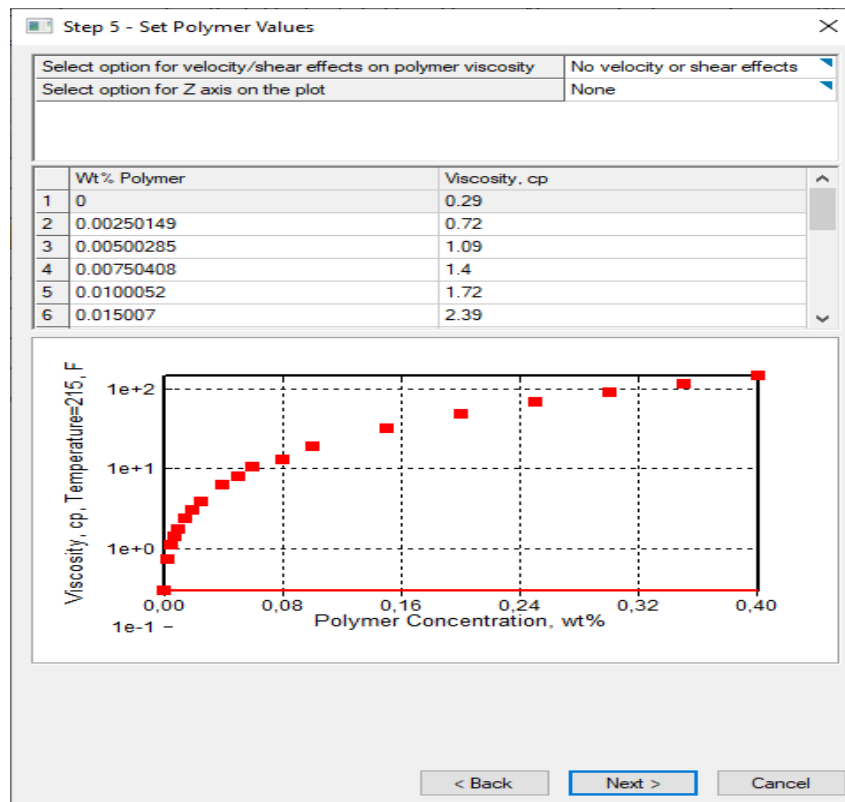


Figura 34. Ventana para el ingreso de valores del peso % y viscosidad del polímero
 Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

Luego, se debe seleccionar los períodos de tiempos en los que se irá inyectando en los pozos, para dar clic en “FINISH”.

Rápidamente se abre la ventana de control del pozo inyector, en la cual se ingresarán las fracciones molares del agua y del polímero, conforme a los tipos de concentración establecidos en la Tabla 13 y Tabla 14. Estos datos serán almacenados para lograr comparar los resultados en graficas.

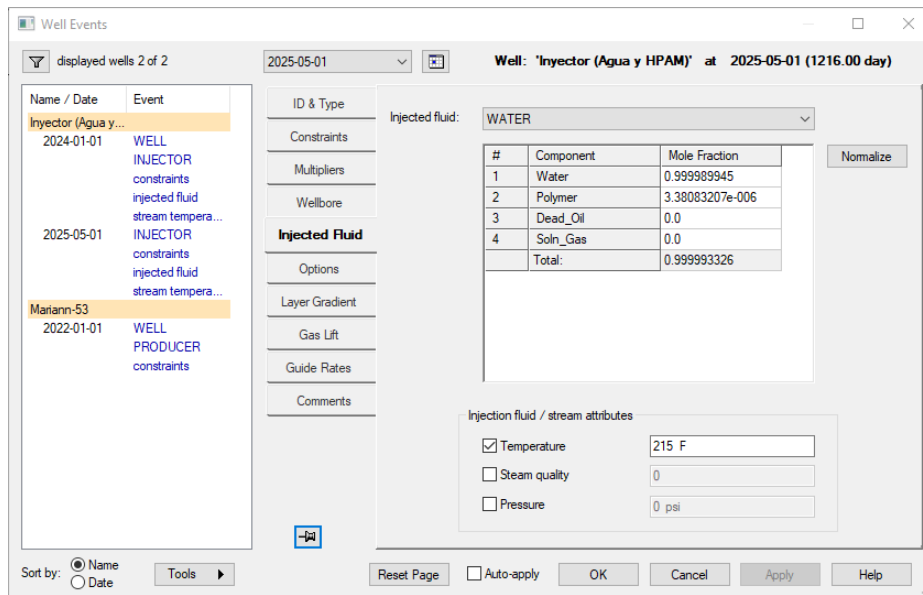


Figura 35. Ventana para el ajuste para las características de los fluidos inyectados HPAM

Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

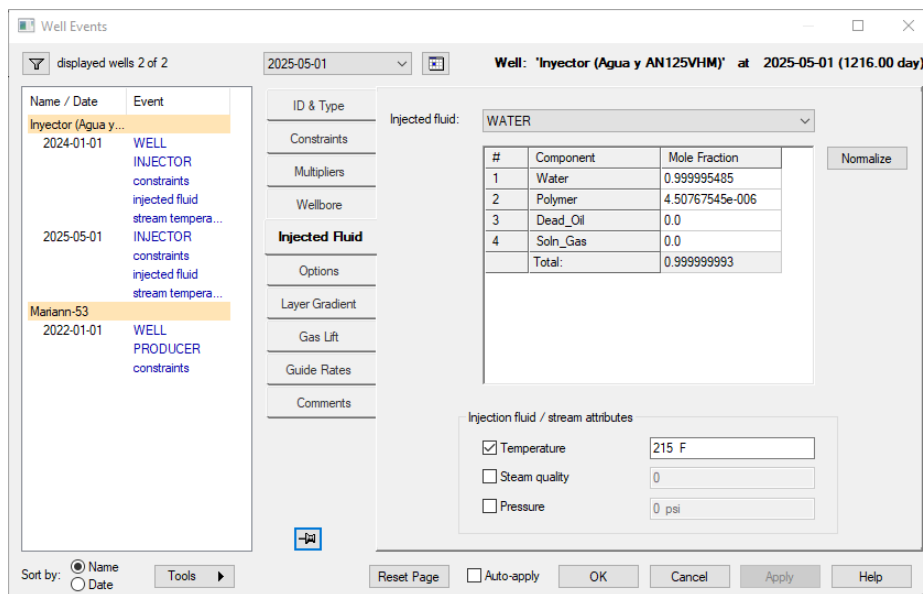


Figura 36. Ventana para el ajuste para las características de los fluidos inyectados AN125VHM

Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados en función a la simulación de inyección de los polímeros del tipo HPAM y AN125VHM en el cual se considera el tiempo de inyección de cada uno con el pozo, a una temperatura de 215 °F, además de diferentes concentraciones como 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm y 2500 ppm que fueron consideradas para las respectivas corridas de simulación y como este fue variando su producción con el paso del tiempo.

Se revelan las diferentes etapas que se fueron proyectando para este simulador como la recuperación primaria, luego de una simulación de inyección de agua, por último, la inyección de polímeros de ambos tipos, resaltando que para el comienzo de la simulación será a partir del año 2022.

4.1 PRODUCCIÓN PRIMARIA

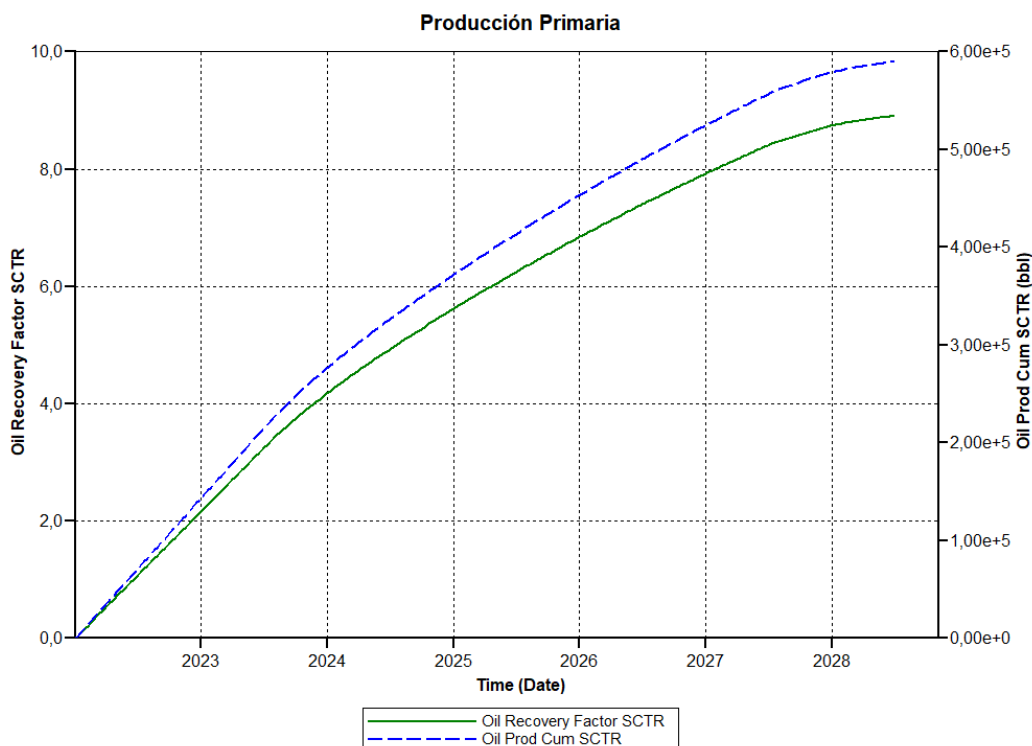
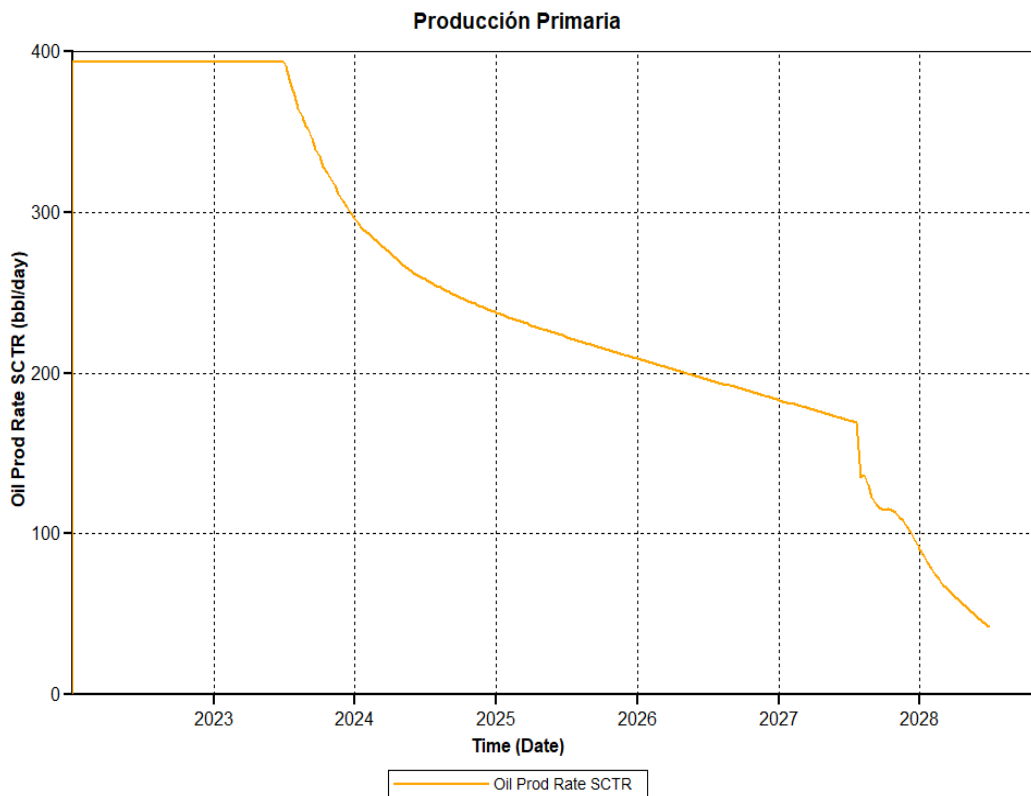


Figura 37. Curva de Producción de Recobro y Acumulada de la Recuperación Primaria

Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo



*Figura 38. Tasa de producción de petróleo en Recuperación Primaria
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

En la Figura 36 se puede analizar como un factor de recobro de 8,9 % aproximadamente, con una producción de 90,43 bl/día por la Figura 37 y una producción acumulada de 143 807 bl con respecto al 2022 al 2023, llegando a aumentar hasta 578 852 bl hasta el comienzo del año 2028 como producción a futuro.

4.2 INYECCIÓN DE AGUA

A continuación, después de haber culminado con el análisis de la producción primaria se realiza una simulación de inyección de agua con una tasa de 1000 bl/día durante un período de 5 años aproximadamente, teniendo en cuenta que la inyección comenzó en el año 2024 teniendo como resultado un factor de recobro de 10 % hasta el comienzo del año 2028, con una cantidad productiva de 717495 bl y con una 222,93 bl/día, demostrando que la inyección de agua ayudó en cierto tiempo al aumento de producción de petróleo como se detalla en la Figura 38.

