



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

TEMA:

“EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS
ANGELO JIMMY LAINEZ DEL PEZO

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO
DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR
DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO
SHUSHUFINDI”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS
ANGELO JIMMY LAINEZ DEL PEZO**

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

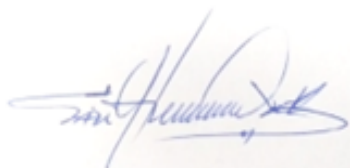
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. CARLOS PORTILLA MSc.
DIRECTOR DE CARRERA



ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PHD.
DOCENTE TUTOR



ING. SADI ITURRALDE KURE, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE DE LA UIC



ING. DAVID VEGA
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo el amor del mundo a mi abuelita Fulvia Jaramillo y a mi madre Luz Arias, quienes son mi razón de ser y mi mayor ejemplo de superación. Por otorgarme todos los días de su amor y apoyo incondicional en cada etapa de mi formación académica, que ahora me permite alcanzar este logro tan importante en mi vida.

A mi querida mascota Yago, siempre estuvo a mi lado sin importar el día o la situación que sea; siendo cómplices el uno del otro, ahora mi rey es un angelito que me cuidará, sea el lugar al que yo vaya.

A mis amigos, Angelo, Anthony y Steven por ser el pilar fundamental de mi desarrollo universitario, siendo un ejemplo de apoyo y amistad incondicional que me llevaré para siempre.

Finalmente, agradezco a mi enamorada, Eliana Garcia. Quién estuvo brindándome su amor y confianza plena para llevar a cabo este trabajo.

Ezequiel Reyes Arias

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo y estudios a mi querida mamá, Juana Del Pezo Chalen, quien fue mi guía constante y apoyo emocional e incondicional; a mi abuelo Pablo Del Pezo Gonzalez, cuyo legado y consejos perduran en mi corazón; a mi abuela America Bacilio Soriano quien me apoyó en cada instante de mi carrera; a Héctor Palma Galarza quien estuvo desde casi mis inicios dándome aliento a no renunciar a mis metas y a mis familiares cercanos.

Para mis queridos amigos Ezequiel Reyes, Anthony Miranda y Steven Buste, quienes fueron los pilares fundamentales en mi trayectoria académica, con los cuales eh formado un verdadero y sincero laso de amistad, gracias al apoyo brindado y el constante esfuerzo para poder obtener este maravilloso triunfo.

Con gratitud y cariño, les dedico mis logros, mis alegrías y mis más sinceros agradecimientos a todas las personas, amigos y familiares que hicieron presencia en mi trayecto, los cuales han marcado mi camino de una manera que jamás podré olvidar. ¡Gracias por ser mi familia y amigos invaluable!

Angelo Lainez Del Pezo

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI elaborado por los estudiantes, CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS y ANGELO JIMMY LAINEZ DEL PEZO, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATE, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 1 % de la valoración permitida.



Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.

C.I.: 096102768-7

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, diciembre 16 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

De Modelos Educativos

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **REYES ARIAS CRISTHIAN EZEQUIEL & LAINEZ DEL PEZO ANGELO JIMMY**, cuyo tema es: **“EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS y ANGELO JIMMY LAINEZ DEL PEZO, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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.

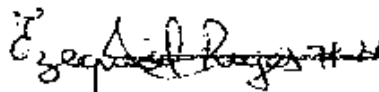
Atentamente,



ANGELO LAINEZ DEL PEZO

Autor de Tesis

C.I. 0928169382



CRISTHIAN REYES ARIAS

Autor de Tesis

C.I. 0705084010

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los Señores: CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS y ANGELO JIMMY LAINEZ DEL PEZO, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ H., PhD

TUTORA

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por la oportunidad que nos ha brindado para desarrollar y ejecutar este trabajo. A nuestros padres por su bendición, que nos ha guiado al éxito. Al apoyo incondicional de nuestros familiares, amigos y compañeros.

A nuestra tutora de tesis, la Dra. Marllelis Gutiérrez, por brindarnos la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo, por habernos apoyado incondicionalmente y ser guía en el desarrollo de este trabajo de titulación y al Ing. Sadi Iturralde, por sus recomendaciones y el tiempo que nos dedicó.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a la facultad ciencias de la ingeniería, a la carrera de Ingeniería en Petróleos y al grupo de docentes, quienes impartieron sus conocimientos, base fundamental de nuestra formación como profesionales.

CONTENIDO

Pág.

Tabla de contenido

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT.....	xvii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	18
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	18
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	18
1.3. ANTECEDENTES.....	19
1.4. HIPÓTESIS.....	20
1.5. OBJETIVOS.....	21
1.5.1. Objetivo General	21
1.5.2. Objetivos Específicos.....	21
1.6. ALCANCE.....	21
1.7. VARIABLES.....	22
1.7.1. Variables Dependientes	22
1.7.2. Variables Independientes.....	22
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	23
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	23
2.1.1. Geología Del Campo Shushufindi	24

2.2.	LITOESTRATIGRAFÍA.....	26
2.3.	FORMACIONES PRODUCTORAS.....	28
2.4.	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	30
2.4.1.	Características de las arenas productoras	30
2.4.2.	Arena productora Napo T inferior.....	31
2.5.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF_122D.....	33
2.6.	FUNDAMENTOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA.....	34
2.7.	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	34
2.7.1.	Métodos térmicos.....	34
2.7.2.	Métodos no térmicos.....	35
2.8.	PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN	35
2.8.1.	Mejorar la relación de movilidad.....	35
2.8.2.	Incrementar el Número Capilar	37
2.9.	FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	38
2.9.1.	Capilaridad	39
2.9.2.	Tensión Interfacial.....	40
2.9.3.	Eficiencia de barrido areal.....	41
2.9.4.	Eficiencia de recobro	42
2.10.	ARREGLO DE POZOS	43
2.10.1.	Tipos de arreglos	45
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		46
3.1.	PROCESO PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	46
3.1.1.	Inyección de Polímeros.....	46
3.1.2.	Clasificación de los polímeros.....	46
3.1.3.	Características de los polímeros	47
3.1.4.	La retención de polímeros.....	47
3.1.5.	Adsorción y entrapamiento del polímero	47
3.1.6.	Degradación del polímero	48
3.2.	POLIACRILAMIDA.....	49
3.2.1.	Poliacrilamida en la industria petrolera.....	50
3.2.2.	Datos y características del polímero a inyectar	50

3.3.	MODELAMIENTO ESTÁTICO	51
3.3.1.	Modelado de la arena T inferior	51
3.4.	CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL RESERVORIO	53
3.4.1.	Ingreso de componentes.....	53
3.4.2.	Ingreso de fracciones molares	54
3.4.3.	Ajuste de la presión de saturación	54
3.4.4.	Caracterización de las propiedades y componentes del polímero	55
3.5.	SIMULACIÓN DE LA ARENA T INFERIOR	56
3.5.1.	Inicialización del simulador	56
3.5.2.	Descripción del yacimiento, creación de la malla	57
3.5.3.	Propiedades de la roca	58
3.5.4.	Importación del modelo WINPROP en BUILDER.....	59
3.5.5.	Interacción roca-fluido.....	60
3.5.6.	Condiciones iniciales del yacimiento	61
3.5.7.	Pozos y fechas de simulación	61
3.5.8.	Fecha de simulación	62
	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	64
4.1.	TASA DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF_122D	64
	CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
5.1.	CONCLUSIONES	68
5.2.	RECOMENDACIONES	70
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
	ANEXOS.....	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Campo Shushufindi (MORILLO, 2019).....	23
FIGURA 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (GARZÓN, 2019).....	25
FIGURA 3. Columna estratigráfica del Campo Shushufindi (GARZÓN, 2019).	27
FIGURA 4. Mapa estructural de la Arenisca T del campo Shushufindi, (Morillo, 2019).	32
FIGURA 5. Histórico de producción del pozo SSF_122D (ELABORACION PROPIA)	34
FIGURA 6. Proceso de inyección de agua con razón de movilidad desfavorable (a), comparación de la inestabilidad viscosa entre la inyección de agua (b) y la del polímero (c) (CRAIF, F.)	37
FIGURA 7. Capilaridad (SALAGER, 2005)	40
FIGURA 8. Fuerzas de tensión y ángulos de contacto en un sistema trifásico (SALAGER, 2005)	41
FIGURA 9. Tipos de arreglos de pozos (ESCOBAR, 2008).....	44
FIGURA 10. Esquema del proceso de inyección de polímeros (GARCIA, MOLINA, 2019).	46
FIGURA 11. Fórmula general de la poliacrilamida (GARCIA, MOLINA, 2019).....	49
FIGURA 12. Importación del mapa de contornos a GMSH (GMSH, 2022).....	52
FIGURA 13. Puntos generados en GMSH (GMSH, 2022).	53
FIGURA 14. Ingreso de las componentes a WINPROP (CMG, 2021).....	54
FIGURA 15. Fracciones moles presentes en la Arena T inferior (CMG, 20221)	54
FIGURA 16. Presión de Saturación (CMG, 2021)	55
FIGURA 17. Generación del Polímero de alto peso molecular (CMG, 2021)	56
FIGURA 18. Ventana de selección del modelado (CMG, 2021)	57
FIGURA 19. Ventana de modelado de la malla (CMG, 2021)	58
FIGURA 20. Ventana de ingreso de las propiedades de la matriz (CMG, 2021).	58
FIGURA 21. Ventana de ingreso de Compresibilidad (CMG, 2021)	59