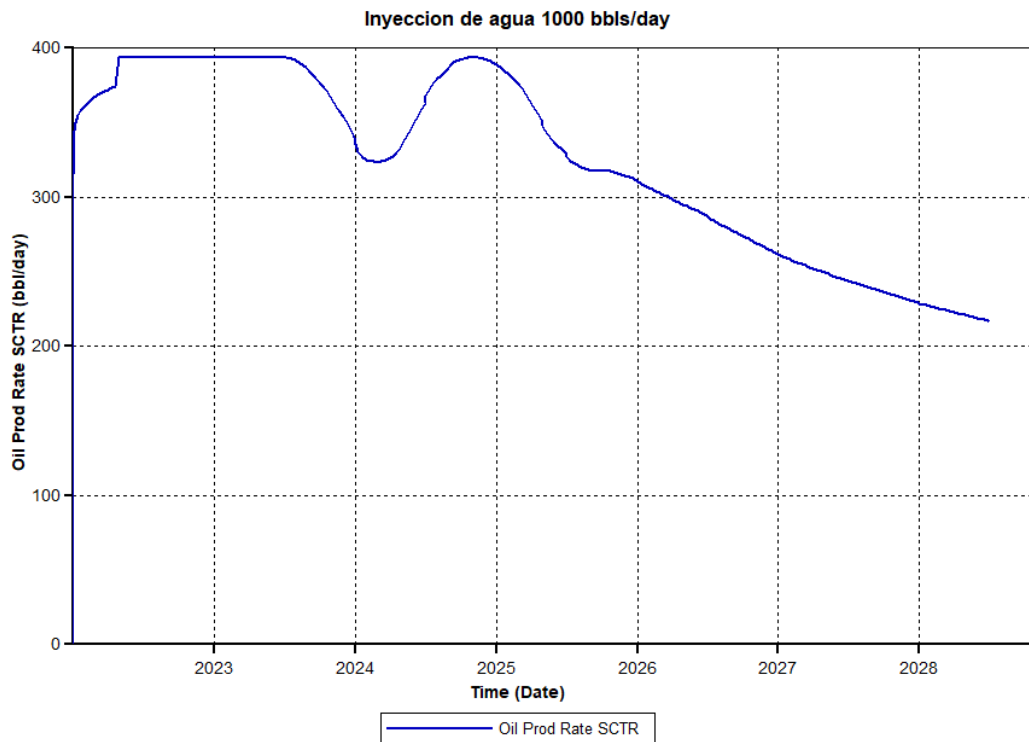


Figura 39. Tasa de recuperación de petróleo con inyección de agua
 Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

4.3 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

4.3.1 Primer caso: Polímero HPAM

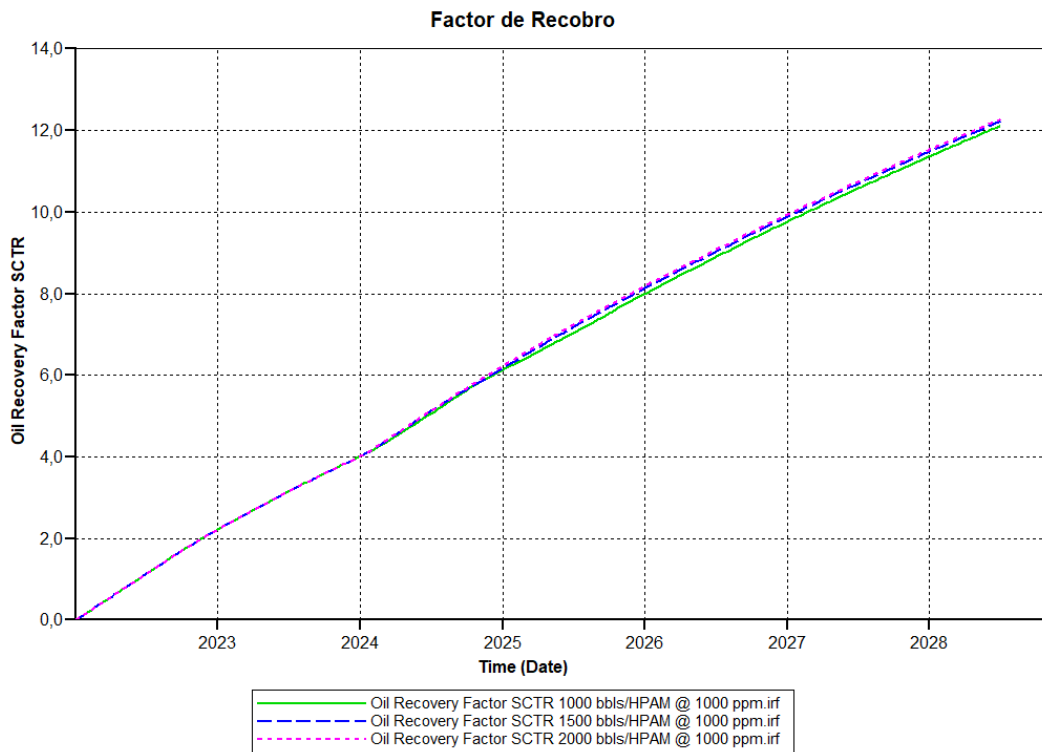
Se planteo dos casos de estudio donde el primero se trata del uso de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) a una temperatura de 215°F a diferentes concentraciones como 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm y 2500 ppm. Además de utilizar diferentes caudales para la inyección como 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día, en la cual se explicará a detalle estos procesos.

Tabla 15.- Concentración y Fracción Molar de HPAM

Concentración (ppm)	Fracción Molar
1000	2,253889754e-006
1500	3,380832072e-006
2000	4,507765911e-006
2500	5,634714463e-006

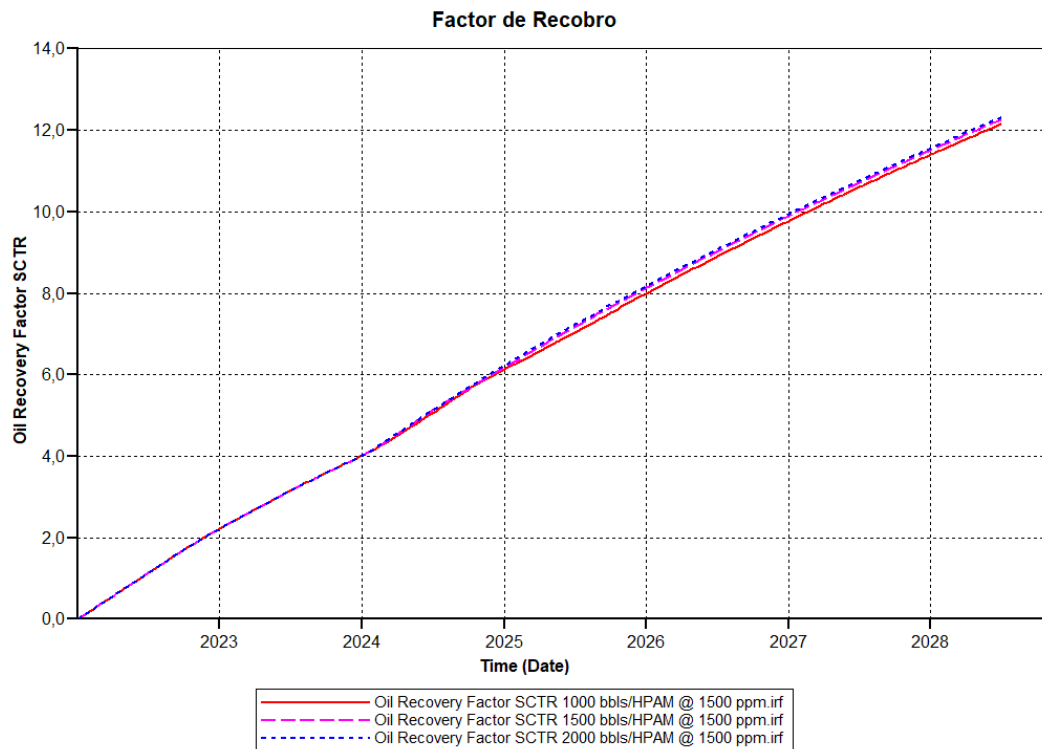
Elaborado por: Malena Del Pezo

- **Concentración de 1000 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día.**



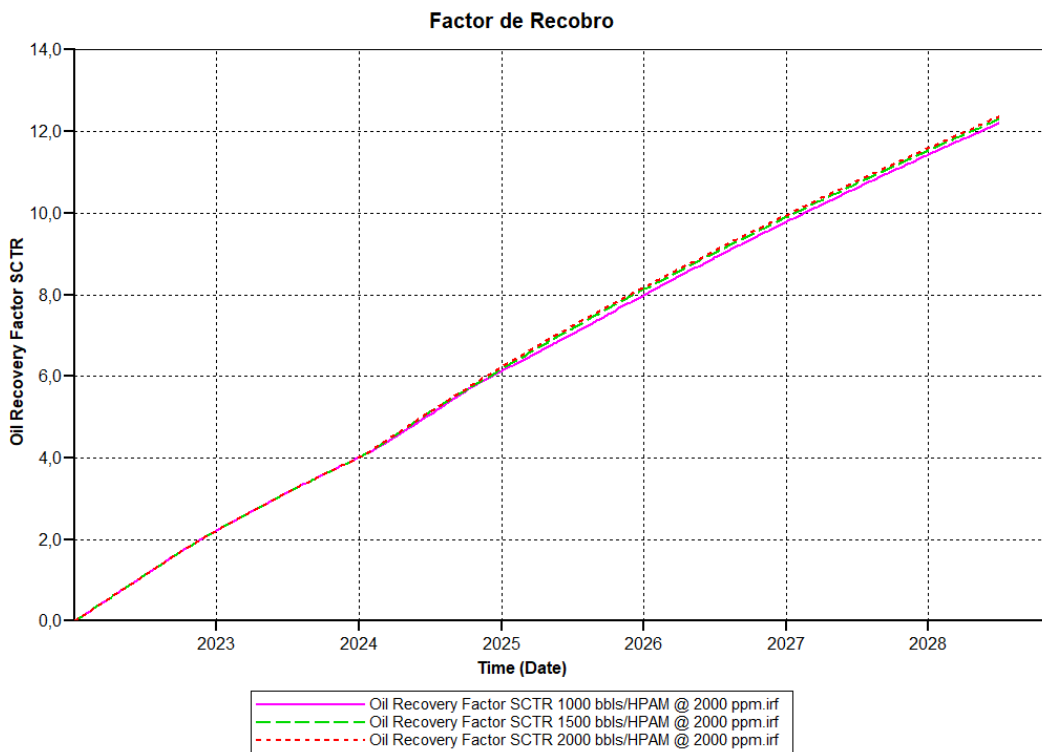
*Figura 40. Factor de Recobro de HPAM – 1000 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

- **Concentración de 1500 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día.**



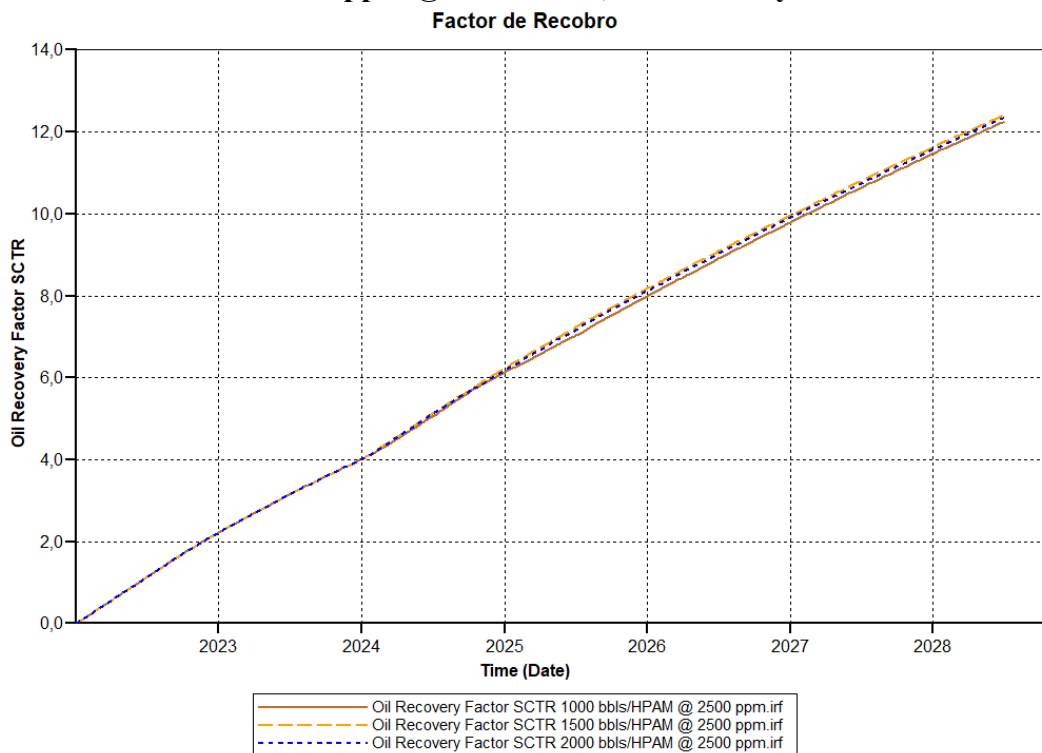
*Figura 41. Factor de Recobro de HPAM – 1500 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

- **Concentración de 2000 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día.**



*Figura 42. Factor de Recobro de HPAM – 2000 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

- **Concentración de 2500 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día.**



*Figura 43. Factor de Recobro de HPAM – 2500 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

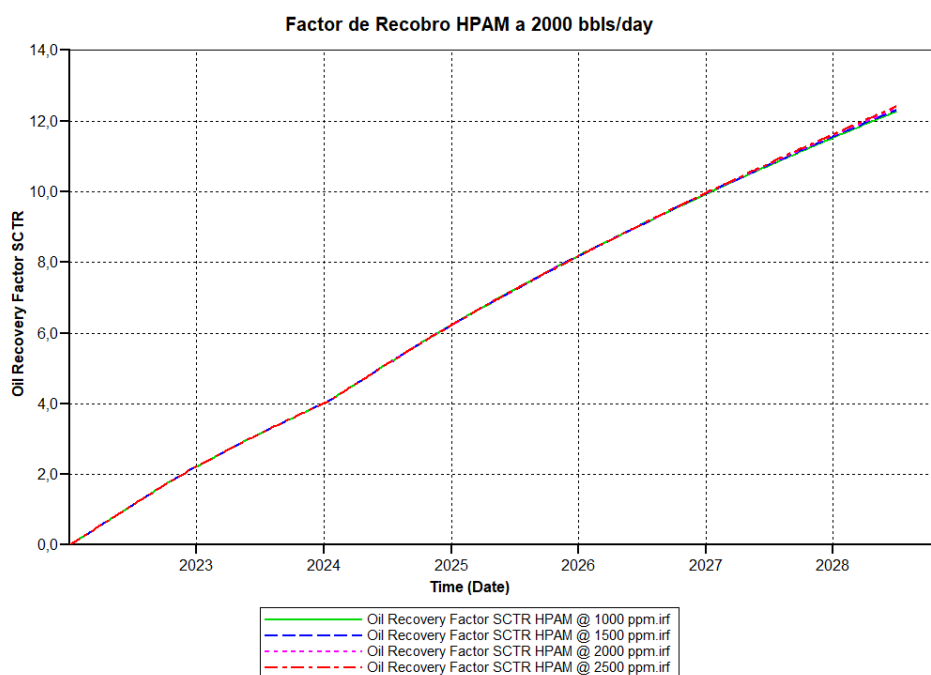
Se plantearon 4 diferentes escenarios donde se puede visualizar un aumento significativo por el Factor de Recobro con respecto a la concentración, siendo de ayuda después de la recuperación primaria e inyección de agua, no obstante, en las gráficas no se observa a detalle las diferencias para escoger el caudal óptimo. A continuación, se redactará los resultados del Factor de Recobro que se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16.- Factores de Recobro, HPAM

Concentración	Caudal 1000 bl/día	Caudal 1500 bl/día	Caudal 2000 bl/día
	FR (%)	FR (%)	FR (%)
1000 ppm	11,37	11,48	11,53
1500 ppm	11,40	11,52	11,56
2000 ppm	11,44	11,54	11,60
2500 ppm	11,47	11,57	11,63

Elaborado por: Malena Del Pezo

Con los valores establecidos a diferentes caudales y concentraciones se entiende que el caudal óptimo a escoger es de 2000 bl/día, por tener mejores resultados y ser más eficiente en comparación que los demás caudales, dado que el objetivo es incrementar la producción con una eficiencia moderada. Inmediatamente a base del caudal seleccionado procedemos a evaluar a diferentes concentraciones entre 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm y 2500 ppm con el propósito de determinar la concentración óptima para el aumento de la producción. A continuación, se realizará gráficas para diferentes situaciones.

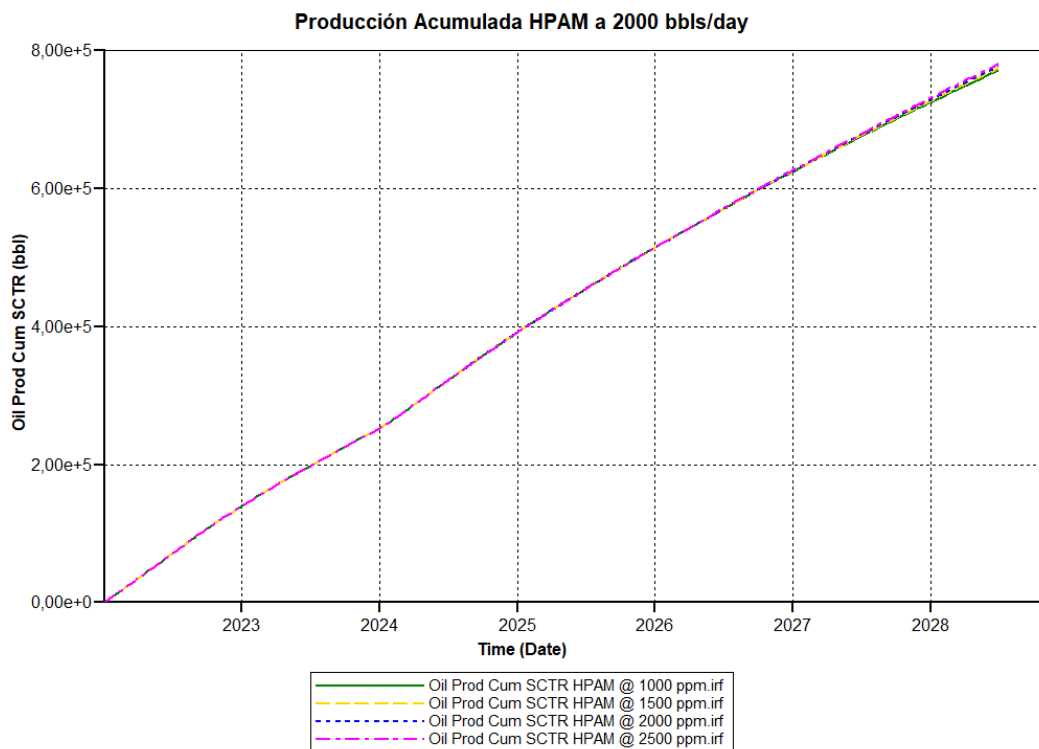


*Figura 44. Factor de Recobro HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

En la Figura 44 muestra el Factor de Recobro hasta el comienzo del año 2028 en donde se detallan los siguientes datos:

- Concentración de 1000 ppm: 11,53 %.
- Concentración de 1500 ppm: 11,56 %.
- Concentración de 2000 ppm: 11,60 %.
- Concentración de 2500 ppm: 11,63 %.

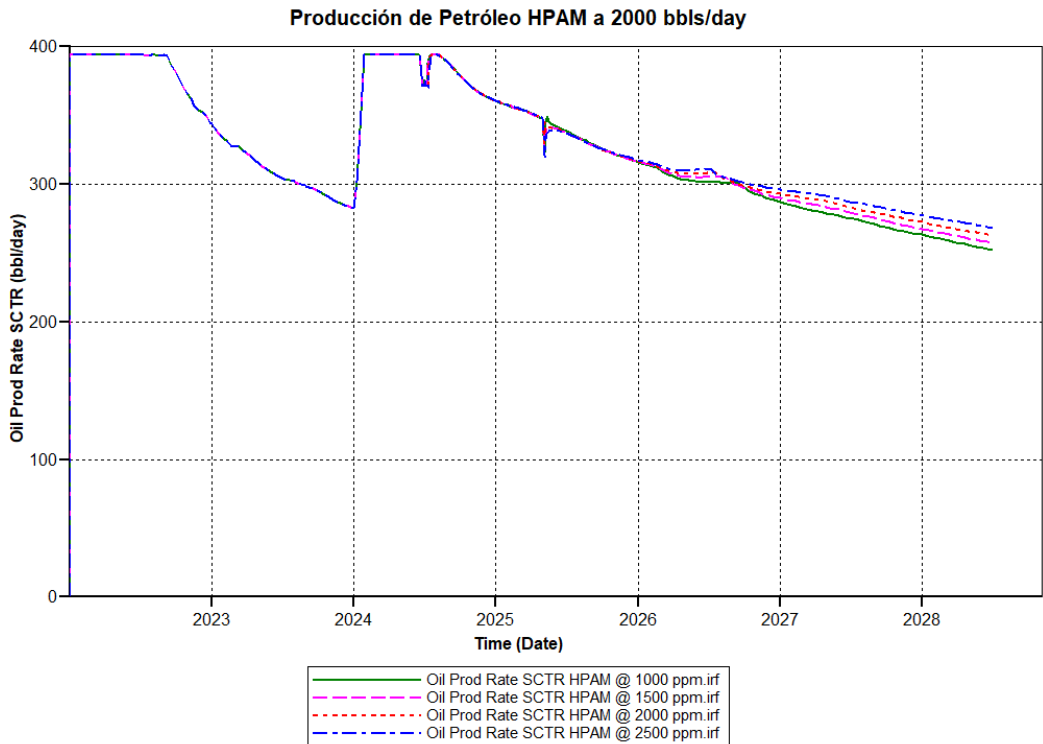


*Figura 45. Producción Acumulada HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

La Figura 45 ahora refleja los datos de la Producción Acumulada hasta el comienzo del 2028, detallando la siguiente información.

- Concentracion de 1000 ppm: 725 552 bl.
- Concentracion de 1500 ppm: 727 606 bl.
- Concentracion de 2000 ppm: 729 707 bl.
- Concentracion de 2500 ppm: 731 862 bl.



*Figura 46. Producción de Petróleo HPAM – 2000 bl/día a diferentes concentraciones
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

Con la Figura 46 se presentan resultados con respecto a la Producción de Petróleo, en la cual tomaremos en cuenta hasta el comienzo del 2028, con la que detallaremos a continuación:

- Concentración de 1000 ppm: 263 bl/día.
- Concentración de 1500 ppm: 267 bl/día.
- Concentración de 2000 ppm: 272 bl/día.
- Concentración de 2500 ppm: 277 bl/día.

❖ **Resultados**

Con los resultados descritos se puede interpretar que a medida que se incrementa la concentración, la producción presentará una disminución con el paso del tiempo. A base de los resultados mostrados, se determina un escenario óptimo para el proceso de inyección de polímero HPAM el cual corresponderá a la inyección de 2000 ppm con el caudal de inyección de 2000 bl/día, con un Factor de Recobro de 11,60 %, con una Producción Acumulada de 729 707 bl y una Producción de Petróleo de 272 bl/día con un periodo aproximado de 3 años hasta al comenzar el año 2028, por el cual ofrece un buen rendimiento para el aumento de la producción.

4.3.2 Segundo caso: Polímero AN125VHM

Para este segundo caso de estudio, se considerará la inyección del polímero AN125VHM que es como un copolímero de acrilámidas y acrilámido terciario butilsulfonato (ATBS), a una temperatura de 215 °F, con los caudales de 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/días y las concentraciones de 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm, en la cual se detallará a continuación.