FIGURA 22. Ventana de importación del modelo Winprop en Builder (CMG, 2021)	60
FIGURA 23. Datos de permeabilidades relativas generadas por correlaciones (CMG,2021)	60
FIGURA 24. Ventana de las condiciones iniciales del reservorio (CMG, 2021)	61
FIGURA 25. Ventana de creación del pozo productor (CMG, 2021)	62
FIGURA 26. Ventana de creación del pozo inyector (CMG, 2021)	62
FIGURA 27. Ventana de estimación de fecha a simular (CMG, 2021)	63
FIGURA 28. Tasa de producción de oil a lo largo de la simulación (CMG, 2021)	64
FIGURA 29. Tasa de producción de agua – oil	65
FIGURA 30. Corte de agua en el pozo SSF-122D	65
FIGURA 31. Factor de recobro del petróleo	66
FIGURA 32. Comportamiento de la presión de la presión en el pozo inyector (Elaboración propia)	67
FIGURA 33. Acumulación de gas en el pozo Productor (CMG, 2021)	74
FIGURA 34. Curva de R_s vs P – B_o vs P (CMG, 2021)	75
FIGURA 35. Curva $Vis O$ vs P – $Vis G$ vs P (CMG, 2021)	76
FIGURA 36. Curva k_{rw} vs S_w – k_{row} vs S_w (CMG, 2021)	77
FIGURA 37. Vista 3D del mallado de la simulación (CMG, 2021)	78
FIGURA 38. Vista 2D del Pozo Productor y Pozo Inyector (CMG, 2021)	79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. Características de las arenas de interés (SALAZAR, 2014).....	31
TABLA 2. Características y propiedades de los fluidos (SALAZAR, 2014)	33
TABLA 3. Histórico de producción del pozo SSF_122D (EP PETROECUADOR, 2023)	34
TABLA 4. Datos y características del polímero (PAM) (SALAZAR A,2014)	50

“EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE UN POLÍMERO DE ALTO PESO MOLECULAR PARA MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO DEL POZO SSF_122DTI DEL CAMPO SHUSHUFINDI”

Autores: Cristhian Ezequiel Reyes Arias

Angelo Jimmy Lainez Del Pezo

Tutor: Marllelis Gutiérrez H.

RESUMEN

El campo Shushufidi resulta ser uno de los más grandes e importantes para el país, tomando en cuenta cada una de las consideraciones y factores que envuelven este yacimiento petrolífero. Se planteó como objetivo de estudio incrementar la producción de petróleo del campo Shushufindi por medio de la inyección de un polímero de alto peso molecular para aumentar el factor de recobro en el mismo. Para esto se evaluaron las condiciones necesarias y óptimas para incrementar la viscosidad del agua en el yacimiento y mediante este proceso, lograr mejorar la razón de movilidad del petróleo. Los resultados arrojados posterior a los procesos de simulación, indican una mejora de hasta el 12% más del valor de factor de recobro inicial. Se logró comprobar la eficiencia que tiene la Poliacrilamida (PAM), para poder realizar un estudio con la posibilidad de alargar la vida de un yacimiento que aún tenga reservas probadas. Así mismo, se prueba que con las características del campo es posible aplicar técnicas de recuperación mejorada a otros pozos condiciones similares.

PALABRAS CLAVE: SIMULACIÓN / POLIACRILAMIDA / POLÍMERO / FACTOR DE RECOBRO / SHUSHUFINDI

**“EVALUATION OF THE DISPLACEMENT OF A HIGH
MOLECULAR WEIGHT POLYMER TO MAXIMIZE THE
RECOVERY FACTOR OF THE SSF_122DTI WELL OF THE
SHUSHUFINDI FIELD”**

Authors: Cristhian Ezequiel Reyes Arias

Angelo Jimmy Lainez Del Pezo

Tutor: Marllelis Gutiérrez H.

ABSTRACT

The Shushufidi field turns out to be one of the largest and most important for the country, taking into account each of the considerations and factors that surround this oil field. The objective of the study was to increase the oil production of the Shushufindi field through the injection of a high molecular weight polymer to increase the recovery factor in it. For this, the necessary and optimal conditions were evaluated to increase the viscosity of the water in the reservoir and through this process, improve the oil mobility ratio. The results obtained after the simulation processes indicate an improvement of up to 12% more than the initial recovery factor value. It was possible to verify the efficiency of Polyacrylamide (PAM), in order to carry out a study with the possibility of extending the life of a deposit that still has proven reserves. Likewise, it is proven that with the characteristics of the field it is possible to apply improved recovery techniques to other wells with similar conditions.

***KEYWORDS: SIMULATION / POLYACRYLAMIDE / POLYMER / RECOVERY
FACTOR / SHUSHUFINDI***

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La recuperación mejorada en el Oriente se ha vuelto cada vez más importante debido al agotamiento de los campos petroleros y a la necesidad de aprovechar al máximo los recursos existentes. Al implementar técnicas avanzadas, es posible aumentar significativamente la producción y prolongar la vida útil de estos. Se basa en un conjunto de técnicas y tecnologías utilizadas para aumentar el factor de recobro. Esta región es conocida por tener una gran cantidad de reservas, pero la extracción de este recurso puede ser desafiante debido a la complejidad geológica y las características del yacimiento.

La recuperación mejorada se utiliza cuando los métodos convencionales, como recuperación primaria y secundaria, no son suficientes para extraer el petróleo del yacimiento. Es por lo que hoy, la técnica de inyección de polímeros es una alternativa a considerar para el pozo SSF_122, debido a que este pozo se encuentra produciendo desde 2008, y al pasar de los años se ha notado el agotamiento de su energía.

La inyección de polímeros es un proceso utilizado en la recuperación mejorada de petróleo, que consiste en mejorar la eficiencia de extracción del mismo; implicando analizar los desafíos y las oportunidades asociados con esta técnica en particular. Este pozo se caracteriza por su importancia en la industria. (SALAZAR A, 2014)

1.2. JUSTIFICACIÓN

Los procesos de inyección del polímero (Poliacrilamida), en el pozo SSF_122 del campo Shushufindi se basa en varios factores clave que demuestran su importancia y beneficios en la industria petrolera. Estos procesos son utilizados para mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo y maximizar la producción en este pozo.

Uno de los principales motivos para utilizar la inyección del polímero en el pozo SSF_122 del campo Shushufindi, es debido a la declinación de la presión de fondo fluyente, ya que, lleva muchos años en operación y producción, de acuerdo con la información recabada.

Este pozo tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, por lo que necesita una estimulación para aumentar el factor de recobro. (ROSETO V., 2013).

La inyección del polímero es fundamental para mejorar la recuperación de petróleo en este pozo, que es de gran calidad (31° API), y además por que aún quedan reservas probadas de 2 160 460 BF, producción acumulada de 1 138 610 y reservas remanentes de 1 021 850 de petróleo insitu. (SALAZAR A., 2014).

1.3. ANTECEDENTES

El Campo Shushufindi tiene cinco formaciones productoras: Napo T Inferior, Napo T Superior, Napo U Inferior, Napo U Superior y Basal Tena. Los reservorios principales son las areniscas, Napo T Inferior y Napo U Inferior que han aportado más del 90% de la producción acumulada hasta la fecha. En estos dos reservorios el principal mecanismo de producción es la intrusión de agua o empuje hidráulico gracias a los acuíferos laterales asociados a estos niveles.

La Formación Napo está ubicada sobre la formación Hollín y limita con una reducida discordancia de tipo erosional con la formación Tena. Está constituida por una sucesión de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras, su ambiente de depositación es marino, por este motivo se deduce que es una excelente roca madre. Su profundidad es de aproximadamente 9380 pies.