Tabla 17.- Concentración y Fracción Molar, AN125VHM

Concentración (ppm)	Fracción Molar
1000	2.253846871e-006
1500	3.380877258e-006
2000	4.507675451e-006
2500	5.634691826e-006

Elaborado por: Malena Del Pezo

- **Concentración de 1000 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día**

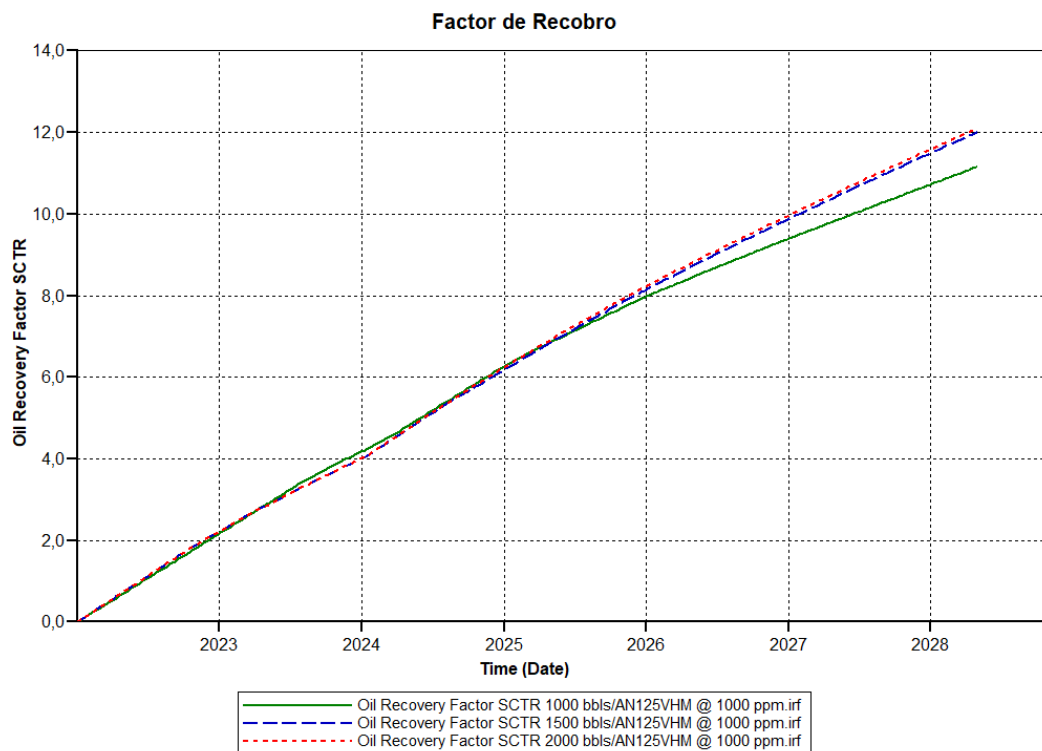
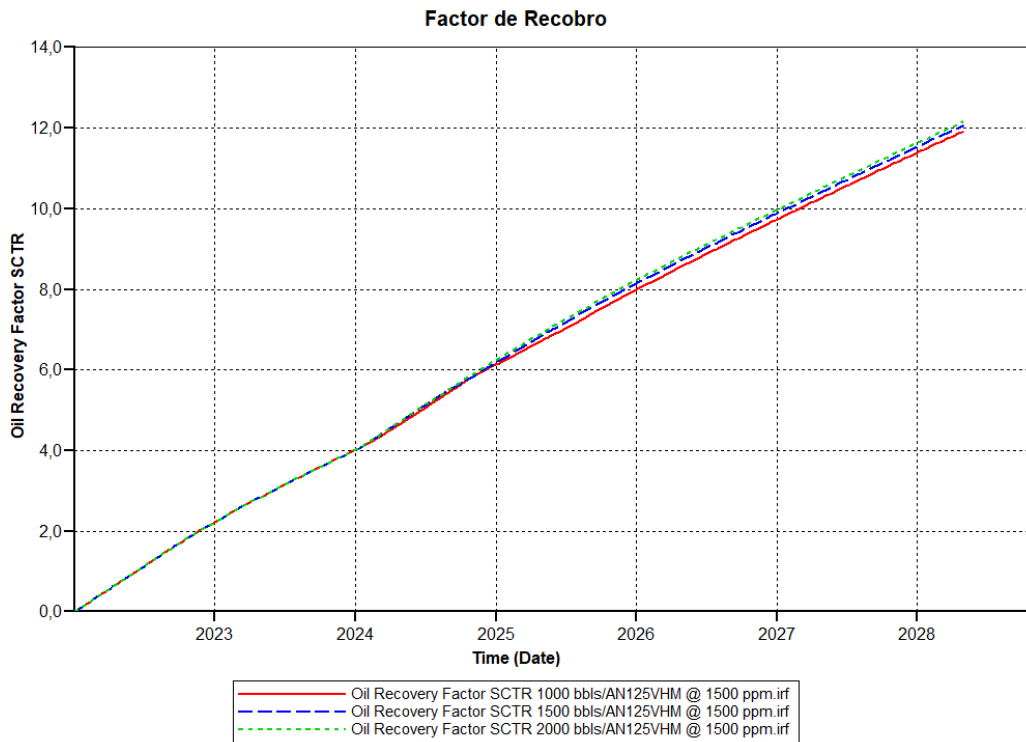


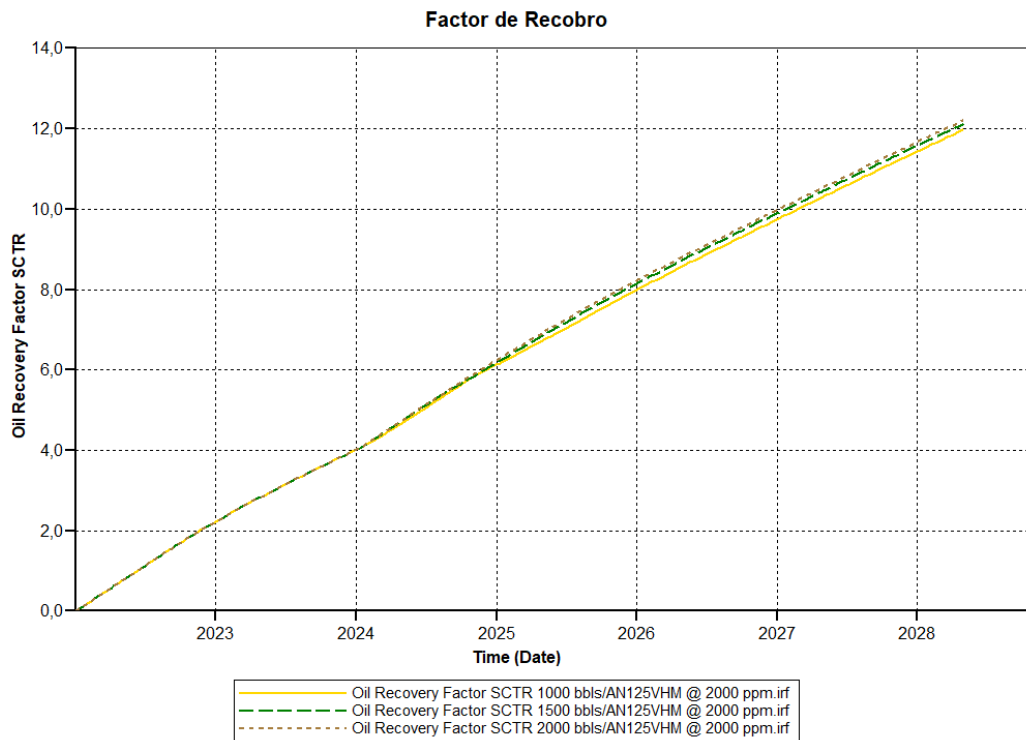
Figura 47. Factor de Recobro AN125VHM – 1000 ppm con diferentes caudales
Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo

- **Concentración de 1500 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día**



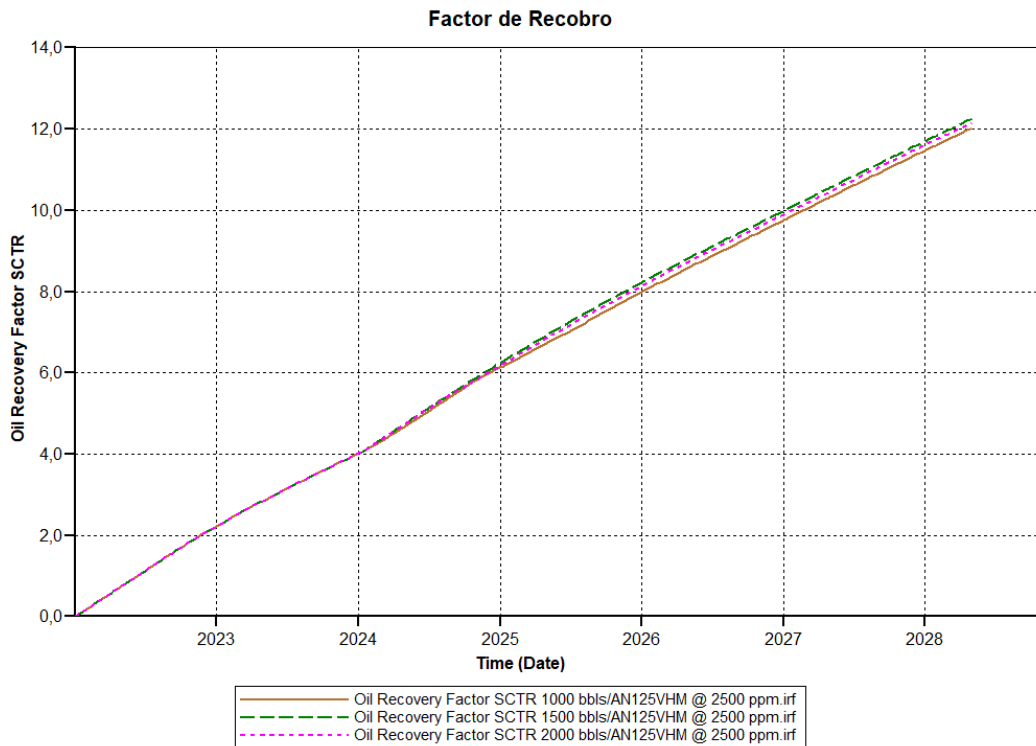
*Figura 48. Factor de Recobro AN125VHM – 1500 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por Malena Del Pezo*

- **Concentración de 2000 ppm @ 1000bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día**



*Figura 49. Factor de Recobro AN125VHM – 2000 ppm con diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborador por: Malena Del Pezo*

- Concentración de 2500 ppm @ 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día.



*Figura 50. Factor de Recobro AN125VHM – 2500 ppm con diferentes caudales
Obtenido por. CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

De los diferentes escenarios que fueron realizados con distintos caudales 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día y para 4 tipos de concentraciones como se realizó en el caso anterior, se detallará a continuación los resultados en la Tabla 18.

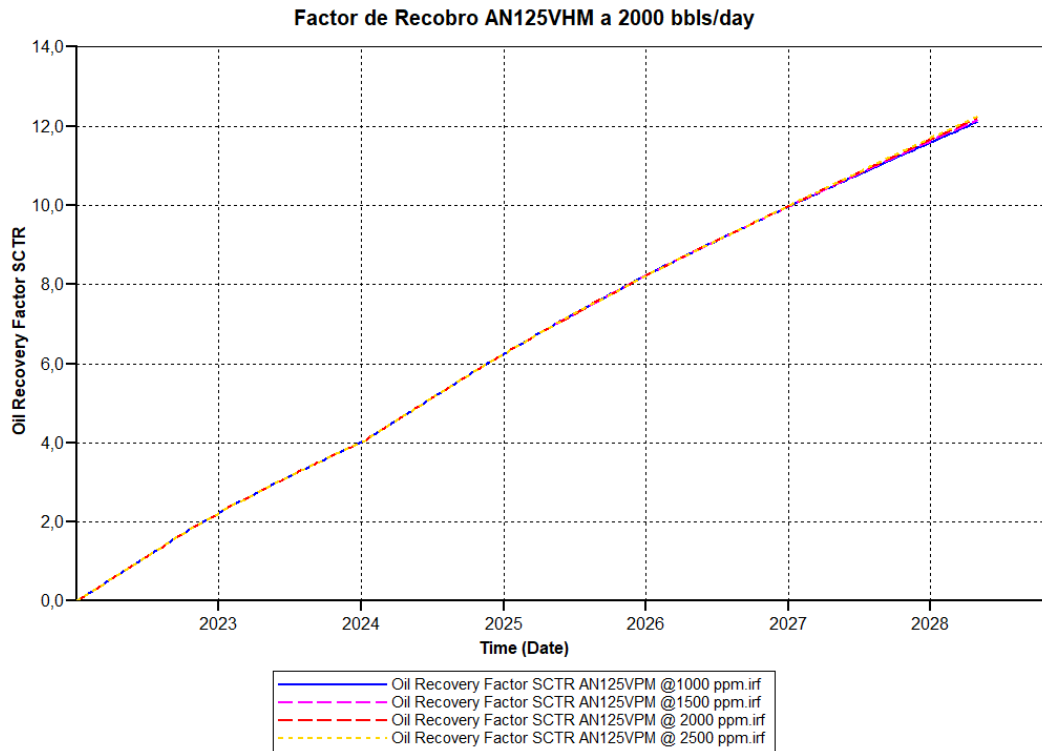
Tabla 18.- Factores de Recobro, AN125VHM

	Caudal 1000 bl/día	Caudal 1500 bl/día	Caudal 2000 bl/día
Concentración	FR (%)	FR (%)	FR (%)
1000 ppm	11,73	11,50	11,59
1500 ppm	11,40	11,54	11,64
2000 ppm	11,44	11,58	11,67
2500 ppm	11,47	11,61	11,71

Elaborado por: Malena Del Pezo

A partir de los datos obtenidos a diferentes escenarios planteados se entiende que el caudal óptimo para este caso de polímero es de 2000 bl/día, lo cual muestran valores de FR (%) con mayores concentraciones a un mayor caudal proporcionando mejor desempeño en el sistema lo que sugiere a una mejor eficiencia en el movimiento del fluido.

Luego de haber seleccionado el caudal se procederá en el análisis de las diferentes concentraciones como 1000ppm, 1500 ppm, 2000 ppm y 2500 ppm con la intención de identificar la concentración óptima que maximice la producción, por lo cual se obtendrán curvas para diferenciar la mejor opción.

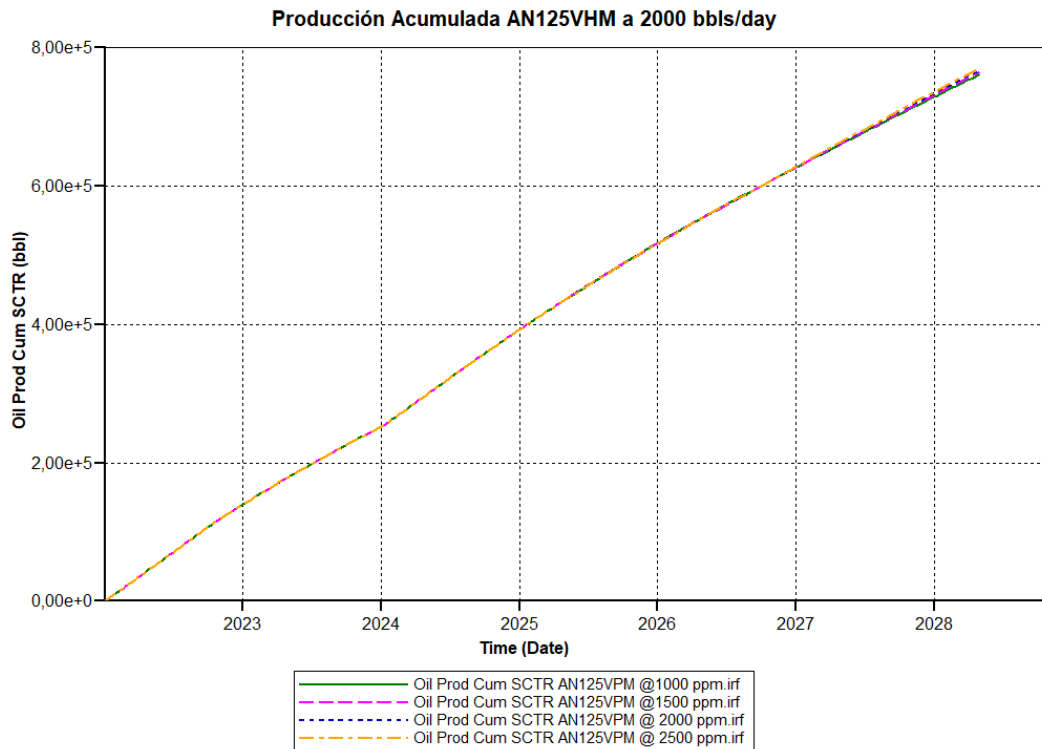


*Figura 51. Factor de Recobro AN125VHM – 2000 bl/dia a diferentes concentraciones
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

En la Figura 51 muestra una curva de Factor de Recobro hasta el comienzo del 2028, que se detallará a continuación:

- Concentración de 1000 ppm: 11,58 %.
- Concentración de 1500 ppm: 11,64 %.
- Concentración de 2000 ppm: 11,67 %.
- Concentración de 2500 ppm: 11,71 %.



*Figura 52.-Producción Acumulada AN125VHM – 2000 bl/día a diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

➤ **Análisis**

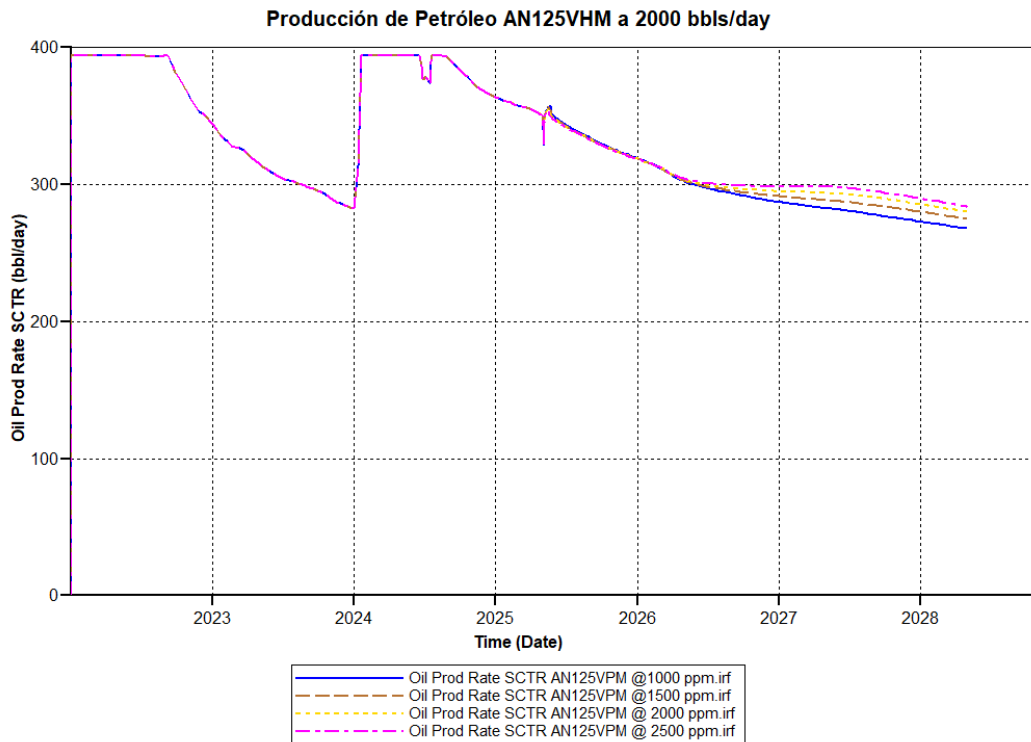
Para la Figura 52 la cual se observa la Producción Acumulada se detalla los siguientes valores hasta el comienzo del año 2028:

- Concentración de 1000 ppm: 729 443 bl.
- Concentración de 1500 ppm: 731 997 bl.
- Concentración de 2000 ppm: 734 406 bl.
- Concentración de 2500 ppm: 736 461 bl.

➤ **Análisis**

En la Figura 53 que es la Producción de Petróleo presentan datos hasta el comienzo del 2028 en la cual se detallarán a continuación:

- Concentración de 1000 ppm: 273 bl/día.
- Concentración de 1500 ppm: 280 bl/día.
- Concentración de 2000 ppm: 285 bl/día.
- Concentración de 2500 ppm: 290 bl/día.



*Figura 53. Producción de Petróleo AN125VHM – 2000 bl/día a diferentes caudales
Obtenido por: CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Malena Del Pezo*

❖ Resultados

Con los resultados detallados para la inyección de polímeros AN125VHM logramos entender que si queremos maximizar el volumen total del petróleo es mejor considerar la eficiencia con los resultados que se presentan, la mejor opción es de 1500 ppm debido a que tiene un buen equilibrio entre la eficiencia para aumentar la tasa diaria con un caudal de inyección de 2000 bl/día, por ende logramos obtener una Producción Acumulada de 731 997 bl, un Factor de Recobro de 11,64 % y una Producción de Petróleo de 280 bl/día, a pesar que hay mejores opciones para el aumento de producción diaria como concentraciones a veces es mejor optar con estos resultados que puedan ser óptimos a largo plazo.

4.4 Comparación de HPAM y AN125VHM

A partir de los resultados obtenidos en los casos anteriores que corresponden a los dos tipos de polímeros HPAM y AN125VHM, se determinará cual es la opción óptima para este pozo. Para ello, se presentarán los resultados en la siguiente tabla, en la cual se detallará cada tipo de polímero.

Tabla 19.- Comparación del desempeño entre HPAM y AN125VHM a 2000 bl/día

2000 bl/día		
	HPAM (2000 ppm)	AN125VHM (1500 ppm)
Factor de Recobro, (%)	11,44	11,64
Producción Acumulada, (bl)	729 707	731 997
Producción de Petróleo, (bl/día)	272	280

Elaborado por: Malena Del Pezo

Con base en la Tabla 19 la mejor opción para la inyección de polímeros para el pozo Mariann-53 es el AN125VHM. Este polímero permite una mayor producción diaria del petróleo y requiere una menor concentración, lo que puede significar menor costo por aditivos y en un menor riesgos de problemas con la inyectividad o compatibilidad. Además, facilita una simulación más eficiente en la recuperación de petróleo con menos insumo, siendo una opción optima en económico y operativo.

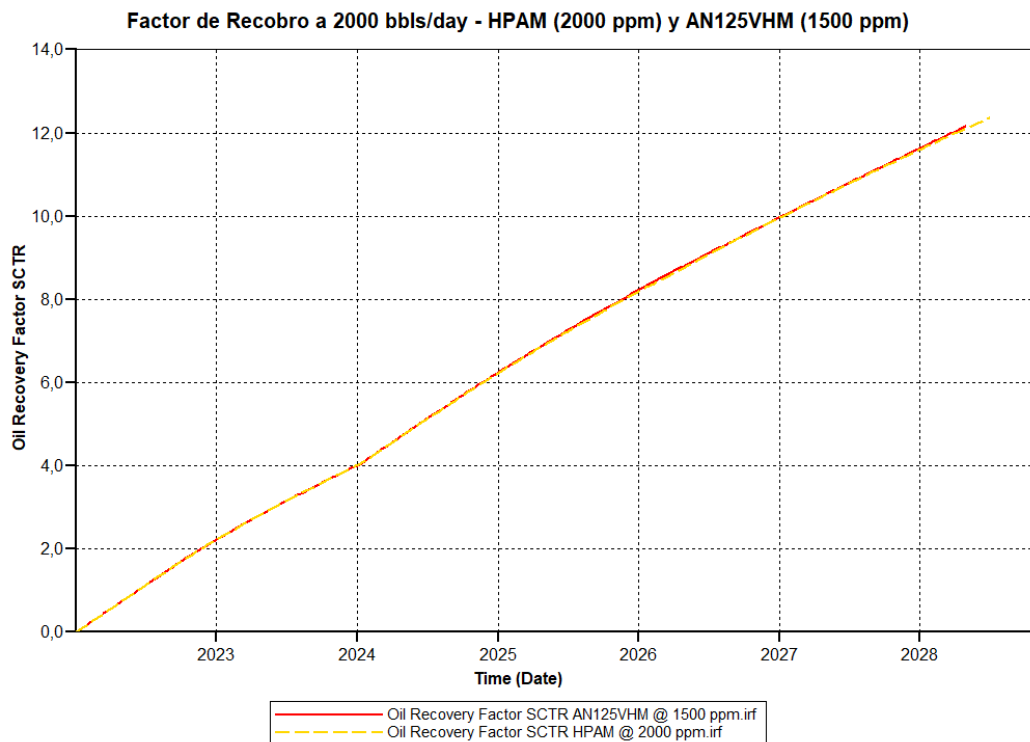


Figura 54. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VHM (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día
 Obtenido de: CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

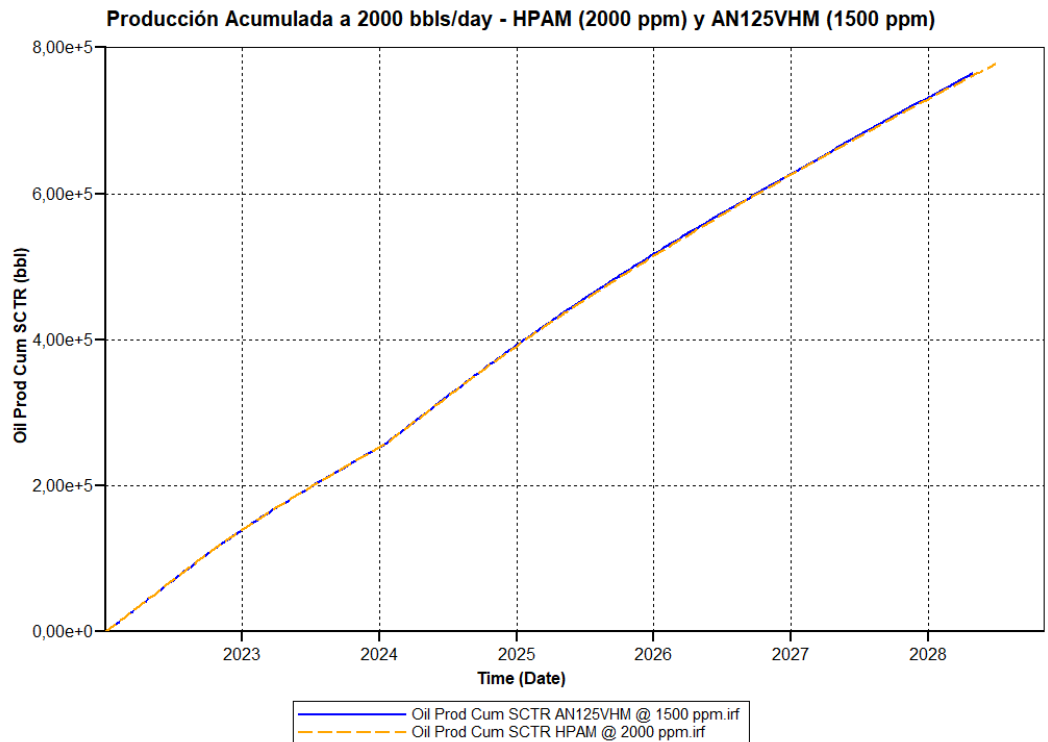


Figura 55. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VH (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día
 Obtenido de: CMG (Version 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