El pozo SSF_122, produce de la formación Napo T Inferior, la cual, se encuentra constituida por areniscas cuarzosas, con impregnaciones de lutitas, con óptimas características para el depósito de hidrocarburo, es poroso y permeable. Proviene de facies

de canales de marea, planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de arena de marea. Se puede observar una significativa concentración de las facies de canales en la zona sur del campo.

Por tal motivo, se busca la optimización del campo se realice a través de un conjunto de procesos y acciones que permiten la modernización y rejuvenecimiento del pozo SSF_122D, mediante la aplicación de tecnologías y procesos los cuales ayudan a aumentar:

- El factor de recuperación del reservorio por la aplicación de polímero de alto peso molecular.
- La vida útil del campo a través de la incorporación de reservas.
- La eficiencia operativa mediante la innovación tecnológica y prácticas de excelencia.

1.4. HIPÓTESIS

Se plantea que la inyección de polímero en el pozo SSF_122D del campo Shushufindi puede mejorar la producción de petróleo debido a la alta permeabilidad, baja viscosidad y distribución heterogénea del yacimiento. Se requieren estudios de simulaciones numéricas de yacimientos para demostrar la eficiencia de este polímero.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Evaluar el desplazamiento de un polímero de alto peso molecular mediante simulación numérica del pozo ssf_122dti del campo Shushufindi.

1.5.2. Objetivos Específicos

1. Caracterizar las propiedades físicas y químicas del pozo SSF_122.
2. Analizar el comportamiento y efectividad de la inyección del polímero en el pozo SSF_122.
3. Establecer las condiciones físicas del reservorio en el proceso de inyección del polímero de alto peso molecular del pozo SSF122.
4. Determinar la eficiencia del desplazamiento del petróleo, aumentando la viscosidad del agua presente en el yacimiento.
5. Evaluar los resultados obtenidos de la inyección del polímero mediante simulación numérica de yacimientos.

1.6. ALCANCE

En el campo Shushufindi, se han llevado a cabo diversos estudios y pruebas piloto para evaluar la viabilidad y eficacia de la inyección de polímeros. Estos estudios han demostrado que esta técnica puede aumentar significativamente la producción de petróleo, especialmente en zonas donde existe una alta permeabilidad o donde se presentan problemas de movilidad del petróleo.

Además, la inyección de polímeros también puede ser utilizada para controlar problemas relacionados con la conificación del agua. La conificación del agua es un fenómeno que ocurre cuando el agua presente en el yacimiento se desplaza hacia los pozos productores, reduciendo la eficiencia de la producción de petróleo. Mediante la inyección de polímeros, es posible formar una barrera que evite el flujo del agua hacia los pozos, lo que ayuda a controlar este problema y mejorar la eficiencia de la producción.

Es importante destacar que la implementación de la inyección de polímeros en el pozo SSF_122 requiere un análisis detallado de las características del yacimiento, incluyendo su permeabilidad, porosidad y saturación de agua. Además, es necesario realizar pruebas piloto para evaluar la respuesta del yacimiento a la inyección de polímeros y determinar las condiciones óptimas de operación.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variables Dependientes

- Eficiencia de la inyección del polímero
- Factor de recobro
- Viscosidad del agua

1.7.2. Variables Independientes

- Concentración del polímero
- Presión de inyección
- Tipo de polímero

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Shushufindi es un yacimiento ubicado en la provincia de Sucumbíos, en la región amazónica de Ecuador. Es considerado uno de los campos petroleros más grandes y productivos del país. Fue descubierto en 1967 por la compañía petrolera Texaco, y desde entonces ha sido una fuente clave de producción de petróleo para Ecuador, puesto que su producción ha sido constante y estable a lo largo de los años. Según datos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales del País, en 2020 el campo produjo aproximadamente 45.000 barriles de petróleo diarios. Esto representa el 25% de la producción total de petróleo del país, contribuyendo significativamente al PIB del país y proporciona empleo a miles de personas en la región (MORILLO, 2019).

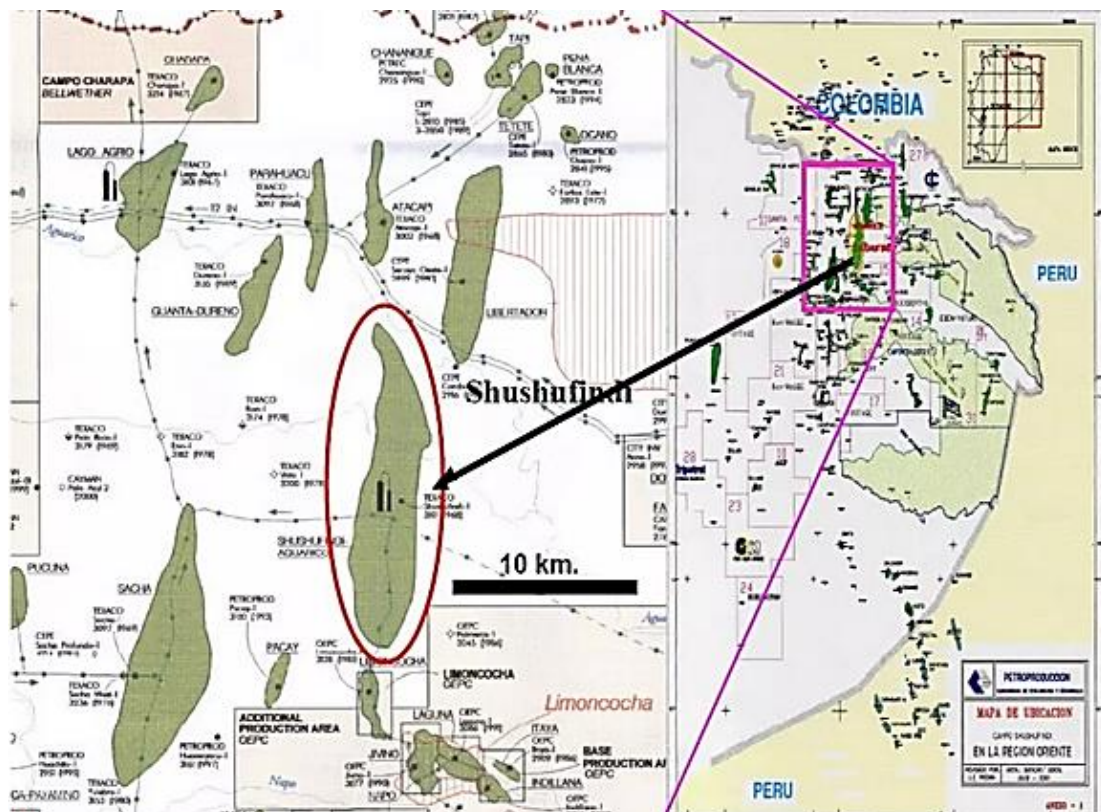


FIGURA 1. Campo Shushufindi (MORILLO, 2019)

El campo Shushufindi se encuentra aproximadamente a 200 kilómetros al noreste de Quito en las coordenadas geográficas aproximadas de 0.0917° de latitud norte y 76.6822° de longitud oeste. La producción se lleva a cabo mediante la extracción de petróleo, esta se transporta a través de oleoductos hasta las instalaciones de refinación y almacenamiento (MORILLO, 2019).

2.1.1. Geología Del Campo Shushufindi

El campo petrolero de Shushufindi se localiza en la cuenca del Napo, dentro de la provincia de Sucumbíos, ubicada en la región amazónica de Ecuador. La geología de esta zona está directamente vinculada a la cuenca sedimentaria del Napo, que ha sido un enfoque primordial para la búsqueda y explotación de reservas de petróleo y es uno de los campos petroleros más significativos del país y ha jugado un papel crucial en la producción petrolera de Ecuador.

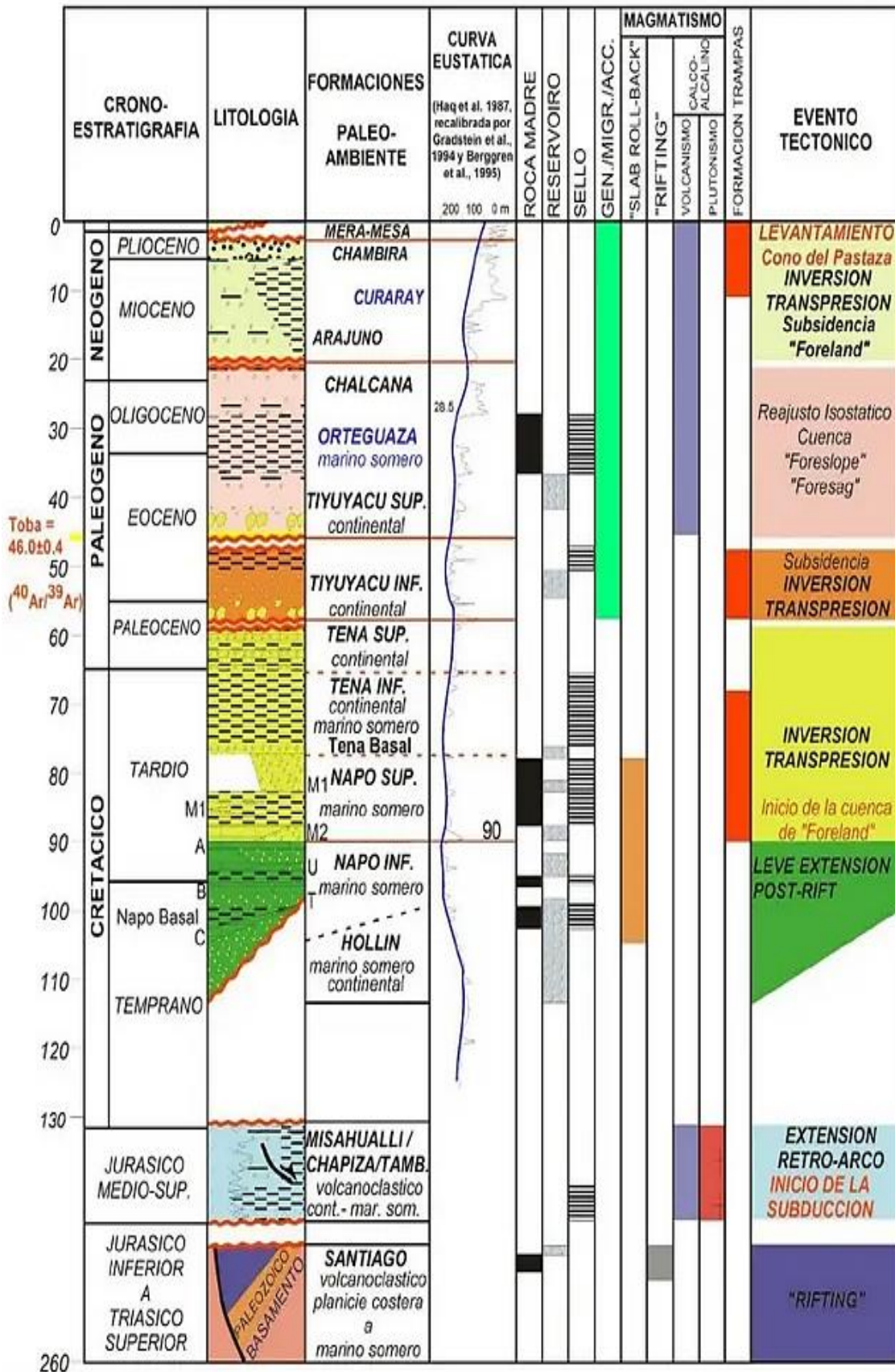


FIGURA 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (GARZÓN, 2019).

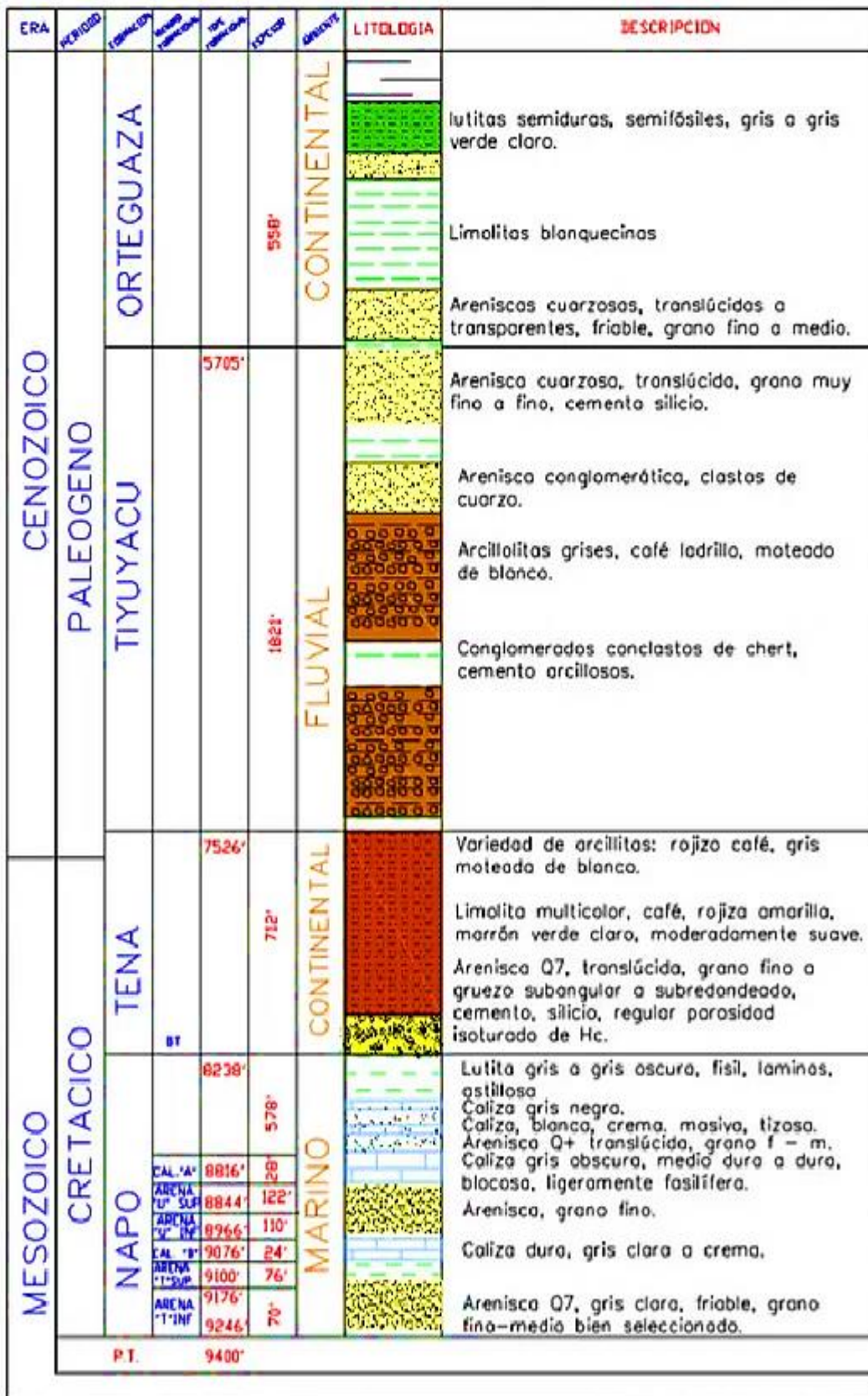
Este campo se encuentra dentro de una trampa estructural formada por una combinación de anticlinales y fallas. Los anticlinales son pliegues en las capas rocosas que forman una estructura similar a un arco, mientras que las fallas son fracturas producidas por movimientos en las formaciones.

El anticlinal principal en la zona se conoce como anticlinal Shushufindi. Se desploma aproximadamente al noroeste-sureste y está asociado a una serie de pliegues y fallas subsidiarias. Estas características estructurales han creado condiciones favorables para la acumulación y captura de hidrocarburos (SALAZAR, 2014).

2.2. LITOESTRATIGRAFÍA

El campo se ubica dentro de la Zona Subandina, que es una región de intensa actividad tectónica derivada de la colisión entre las placas de Nazca y Sudamericana. Las rocas sedimentarias de la zona se componen principalmente de areniscas, esquistos y conglomerados. Estas rocas fueron depositadas durante varios períodos geológicos, incluyendo el Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno y Plioceno (SALAZAR, 2014).

Las principales formaciones del campo petrolero Shushufindi son las areniscas pertenecientes a las formaciones Hollin y Napo. Estas formaciones son conocidas por sus excelentes propiedades de porosidad y permeabilidad, por lo que son ideales para la acumulación de hidrocarburos. La formación Hollin consiste en areniscas de arena, siltstones y esquistos, se caracteriza por una alta porosidad y permeabilidad debido a sus granos de arena bien rellenos y redondeados. La Formación Napo, por otro lado, comprende piedras arenosas predominantemente finas a medianas con diferentes cantidades de piedras de limo y esquistos.



Ing: DEB: L.B.PIEDRA/MAR/DI

ARCH: D/ADAD/COLUM-LITO.rpt

FIGURA 3. Columna estratigráfica del Campo Shushufindi (GARZÓN, 2019).