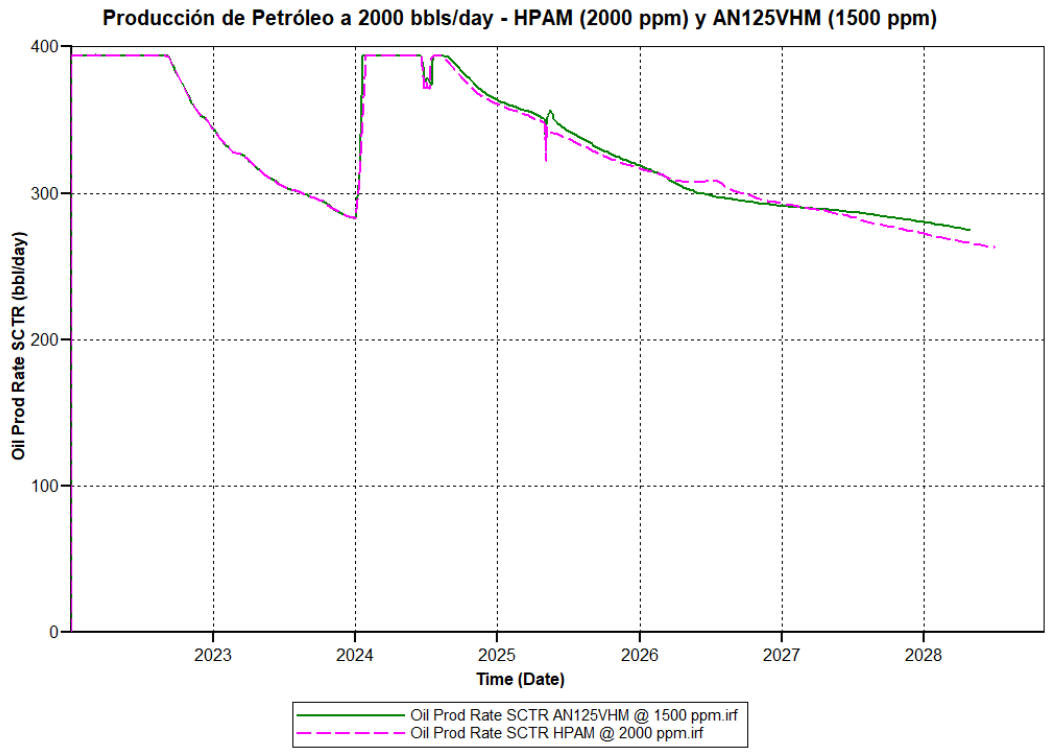


Figura 56. Comparación de los polímeros HPAM (2000 ppm) y AN125VHM (1500 ppm) a un caudal de 2000 bl/día
 Obtenido de. CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Malena Del Pezo

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se considera que la inyección de polímeros es una técnica de EOR factible, para el incremento de la producción tomando en cuenta las características del yacimiento, en la cual es necesario destacar las propiedades PVT y de la roca como el fluido, no obstante faltó cierta información de algunos parámetros que solicitaba el simulador, la cual se consideró ciertos valores de manera general cómo las condiciones del pozo, a su vez, de conocer de como sería su producción lo más cercano posible a tiempo real que proyecta la recuperación primaria y la inyección de agua para el recobro del crudo.
- Para el periodo de tiempo que se tomó en cuenta para el estudio del pozo fue aproximadamente de 6 años en general, siendo un punto clave de cómo influye la inyección en el factor de recobro después de 4 años de producción cuando se aplicaron, logrando observar que los polímeros HPAM y AN125VHM fue de una inyección de 0,1% del volumen poroso para ser inyectados a la formación, lo que demuestra un tiempo señalado de polímeros efectivos de 3 años aproximadamente, mostrando que durante cierto tiempo los polímeros van deteriorándose debido a la degradación de sus propiedades como: factor de resistencia, volumen poroso accesible, concentración molecular y viscosidad.
- Para ambos caso de polímeros HPAM y AN125VHM se consideraron el mismo comportamiento particular con respecto a las concentraciones de 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm y 2500 ppm, además de los mismos caudales de inyección como 1000 bl/día, 1500 bl/día y 2000 bl/día, lo cual la producción tiende a declinar, debido a que las concentraciones altas vuelve las aguas más viscosas provocando que la movilidad de los fluidos con respecto al petróleo sea baja y no se pueda realizar una buena eficiencia de barrido.

- A pesar de que se hicieron varias pruebas de ambos polímeros en el pozo Mariann-53 en diferentes casos con la ayuda del Simulador CMG, se demostró tener un buen rendimiento, sin embargo, el que destacó con mejores resultados fue el polímero AN125VHM a menores concentraciones para obtener un incremento en la producción de crudo después de cierto tiempo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Aumentar el tiempo de pruebas en el simulador con el fin de establecer cuál es el límite en la cual la producción empieza a declinar para determinar de cuánto es la curva de la tasa de producción en un periodo más extenso ya que el escenario planteado fue de 6 años a partir de la producción del pozo productor y solo se puso a prueba 2 años para la inyección de polímeros en esta prueba.
- Obtener datos completos que puedan ayudar a mejorar la eficiencia del pozo tomando en cuenta la descripción de los fluidos que se encuentra presentes y a que temperatura, además el tipo de inyección la cual se está realizando si ya se encuentra con un pozo inyector para obtener resultados con mayor exactitud sobre la producción del pozo.
- Realizar pruebas con otros tipos de polímeros sintético como son los Poliacrilamida no hidrolizada (PAM) o polímeros de asociación hidrofóbica (HAP). Al mismo tiempo de realizar pruebas con polímeros naturales y semisintéticos como son la goma Xantana o Carboximetilcelulosa (CMC), para lograr el aumento de la producción para los pozos que han presentado niveles bajos de extracción de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (SLB), S. L. (2025). Compresibilidad del fluido. *Pruebas de pozos*. Energy Glossary en Español.
- (SLB), S. L. (2025). Recuperación secundaria. [*Recuperación mejorada de petróleo*]. Energy Glossary en Español.
- Abu-Shiekah, s., Nieuwenhuijs, R. A., Ross, R., Lanier, G., Belushi, A., Saadi, F., . . . Wunnik, J. V. (2012). *Developing a Layered Heterogeneous Precambrian Reservoir by Polymer Flooding*. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman .
<https://doi.org/https://doi.org/10.2118/154465-MS>
- Alarcon, D. (2021). Humectabilidad de La Roca. *Propiedades de las rocas y los fluidos*. Scribd. Obtenido de <https://www.scribd.com/document/365456617/Humectabilidad-de-La-Roca>
- Alvarado, A. C. (2025). Ecuador sufre uno de los peores derrames de petróleo de su historia y hay unas 300 000 personas afectadas. *Ecuador sufre uno de los peores derrames de petróleo de su historia y hay unas 300 000 personas afectadas*. Mongabay. Obtenido de <https://es.mongabay.com/2025/03/ecuador-derrame-petroleo-esmeraldas-contaminacion/>
- Andrade Cullispuma, M. V., & Cruz Chafla , R. G. (2015). *Estudio para evaluar el potencial de la aplicación de la recuperación mejorada en un campo de la Cuenca Oriente del Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/13399/1/CD-6707.pdf>
- Andrés Legarreta, V. M. (2022). *Revitalización con inyección de polímeros del yacimiento Cañadón León, flanco sur de la cuenca del golfo San Jorge, Argentina*. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO). Obtenido de https://www.iapg.org.ar/petrotecnica_notas/123/Revitaliza.pdf
- Angarita Buitrago, N. A., & Buitrago Peña, S. V. (2016). *DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL*. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, BOGOTÁ, D.C.
- Ángel Gómez, D. C., & Rodríguez Turizo, G. (2019). *Inyección de Polímeros*. Universidad Industrial de Santander.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA y PETROLEO*. Quito, Ecuador.
- Billmeyer JR, F. W. (2020). Ciencia de los polímeros. *Textbook of Polymer Science (2ª edición)*. Barcelona, España .
- Borbor Morán, R. V., & Montalván Recalde, A. E. (2021). *Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – bloque 1*.

Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6606>

Brito Rodríguez, L. E. (2024). Mis apuntes yacimiento. *Bo, FACTOR VOLUMETRICO DEL FLUIDO*. Wordpress. Obtenido de <https://misapuntesyacimientos.wordpress.com/2019/04/24/bo-factor-volumetrico-del-fluido/>

Carcoana, A. (1992). *“Applied Enhanced Oil Recovery”*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.

Carpio, E. (2021). Trabajo ABI Sistemas de Levantamiento Artificial. *Sistemas de Levantamiento Artificial en Ecuador*. Instituto Tecnológico Universitario "Rumiñahui". Obtenido de https://es.scribd.com/document/630803959/Trabajo-ABI-Sistemas-de-Levantamiento-Artificial?utm_source=chatgpt.com

Castillo, J. J. (2013). *Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de Polímeros en un Campo del Oriente Ecuatoriano*. Repositorio digital Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Castro, R. H. (2024). *Desarrollo de los procesos de inyección de agua en el Ecuador: estado actual, lecciones aprendidas y oportunidades futuras*. XXI Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET, Barranquilla, Colombia. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/383665797_Desarrollo_de_los_procesos_de_inyeccion_de_agua_en_el_Ecuador_estado_actual_lecciones_aprendidas_y_oportunidades_futuras

Chang, H. L. (1978). Polymer Flooding Technology - Yesterday,. *SPE-7043-PA*. Journal of Petroleum Technology. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/7043-PA>

CHE-EPR. (2020). *Recuperacion Primaria*. Cámara Departamental de Hidrocarburos y Energías en Santa Cruz, Bolivia.

Comercio, E. (2022). Producción petrolera del 2022 es una de las más bajas de los últimos 10 años. *Producción petrolera del 2022 es una de las más bajas de los últimos 10 años*. El Comercio. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/produccion-petrolera-2022-mas-bajas-ultima-decada.html>

Contreras Córdova , I. J. (2010). *Importancia de la medición de densidad en petróleo y líquidos derivados del petróleo*. Simposio de Metrología . Obtenido de <https://studylib.es/doc/106731/importancia-de-la-medici%C3%B3n-de-densidad-en-petr%C3%B3leo-y>

E. J. L. Koning, E. M. (1988). Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. *SPE-18092-MS*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas . <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/18092-MS>

- E. J. Manrique, V. E. (2007). EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE-100063-PA*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Texas. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/100063-PA>
- EcoPetrol. (2018). *Localización general del Campo Yariguí-Cantagallo*.
- Energy, I. (2020). *Propiedades del yacimiento*. IHS Markit Ltd.
- FasterCapital! (2024). *Porosidad Y Flujo De Fluidos*. Dubái.
- Fernandez, A. (2015). *Polímeros*. Prezi. Obtenido de <https://prezi.com/5mcd-kcd4luj/tema-15-polimeros/>
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones Astro Dala S.A, Maracaibo , Venezuela.
- Floerger, S. (2016). Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR). *Geología del petróleo - Sistemas petrolíferos, EOR 101*.
- Forrest F, C. J. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers (SPE) of AIME, New York .
- Gao, C. H. (2011). Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery. *SPE-150384-MS*. Heavy Oil Conference and Exhibition. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/150384-MS>
- García Tinajero, C. I., Gutiérrez Hernández , J. A., & Torres Burgos , F. (2015). *Propiedades del Petróleo*. UMAN FACULTAD DE INGENIERÍA. Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/3610545/>
- Ginozky. (2022). *Mecanismos de Produccion de Petroleo*. Scribd. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/52385804/Mecanismos-de-Produccion-de-Petroleo>
- Giraldo , C. (2021). *La provincia petrolera de Guyana-Surinam*. Staatsolie.
- GlobalData. (2024). *Perfil del yacimiento de petróleo y gas: Campo de petróleo pesado Mariann, Ecuador*. Offshore Technology. Obtenido de https://www.offshore-technology.com/marketdata/oil-gas-field-profile-mariann-heavy-oil-field-ecuador/?utm_source=chatgpt.com&cf-view&cf-closed
- Gudiño, I. J. (2006). *Viscosidad Del Petroleo*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/409526915/Viscosidad-Del-Petroleo>
- Guevara, J. (2022). *Recuperacion Mejorada en America Latina*. Obtenido de <https://es.scribd.com/presentation/420870586/recuperacion-mejorada-en-america-latina>
- Guillén, K. M. (2014). *Viscosidad en gases y líquidos*. Slideshare. Obtenido de <https://es.slideshare.net/slideshow/viscosidad-en-gases-y-lquidos/32055118>