2.3. FORMACIONES PRODUCTORAS

Dentro del área del campo Shushufindi, se han llevado a cabo diversas operaciones de extracción y producción de petróleo a lo largo de los años. Algunas de las formaciones geológicas relevantes para la producción de petróleo en Shushufindi incluyen:

Formación Tena

Esta formación abarca toda la Cuenca Oriente de Ecuador y se sitúa encima de la capa de la formación Napo. Está compuesta por limolita de tonalidades que van desde el café al rojo, así como areniscas cuarzosas de tonalidades claras con un tamaño de grano que varía entre fino y medio. La matriz de esta formación está compuesta principalmente de arcilla. La Formación Tena tiene un grosor que oscila entre 1640 y 3280 pies (GARZÓN, 2019).

Basal Tena

La Formación Basal Tena constituye un depósito de respaldo. La orientación predominante de la arenisca resulta en una disminución significativa del grosor en la zona Sur-Oeste, sin embargo, se observa una mejora notable en la región Norte de Aguarico. El espesor varía entre 1 y 22 pies. Una de las complicaciones más significativas de este yacimiento radica en la presencia de una estructura de grano en declive (GARZÓN, 2019).

Formación Napo

Se encuentra situada encima de la formación Hollín y muestra una conexión relativamente pequeña con la formación Tena, de tipo erosional. Está compuesta por una secuencia de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas ricas en calcio y lutitas oscuras. Su ambiente de formación es marino, lo que sugiere que es una roca madre altamente efectiva. Su profundidad alcanza aproximadamente los 9380 pies (Quirumbay, Tomalá. 2023).

Los reservorios U y T comparten similitudes tanto en composición como en origen, ya que están compuestos principalmente por areniscas de grano fino. Aunque son relativamente continuos, presentan restricciones en términos de permeabilidad tanto en direcciones transversales como longitudinales. (Quirumbay, Tomalá. 2023).

Arena U Superior

Se encuentra formada por areniscas, con una leve presencia de lutitas. La presencia de gran cantidad de arcilla disminuye sus condiciones de roca reservorio. Se puede observar que esta unidad ha sido depositada bajo un ambiente de plataforma marina somera que se une precisamente en el eje norte- sur. Además, se aprecia que en esta arena existe la presencia de glauconita la cual oculta la resistividad en los registros eléctricos (SALAZAR A, 2014).

Arena U Inferior

Está constituida por areniscas de matriz arcillosa con interacciones de lutitas. Proviene de un ambiente de depositación de facies de canales de marea. Su espesor está comprendido entre 20 y 100 pies y se puede observar que tanto al sur como al norte del campo existe una tendencia de depositación en la dirección Este-Oeste (SALAZAR A, 2014).

Arena T Superior

Está formada por areniscas cuyos poros están cubiertos por arenisca o limo y posible cementación de cuarzo. Esta arena tiene un comportamiento semejante a la arena U superior debido a que fue depositada en un ambiente de plataforma marina somera y arenosa de marea.

La inclinación general que se observa es de facies de planicie arenosa, concentrada notablemente en un sentido Norte-Sur, en el límite más oriental de la cuenca.

Arena T inferior

Se encuentra constituida por areniscas cuarzosas, con impregnaciones de lutitas, con óptimas características para el depósito de hidrocarburo, es poroso y permeable. Proviene de facies de canales de marea, planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de arena de marea (GARZÓN, 2019).

Se puede observar una significativa concentración de las facies de canales en la zona sur del campo.

Formación Hollín

Esta formación está ubicada por encima de la formación Misahuallí y en contacto bajo la formación Napo. Se encuentra aproximadamente a 9875 pies de profundidad y tiene un espesor de alrededor de 390 pies. Esta formación está formada por arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, con una matriz silíceo (GARZÓN, 2019).

Presenta un acuífero de fondo por lo que posee un mecanismo de empuje hidráulico.

2.4. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

La evaluación de las propiedades del petróleo es un paso importante en la industria de hidrocarburos, ya que suministran datos esenciales sobre la composición y calidad del crudo. Estas especificaciones desempeñan un papel vital en la planificación de la producción, el diseño de infraestructuras y la toma de decisiones en el proceso de refinado y transformación de este.

Para ello, se detalla las siguientes características a tomarse en cuenta:

2.4.1. Características de las arenas productoras

PARÁMETROS	YACIMIENTO
-------------------	-------------------

	Basal Tena	U	T
Profundidad promedio (pies)	9250	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	16,0	52,0	48,0
Porosidad, Ø (%)	16,0	18,0	17,0
Área, A (acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30,0	53,0	53,0
Permeabilidad, k (md)	150	40 – 1100	10 - 900

TABLA 1. Características de las arenas de interés (SALAZAR, 2014)

2.4.2. Arena productora Napo T inferior

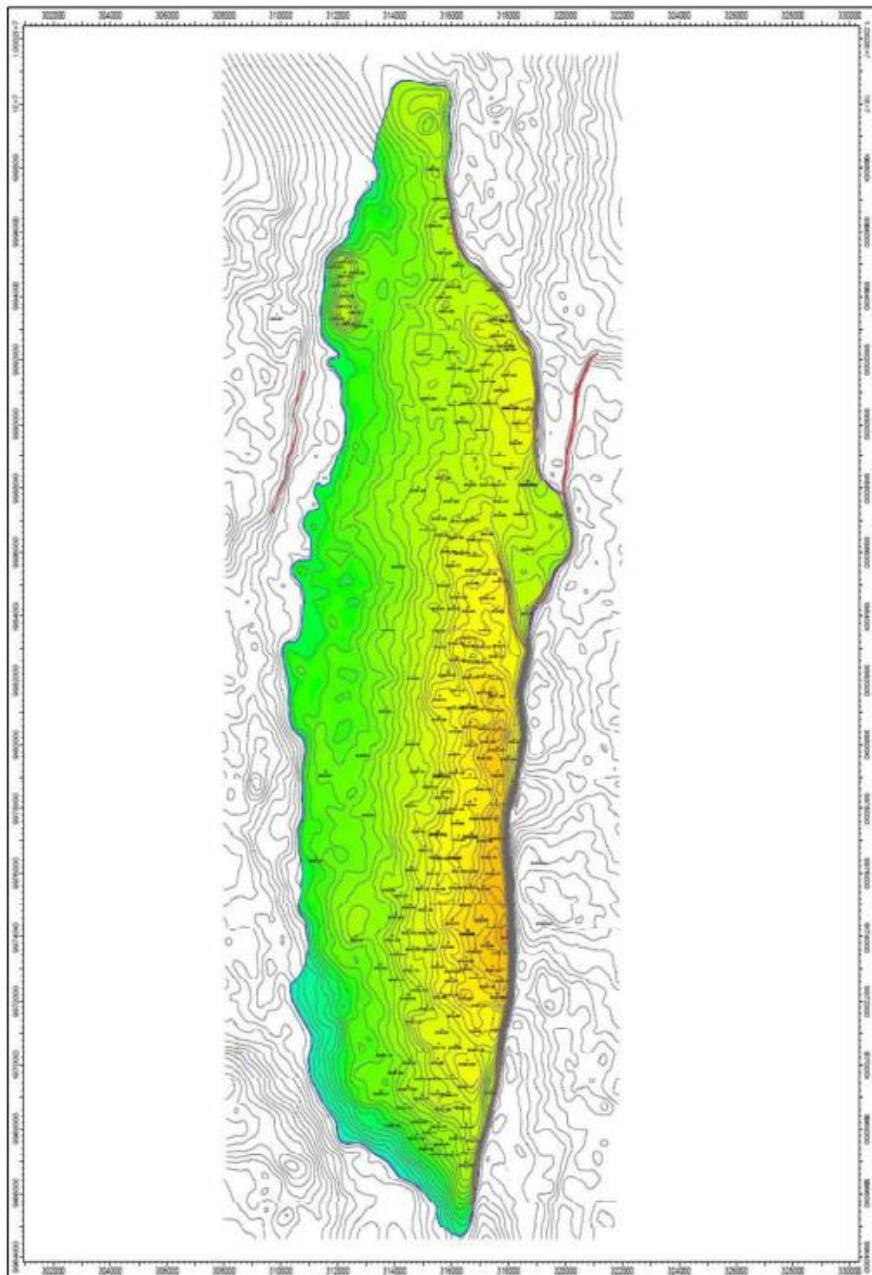


FIGURA 4. Mapa estructural de la Arenisca T del campo Shushufindi, (Morillo, 2019).