- José Luis Mogollón, T. L. (2013). Rejuvenating Viscous Oil Reservoirs by Polymer Injection: Lessons Learned in the Field. *SPE-165275-MS*. Halliburton. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/165275-MS>
- Juárez-Morejón, J. L., Bertin, H., Omari, A., Hamon, G., Cottin, C., Morel, D., . . . Bourdarot, G. (2018). A New Approach to Polymer Flooding: Effects of Early Polymer Injection and Wettability on Final Oil Recovery. *SPE-190817-PA*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/190817-PA>
- Let, K. P., Manichand, R. N., & Seright, R. S. (2012). Polymer Flooding a ~500-cp Oil. *SPE-154567-MS*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/154567-MS>
- LinkedIn. (2025). *¿Cuáles son los métodos más efectivos para determinar la saturación de fluidos en rocas?* Ingeniería de perforación. Obtenido de <https://www.linkedin.com/advice/0/what-most-effective-methods-determining-fluid-r30ce?lang=es#:~:text=La%20saturaci%C3%B3n%20de%20fluido%20es,%C3%B3ptimas%20de%20perforaci%C3%B3n%20y%20producci%C3%B3n>
- Madrid, M. (2009). *La Compresibilidad de la Formación*. Portal del petroleo. Obtenido de <https://portaldelpetroleo.com/la-compresibilidad-de-la-formacion/>
- Marketing, B. (2024). *Origen de los Polimeros*. GB Inyectados S.L. Obtenido de <https://gbinyectados.com/origen-de-los-polimeros/>
- Matute, M. Á. (2016). *Omán relanza el proyecto de su red ferroviaria para tráfico mixto*. Viajes Ferroviarios.
- Ning, S., Barnes, J., Edwards, R., Dunford, K., Eastham, K., Dandekar, A., . . . Ciferno, J. (2019). First Ever Polymer Flood Field Pilot to Enhance the Recovery of Heavy Oils on Alaska's North Slope - Polymer Injection Performance. *URTEC-2019-643-MS*. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA. <https://doi.org/https://doi.org/10.15530/urtec-2019-643>
- Orozco, M. (2023). En medio de la crisis fiscal, producción petrolera cierra a la baja y seguirá cayendo en 2024. *En medio de la crisis fiscal, producción petrolera cierra a la baja y seguirá cayendo en 2024*. Primicias. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/produccion-petroleo-itt-ecuador-crisis/>
- Pérez Angulo, J. C. (2018). *Propiedades de los gases*. Slideplayer. Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/12257326/>
- Perfoblogger. (2016). Recuperación Secundaria De Hidrocarburos . *¿Qué es la recuperación secundaria?* Drilling Blog. Obtenido de <https://perfoblogger.wordpress.com/2020/08/26/recuperacion-secundaria-de-hidrocarburos/>

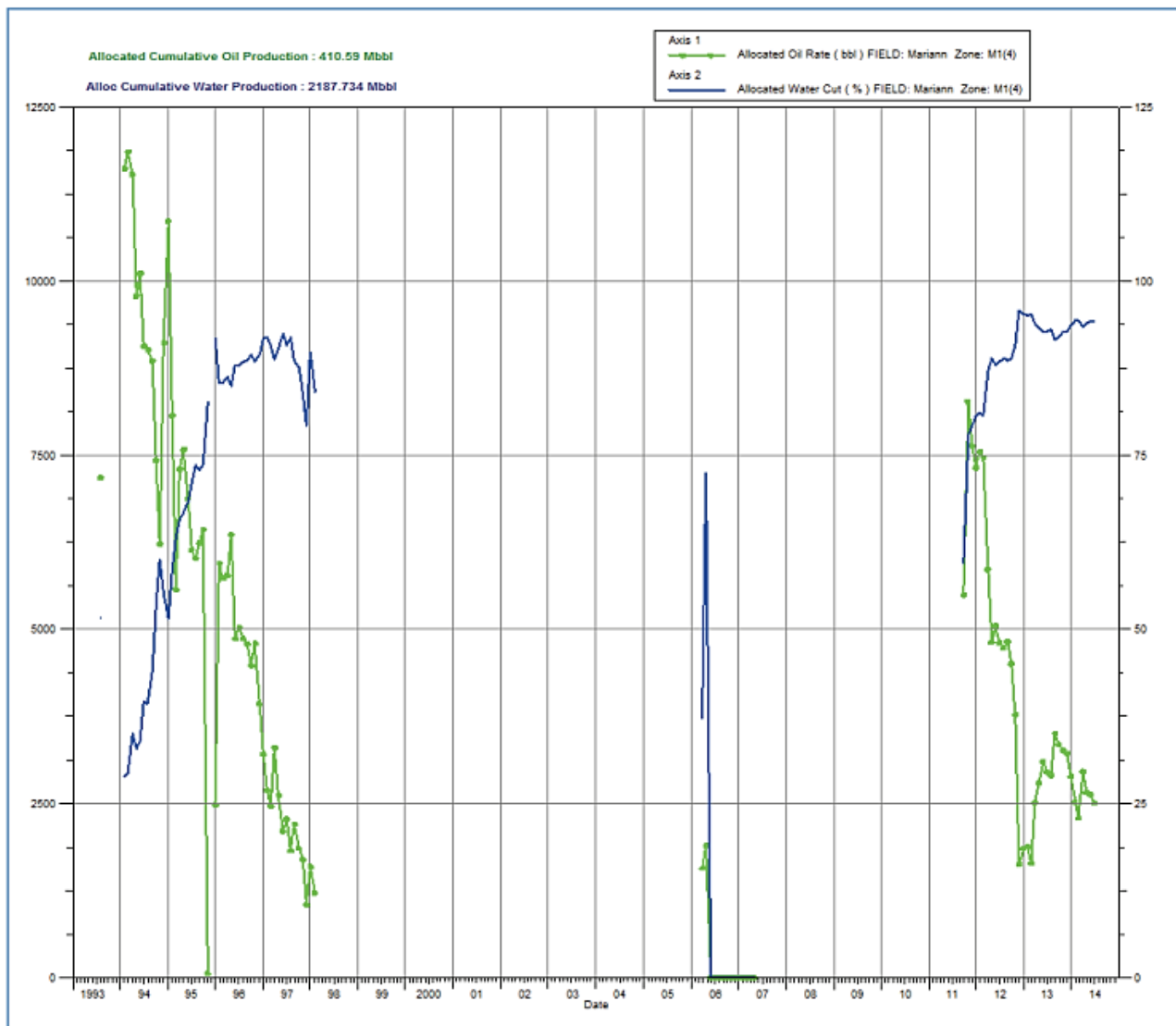
- Pesántez Rivadeneira, B. S. (2016). *análisis técnico-económico del desempeño del sistema de levantamiento artificial electrosumergible para optimizar la producción en 8 pozos del Campo Sacha*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5833>
- Pinczewski, V. (2002). *Reservoir Engineering I*. University of New South, Australia.
- Plus, M. (s.f.). *Presión de burbuja*. Monografias.com. Obtenido de <https://www.monografias.com/docs/Presi%C3%B3n-de-burbuja-PK3EFATFC8GNZ>
- ProProcess. (2020). Plantas de recuperación mejorada de petróleo. *EOR químico - Recuperación mejorada de petróleo*. Obtenido de <https://proprocesseps.com/es/engineering-modular-plants/enhanced-oil-recovery/>
- Ragab, A. y. (2021). *Enhanced Oil Recovery: Series Chemical Method*. Chemical Flooding. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.90335>
- Renouf, G. (2014). A Survey of Polymer Flooding in Western Canada. *SPE-169062-MS*. Saskatchewan Research Council, Tulsa. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/169062-MS>
- Rexxer1013. (2023). *Eficiencia de Barrido Areal*. Scribd Inc. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/349422784/138398728-Eficiencia-de-Barrido-Areal>
- Riley B. Needham, P. H. (1987). Polymer Flooding Review. *SPE-17140-PA*. Journal of Petroleum Technology. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/17140-PA>
- Rojas Castillos, J. J. (2013). *Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del Oriente Ecuatoriano*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador .
- Santos Alvite, F. (2023). *5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano*. Ministerio de Energía y Minas, Quito, Ecuador.
- Sinchire Pogo, L. H. (2024). *Análisis para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet del campo Mariann Sur del bloque 62 del oriente ecuatoriano, aplicando el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW)*. Escuela politécnica nacional/ facultad de ingeniería en geología y petróleos, Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25710>
- Skjevraak, D. C. (2014). *Literature review of implemented polymer field projects*. Journal of Petroleum Science and Engineering 122, 761 - 775. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024>
- SLB, S. L. (2025). Permeabilidad. *Gas de lutitas*. Energy Glossary en Español. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/p/permeability>

- SLB, S. L. (2025). Recuperación Primaria. *[Recuperación mejorada de petróleo]*. Energy Glossary en Español.
- SLB, S. L. (2025). Recuperación terciaria. *Recuperación mejorada de petróleo*. Energy Glossary en Español.
- Sorbie, K., & Phil, D. (1991). “*Polymer-Improved Oil Recovery*”. in the USA and Canada by CRC Press, Florida.
- Stright, j. (1976). “*The use of polymers for enhanced oil recovery a Review*”. Petroleum Recovery Institute.
- Teeuw, D., Rond, D., & Martin, J. H. (1983). Design of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. *SPE-11504-MS*. SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain , Manama. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/11504-MS>
- Templates, S., & Gomes, L. (2011). *Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación mejorada de petróleo*. Petroleo America. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-polimeros-como-mecanismo.html>
- Triola, M. (2018). *Estadística*. Pearson Educación de México., México.
- Universo.com, E. (2021). Petroecuador estima que reservas de crudo se agotarán en menos de una década. *Petroecuador estima que reservas de crudo se agotarán en menos de una década*. America Economía, Quito, Ecuador . Obtenido de <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/petroecuador-estima-que-reservas-de-crudo-se-agotaran-en-menos-de-una-decada>
- White, R., & White, J. (2017). *Statistic 11a edición*. John Wiley & Sons, Inc.
- Yela, W. F. (2015). *Estudio del desempeño de dos Polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi*. Repositorio digital Escuela Politécnica Nacional, Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9108>
- Zschimmer, & Schwarz. (2022). ¿Qué son los biopolímeros y para qué se utilizan en la industria? *Química y sostenibilidad*. España. Obtenido de <https://www.zschimmer-schwarz.es/noticias/que-son-los-biopolimeros/>

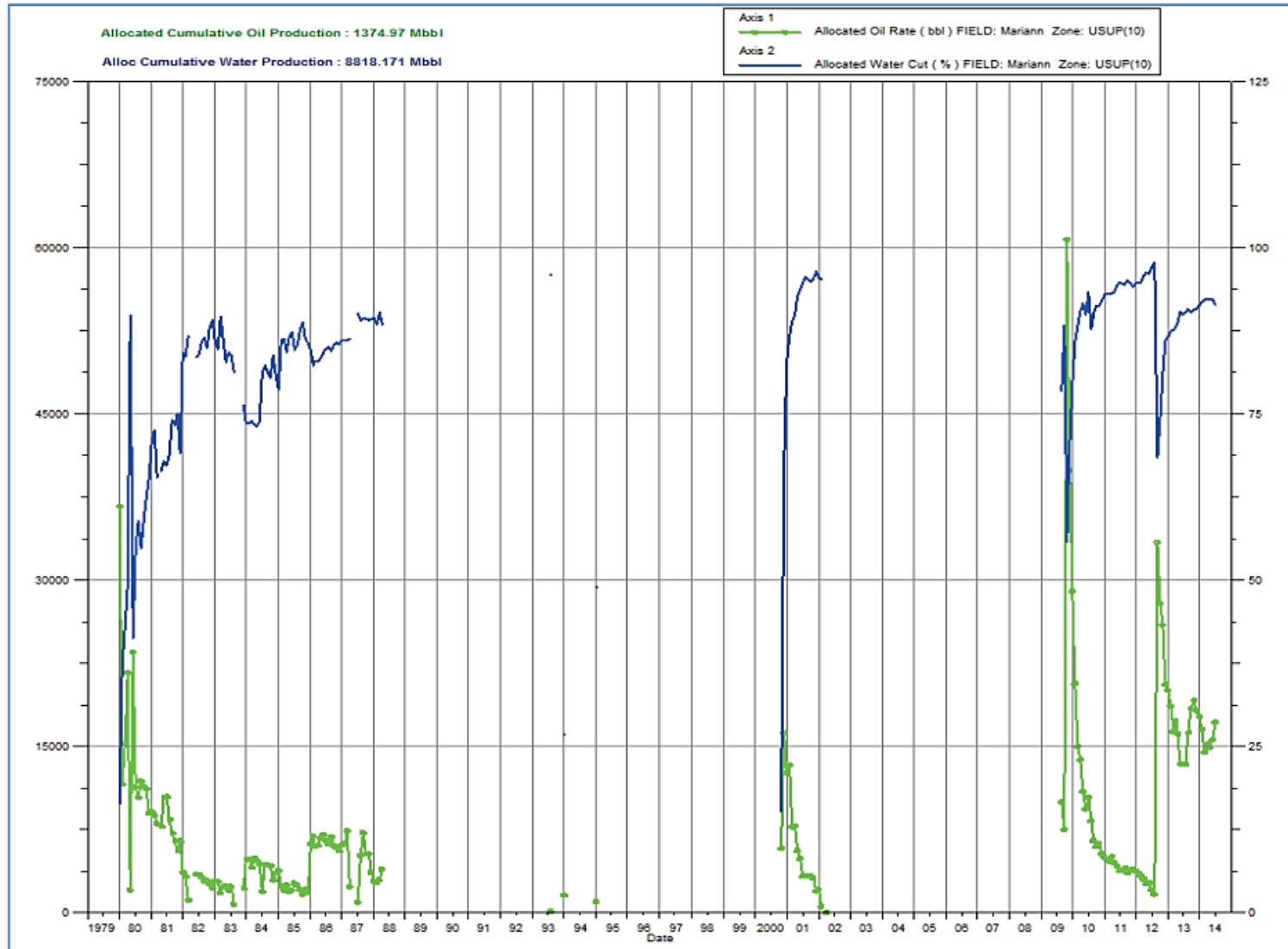
ANEXOS

Anexo N°1

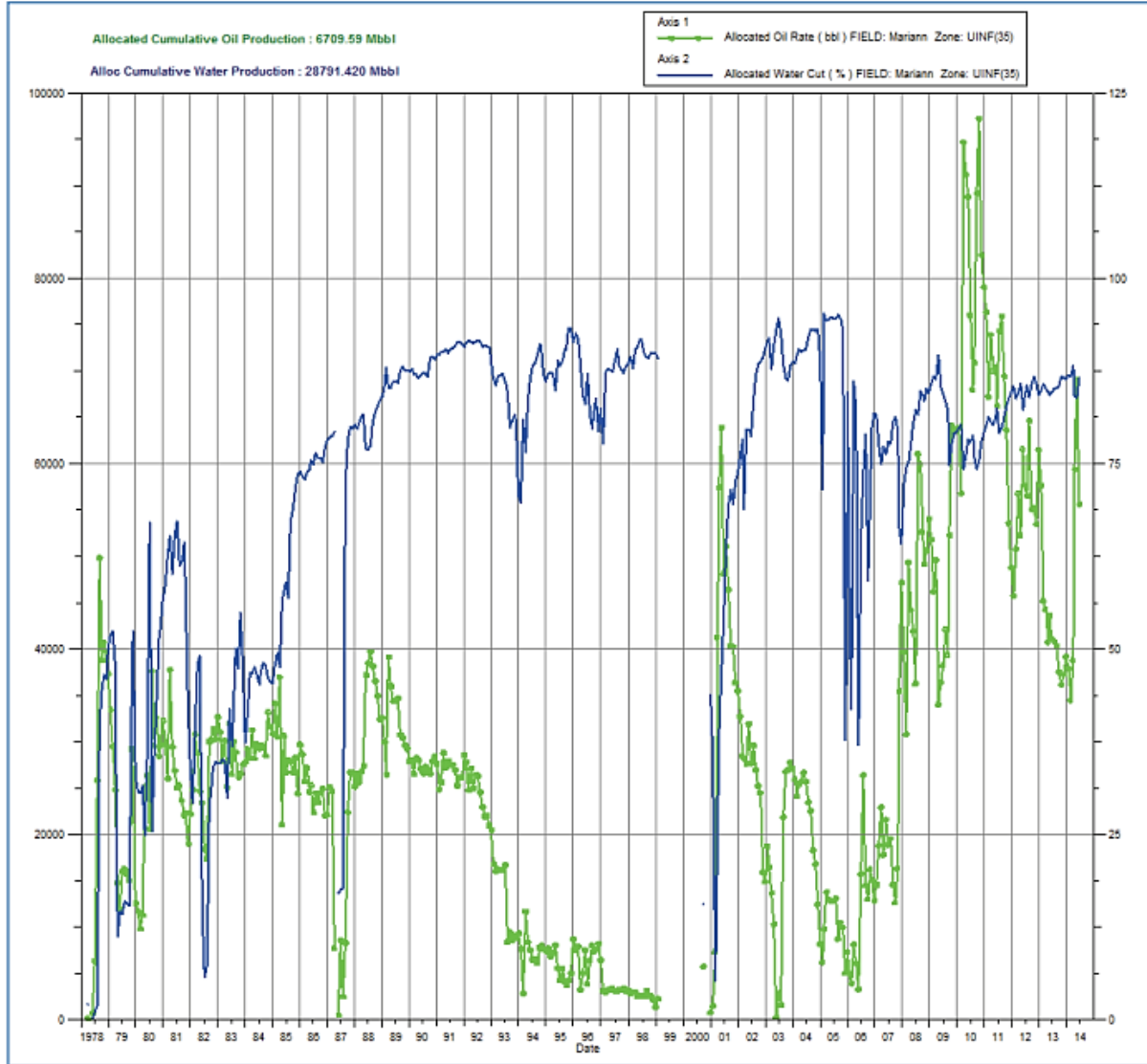
Historial de Producción de las Arenas



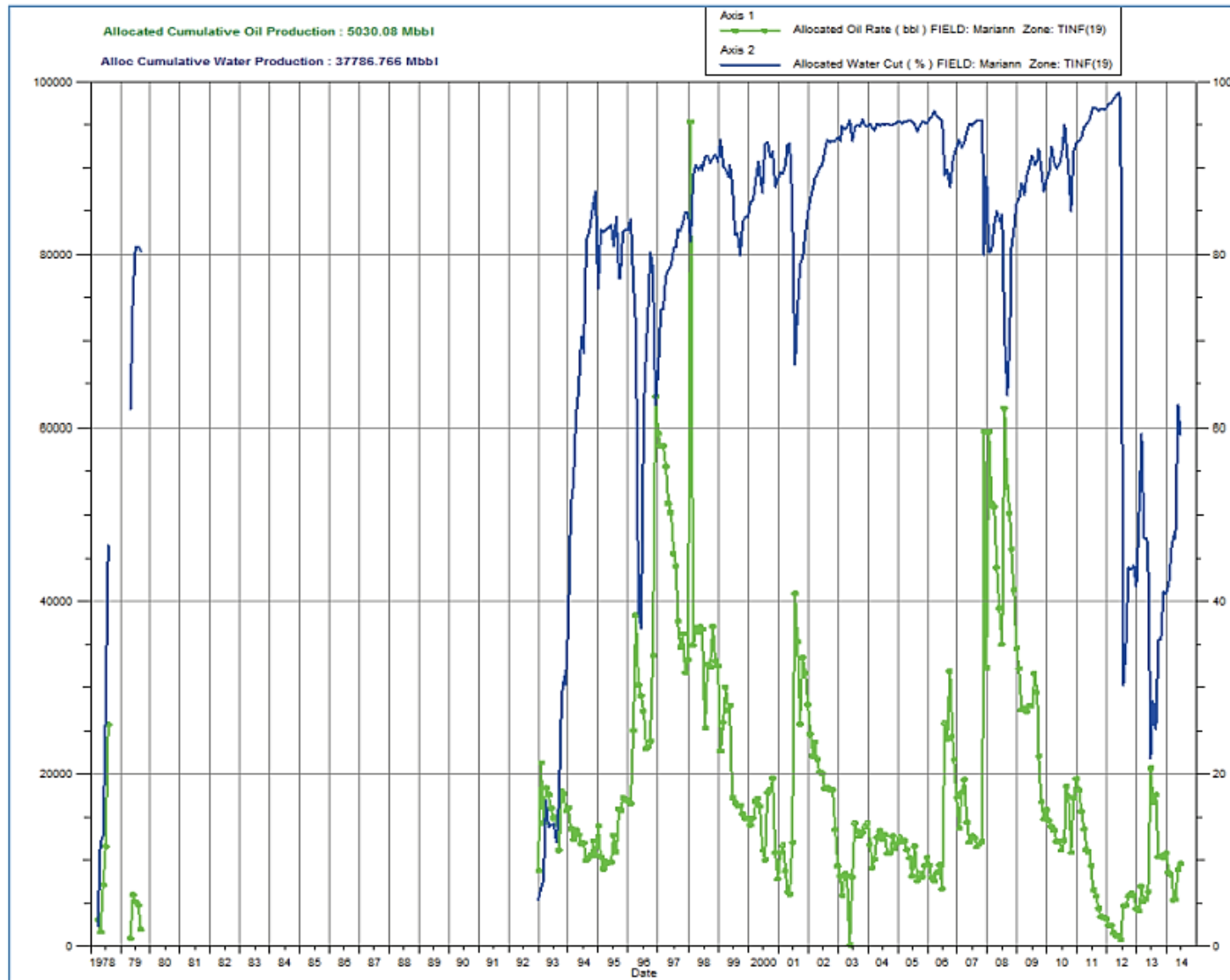
*Figura 57. Historial de Producción de la Arena Napo M-1
 Obtenido de: (Andes Petroleum Ecuador Ltd, 2014)
 Elaborado por: (Yajamin Guañuna, 2015)*



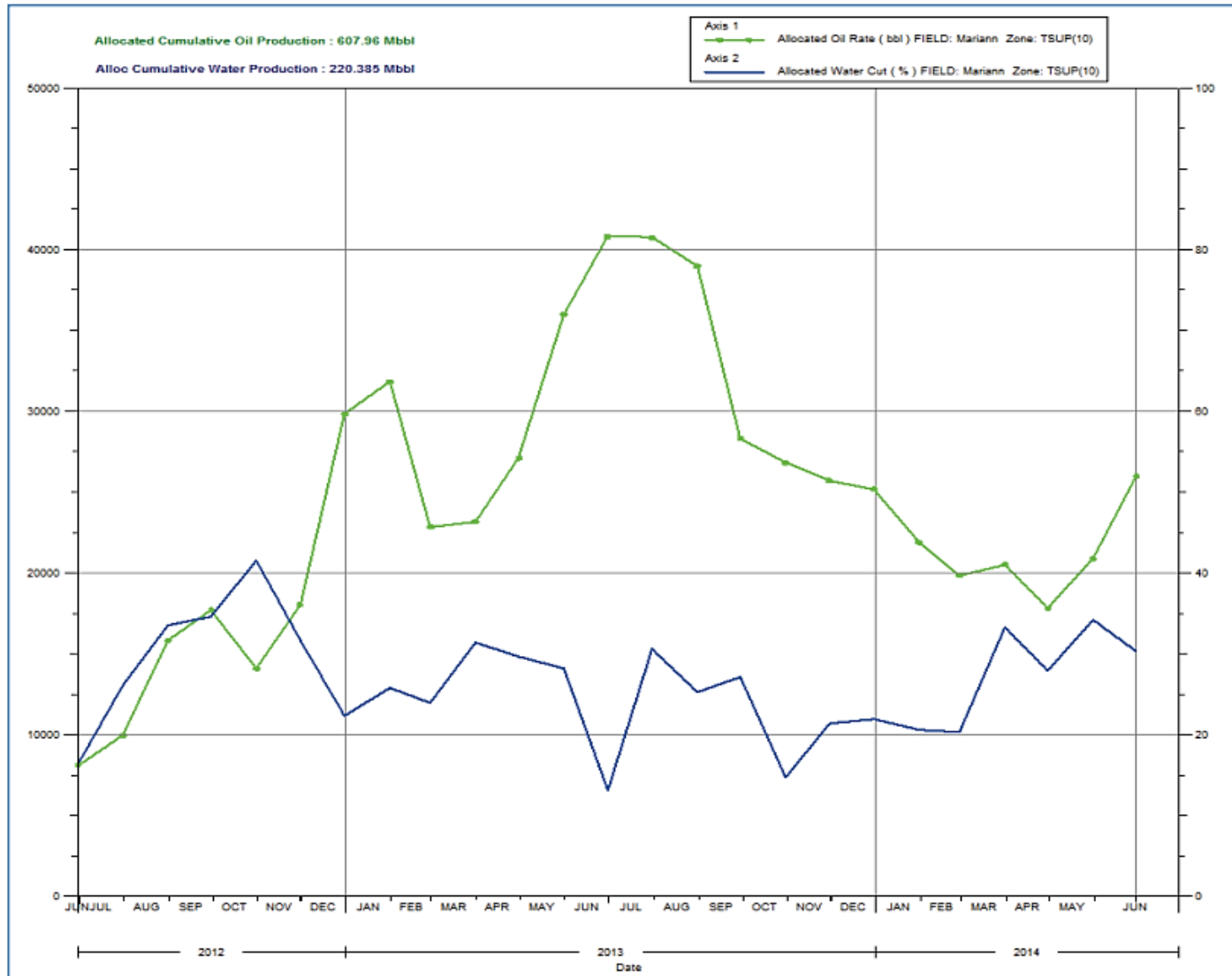
*Figura 58. Historial de Producción de la Arena Napo U Superior
 Obtenido de: (Andes Petroleum Ecuador Ltd, 2014)
 Elaborado por: (Yajamin Guañuna, 2015)*



*Figura 59. Historial de Producción de la Arena Napo U Inferior
 Obtenido de: (Andes Petroleum Ecuador Ltd, 2014)
 Elaborada de: (Yajamin Guañuna, 2015)*



*Figura 60. Historial de Producción de la Arena Napo T Inferior
 Obtenido de: (Andes Petroleum Ecuador Ltd, 2014)
 Elaborado por: (Yajamin Guañuna, 2015)*



*Figura 61. Historial de Producción de la Arena Napo T Superior
 Obtenido de: (Andes Petroleum Ecuador Ltd, 2014)
 Elaborado por: (Yajamin Guañuna, 2015)*