2.4.1. Características y propiedades de los fluidos

PARÁMETRO	YACIMIENTO		
	Basal tena	U	T
Presión inicial, P_i (Psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, P_b (psi)	870	1010	1053

Temperatura de formación, T (°F)	195	218	218
Gravedad específica del petróleo, (°API)	19 – 30	22,4	31,88
Factor volumétrico inicial de petróleo, Boi (BL/BF)	1,3097	1,288	1,3003
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	400	233	383
Saturación de agua inicial, Swi (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl – 1 (PPM)	65000	60000	14000
Resistividad del agua, Rw @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,25 – 0,5		
Compresibilidad del petróleo, Co (psi ⁻¹)	7,756 x 10 ⁻⁶		
Gravedad específica del gas, yg	0,65		

TABLA 2. Características y propiedades de los fluidos (SALAZAR, 2014)

2.5. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF_122D

El pozo SSSF_122 se encuentra activo desde el año 2008, por lo que su tasa de producción está en descenso debido a que la presión de fondo fluyente no es la suficiente para levantar el fluido por la sarta de producción. (SALAZAR A, 2014)

A continuación, se presenta datos de producción del pozo,

DATE (YEARS)	PROD. WELL (BDP)
2008	2150
2009	2150
2010	3000
2011	2700
2012	2461
2013	2344
2014	2208
2015	2066
2016	2171

2017	2389
2018	2128
2019	2057
2020	1810
2021	2050
2022	1930
2023	1800

TABLA 3. Histórico de producción del pozo SSF_122D (EP PETROECUADOR, 2023)

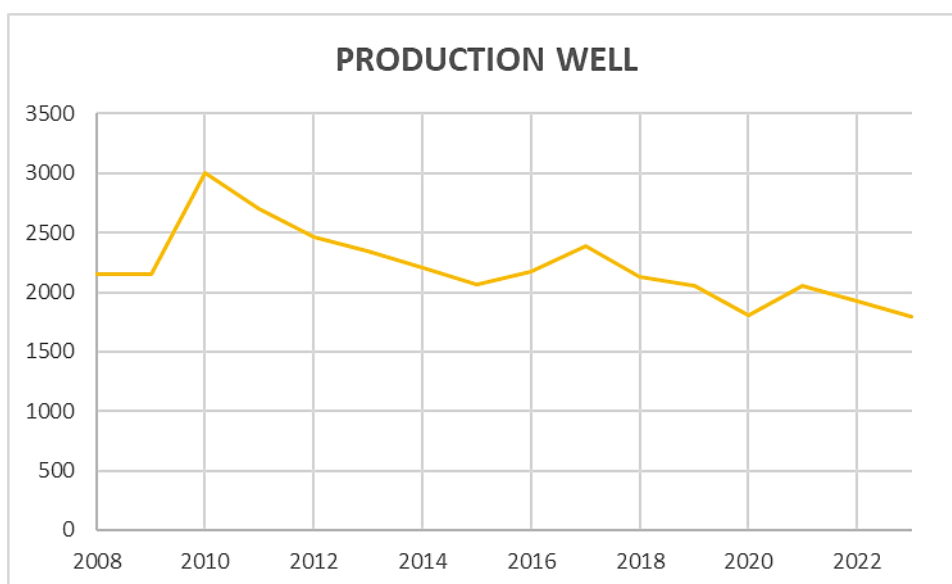


FIGURA 5. Histórico de producción del pozo SSF_122D (ELABORACION PROPIA)

2.6. FUNDAMENTOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada es crucial para maximizar la extracción de petróleo de un yacimiento y puede implicar el uso de métodos como la inyección de agua caliente, vapores o productos químicos para desplazar el petróleo residual hacia los pozos productores.

2.7. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.7.1. Métodos térmicos

- a) Inyección Cíclica de Vapor (huff and puff)

- b) Inyección continua de vapor (steam drive)
- c) Combustión in situ

2.7.2. Métodos no térmicos

- a) Métodos miscibles (solventes, CO₂, microemulsiones)
- b) Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos y sus mezclas.
- c) Métodos de baja tensión (surfactante)
- d) Métodos alcalinos
- e) Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas (agua viscosa)
- f) Inyección método SP
- g) Inyección método ASP (alcalino-surfactante-polímero)
- h) Microbial Enhance Oil Recovery (MEOR) (MOLINA, GARCIA, 2019)

2.8. PRINCIPIOS DE LA RECUPERACIÓN

La recuperación mejorada del petróleo se refiere a técnicas aplicadas después de la extracción primaria para aumentar la cantidad de petróleo recuperado de un yacimiento.

Un método determinado de EOR puede tener uno o más de los siguientes objetivos:

- a) Aumentar la tasa de recuperación de petróleo
- b) Mejorar la eficiencia de barrido
- c) Reducir la viscosidad del petróleo
- d) Aumentar la producción económica
- e) Mejorar la rentabilidad de los yacimientos maduros

2.8.1. Mejorar la relación de movilidad

La relación de movilidad es un concepto clave en la ingeniería de yacimientos petrolíferos que describe la capacidad relativa de dos fluidos para moverse a través de un medio

poroso, como un yacimiento de petróleo. Se representa como la razón entre la velocidad del fluido inyectado y la velocidad del petróleo desplazado.

La relación de movilidad se calcula comúnmente mediante la fórmula:

$$M = \frac{\lambda_w(\text{movilidad del agua})}{\lambda_o(\text{movilidad del petróleo})} = \frac{k_w * \mu_o}{\mu_w * k_o}$$

M: Relación de movilidad

λ : (w = agua, o = petróleo)

k: Permeabilidad efectiva del fluido

μ : Viscosidad

Si M es menor que 1, indica que el petróleo se desplaza más fácilmente que el agua, lo cual suele considerarse beneficioso. Si M es igual a 1, significa que ambos fluidos tienen la misma facilidad para desplazarse. En el caso de M mayor que 1, indica que el fluido que se está inyectando en yacimientos con alta presión, se mueve con mayor facilidad que el líquido que está siendo desplazado, es decir, el petróleo.

El objetivo es modificar esta relación para lograr que el fluido inyectado tenga una mayor capacidad de desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Esto puede lograrse de diversas formas, como:

- a) Aumento de viscosidad de agua
- b) Reducción de viscosidad del petróleo
- c) Control de presión
- d) Uso de surfactantes o agentes tensoactivos
- e) Selección adecuada de fluidos de inyección

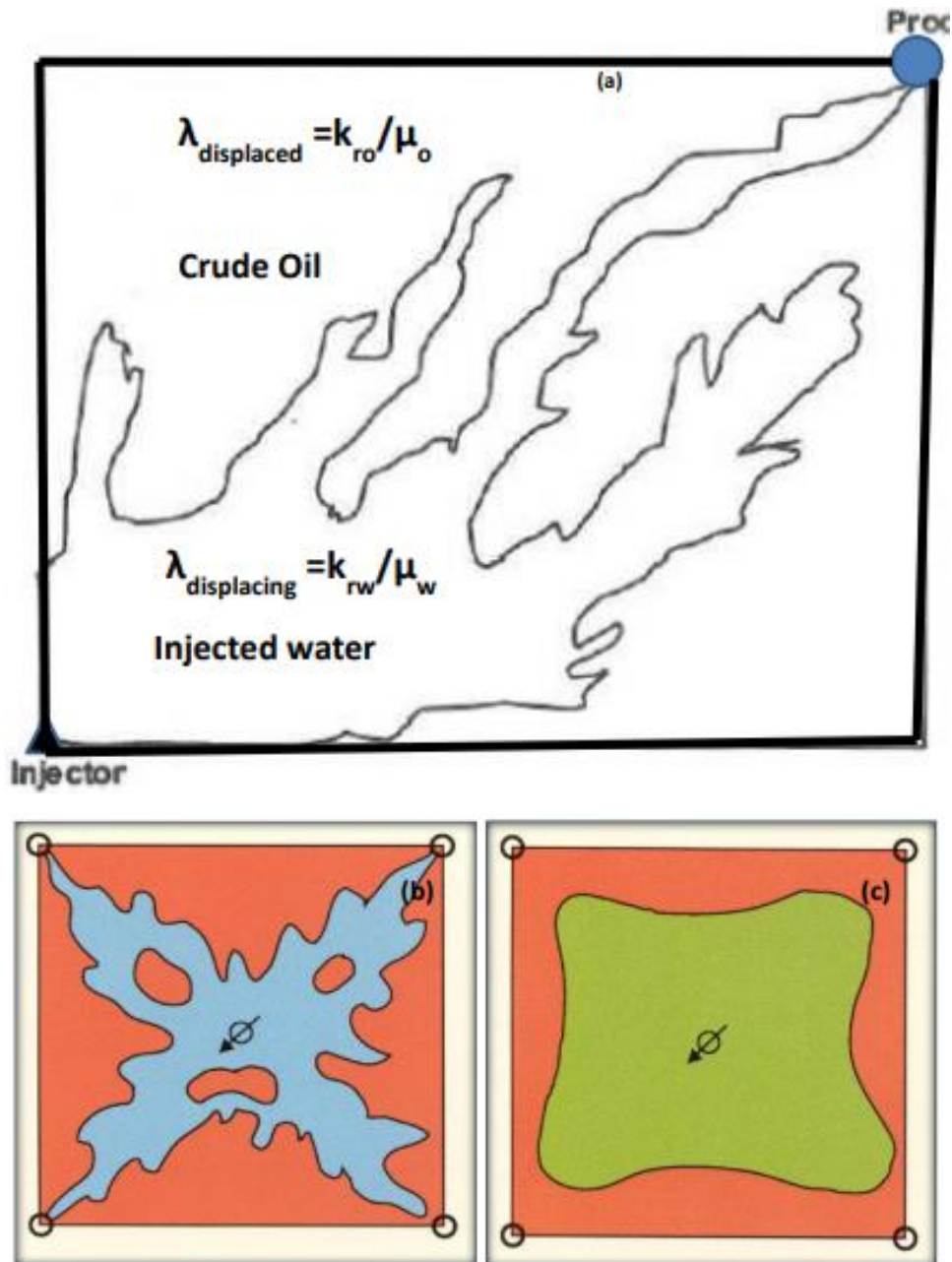


FIGURA 6. Proceso de inyección de agua con razón de movilidad desfavorable (a), comparación de la inestabilidad viscosa entre la inyección de agua (b) y la del polímero (c) (CRAIF, F.)

2.8.2. Incrementar el Número Capilar

La cantidad capilar, representada por N_c , se define como la proporción sin unidades entre la fuerza viscosa y las fuerzas capilares, expresada mediante la fórmula:

$$N_c = \frac{\mu v}{\gamma} = \frac{k\Delta p}{\gamma L}$$

Donde

μ : viscosidad del fluido desplazante

v : velocidad de poro

γ : tensión interfacial entre los fluidos desplazados y los desplazantes (agua-petróleo)

k : permeabilidad efectiva al fluido desplazado

$\Delta p/L$: gradiente de presión a través de la distancia L

2.9. FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

El propósito principal de los métodos de Recuperación Mejorada es maximizar la extracción del petróleo que permanece en el yacimiento. Los métodos que implican la inyección de productos químicos se ven mayormente influenciados por factores tales como:

- **Características del yacimiento:** La permeabilidad, porosidad, tipo de roca y la saturación inicial de petróleo son cruciales. Yacimientos con alta viscosidad del petróleo, baja permeabilidad o condiciones geológicas complejas pueden requerir enfoques específicos de EOR.
- **Método de inyección:** Los métodos de inyección, como inyección de agua, gas o productos químicos, varían en eficacia según las características del yacimiento y la fase de recuperación en que se encuentre.
- **Propiedades del fluido inyectado:** La calidad y composición del agua, gas o químicos utilizados en la inyección son importantes para mejorar la movilidad del petróleo residual.

- **Condiciones operativas:** Factores como la presión y la temperatura del yacimiento afectan la eficacia de los métodos de EOR. La variación en estas condiciones puede influir en la movilidad del petróleo.
- **Tecnología utilizada:** Avances tecnológicos en monitoreo, modelado de yacimientos, diseño de inyección y control de fluidos son fundamentales para mejorar la efectividad de la recuperación.
- **Factores económicos y medioambientales:** Consideraciones económicas, costos de implementación de EOR, así como las regulaciones medioambientales, también influyen en la elección y viabilidad de los métodos de recuperación mejorada de petróleo.

La combinación y la interacción de estos factores determinan la efectividad y la viabilidad de la implementación de la recuperación mejorada de petróleo en un yacimiento específico.

2.9.1. Capilaridad

En la industria petrolera, la capilaridad se refiere a la capacidad de los fluidos, como el petróleo crudo, el agua y el gas, para moverse a través de los poros microscópicos de las formaciones rocosas presentes en los yacimientos petrolíferos. Este fenómeno influye significativamente en la extracción y producción de petróleo.

La capilaridad afecta la movilidad de los fluidos en el subsuelo, determinando cómo el petróleo residual es desplazado y recuperado durante los procesos de extracción. Los yacimientos de petróleo suelen tener una estructura porosa donde el petróleo está retenido en porosidades diminutas. La interacción entre las fuerzas capilares, la presión del fluido y la porosidad de la roca juega un papel fundamental en la extracción eficiente de estos hidrocarburos.

La adhesión y la cohesión son dos conceptos clave en la capilaridad que tienen un impacto significativo en los procesos de extracción de petróleo.

- **Adhesión:** Se refiere a la atracción entre las moléculas de un líquido y la superficie de un material sólido. En el contexto petrolero, la adhesión juega un papel fundamental en la interacción entre el petróleo y las paredes de los poros de la roca. Cuando el petróleo se encuentra atrapado en la estructura porosa de un yacimiento, las moléculas de petróleo tienden a adherirse a las superficies de la roca circundante. Esta adhesión puede afectar la movilidad del petróleo, ya que parte del petróleo puede quedar retenido en las paredes porosas debido a esta atracción molecular.
- **Cohesión:** Es la fuerza que mantiene unidas las moléculas del mismo tipo en un líquido. En el caso del petróleo, la cohesión se refiere a la fuerza que mantiene unidas las moléculas de petróleo entre sí. Esta cohesión influye en la capacidad del petróleo para moverse en los poros estrechos de la roca. Cuanta mayor cohesión haya entre las moléculas de petróleo, más difícil será su desplazamiento a través de los poros, especialmente si las fuerzas de cohesión son más fuertes que las fuerzas de adhesión entre el petróleo y la roca circundante.

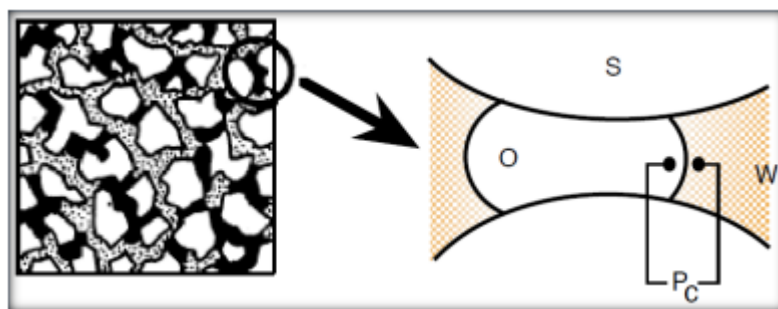


FIGURA 7. Capilaridad (SALAGER, 2005)

2.9.2. Tensión Interfacial

La tensión interfacial en la industria petrolera se refiere a la fuerza de atracción existente entre dos fases inmiscibles, como el petróleo y el agua, cuando están en contacto directo en un sistema, ya sea, un yacimiento petrolífero.

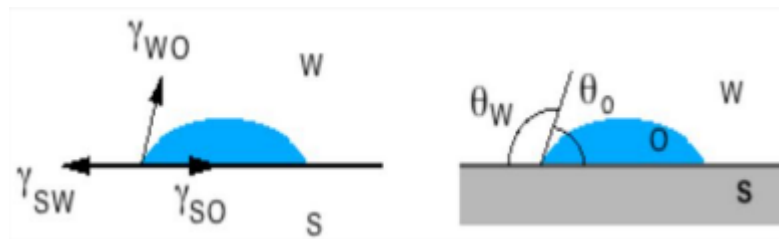


FIGURA 8. Fuerzas de tensión y ángulos de contacto en un sistema trifásico (SALAGER, 2005)

En el caso del petróleo, la tensión interfacial es relevante en diferentes etapas de la producción:

- **Extracción y Movilidad:** En los yacimientos, la tensión interfacial entre el petróleo y el agua tiene un impacto en la movilidad del petróleo. Una tensión interfacial alta puede hacer que el petróleo quede atrapado en los poros de la roca, dificultando su desplazamiento por el agua durante los procesos de extracción.
- **Procesos de Separación:** Durante la separación de fases en las instalaciones de producción, la tensión interfacial influye en la eficiencia de la separación entre el petróleo, el agua y el gas. Una tensión interfacial baja puede facilitar la separación de estos componentes en los tanques de almacenamiento o en los separadores.

La comprensión y control de la tensión interfacial es esencial para mejorar la eficiencia en la extracción y producción de petróleo. Se utilizan aditivos y técnicas específicas para reducir esta tensión interfacial, facilitando así el desplazamiento del petróleo y mejorando la eficiencia en los procesos de extracción y separación en la industria petrolera.

2.9.3. Eficiencia de barrido areal

La eficiencia de barrido areal se refiere a la medida en la que un fluido inyectado se extiende y alcanza la mayor área posible dentro del yacimiento petrolífero. Describe qué

tan efectivamente el fluido de inyección se mueve a través de la formación rocosa para desplazar y recuperar el petróleo residual.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La eficiencia de barrido areal es crucial para la eficacia de los procesos de recuperación de petróleo, ya que una alta eficiencia asegura que se alcancen áreas más extensas dentro del yacimiento, aumentando así la recuperación de petróleo. Estrategias como la optimización de la presión de inyección, la distribución adecuada de pozos y la comprensión de la geología del yacimiento son clave para mejorar esta eficiencia.

2.9.4. Eficiencia de recobro

La eficiencia de recobro en la industria petrolera es un indicador crítico que evalúa la efectividad de los métodos de extracción utilizados para recuperar el petróleo de un yacimiento. Este factor es fundamental para entender cuánto del recurso originalmente presente en el subsuelo se puede extraer. Se mide como el porcentaje de petróleo recuperado en relación con la cantidad total estimada en el yacimiento. Esta medida es crucial para determinar la rentabilidad y el éxito de un proyecto petrolero, ya que un mayor porcentaje de eficiencia de recobro significa una extracción más completa y una utilización más eficaz de los recursos.

$$E_r = E_d * E_v$$

La eficiencia de recobro se ve influenciada por varios factores. Las características geológicas del yacimiento, como la porosidad, la permeabilidad y la distribución del petróleo, impactan directamente en la cantidad de petróleo que puede ser extraída. Además, los métodos de extracción utilizados, que van desde técnicas primarias como la presión natural del yacimiento hasta métodos secundarios y terciarios más avanzados, juegan un papel crucial en esta eficiencia.

Los avances tecnológicos han sido fundamentales para mejorar la eficiencia de recobro en la industria del petróleo. La implementación de técnicas de recuperación mejorada, como la inyección de agua, gas o polímeros, así como la aplicación de métodos de fracturación hidráulica, han permitido alcanzar niveles de recobro más altos. Estas innovaciones han facilitado la extracción de petróleo residual que no podría haberse recuperado mediante métodos convencionales.

Optimizar la eficiencia de recobro es un objetivo constante en la industria petrolera. Las compañías invierten en investigación y desarrollo para mejorar continuamente los métodos de extracción, maximizando así la cantidad de petróleo recuperado de los yacimientos. El conocimiento detallado de la geología del yacimiento, la implementación de tecnologías avanzadas y la continua innovación son clave para lograr una mayor eficiencia de recobro y maximizar el aprovechamiento de los recursos petroleros.

2.10. ARREGLO DE POZOS

Un arreglo de pozo se refiere a la disposición específica de los pozos de petróleo en un yacimiento. Este arreglo se diseña estratégicamente para optimizar la extracción de petróleo y gas del subsuelo. Los arreglos de pozos pueden variar según la geología del yacimiento, la cantidad de petróleo residual y la eficacia de las técnicas de extracción utilizadas.

Existen varios tipos de arreglos de pozos comúnmente utilizados en la industria petrolera. El patrón más básico es el arreglo regular, donde los pozos están dispuestos en una cuadrícula o patrón rectangular. Este enfoque permite una cobertura más uniforme del yacimiento y facilita la implementación de métodos de inyección y extracción.

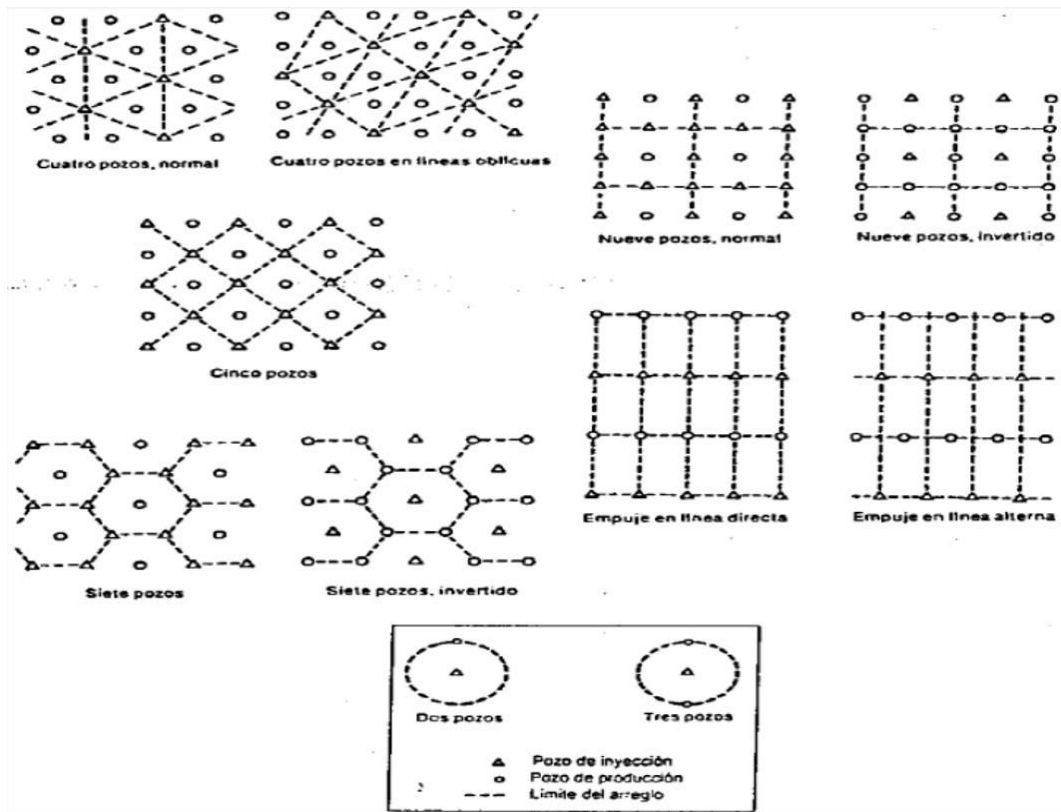


FIGURA 9. Tipos de arreglos de pozos (ESCOBAR, 2008)

Los arreglos de pozos direccionales o inclinados son utilizados en yacimientos donde la formación rocosa no es uniforme. En estos casos, los pozos se perforan en ángulos específicos para acceder a áreas que de otra manera serían inaccesibles con perforaciones verticales estándar.

Asimismo, existen los arreglos de pozos en racimo, donde varios pozos se agrupan en una ubicación específica para acceder a una zona de alto potencial productivo. Este arreglo minimiza la cantidad de espacio utilizado en la superficie y maximiza la extracción de petróleo de áreas selectas.

Los avances tecnológicos en la industria han permitido diseños más sofisticados de arreglos de pozos. La simulación computarizada, el monitoreo en tiempo real y la capacidad para adaptar rápidamente los arreglos de pozos a medida que cambian las condiciones del yacimiento han mejorado la eficiencia de extracción de petróleo y gas en todo el mundo.

2.10.1. Tipos de arreglos

Existen varios tipos de patrones de inyección:

- **Patrones de Inyección Lineal:** Aquí, el fluido se inyecta a través de una fila de pozos paralelos. Este patrón se usa comúnmente en yacimientos alineados geográficamente, permitiendo una distribución más uniforme del fluido.
- **Patrones de Inyección en Cuña:** Este patrón implica la inyección de fluido desde pozos en las esquinas de un área del yacimiento hacia pozos de producción en el centro. Busca empujar el petróleo hacia los pozos de producción.
- **Patrones Radiales:** En este caso, el fluido se inyecta desde un pozo central hacia afuera en múltiples direcciones, formando un patrón radial. Este método se usa en yacimientos circulares o de forma similar, buscando alcanzar áreas periféricas.
- **Patrones de Inyección Alternada:** Implica la inyección alterna de diferentes tipos de fluidos (agua, gas, polímeros) en ciclos predefinidos para optimizar la eficiencia de barrido y recobro.

El diseño del patrón de inyección depende de la geología del yacimiento, la permeabilidad de la roca, la viscosidad del petróleo y otros factores. El objetivo es asegurar una distribución uniforme del fluido inyectado para desplazar eficazmente el petróleo residual hacia los pozos de producción.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. PROCESO PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

3.1.1. Inyección de Polímeros

El método de inyección de polímeros se basa en la capacidad del agua para volverse más viscosa mediante la adición de un polímero soluble en ella. Esto conduce a una mejor relación de movilidad entre el agua y el petróleo, lo que a su vez mejora la eficiencia de barrido y aumenta el porcentaje de recuperación.

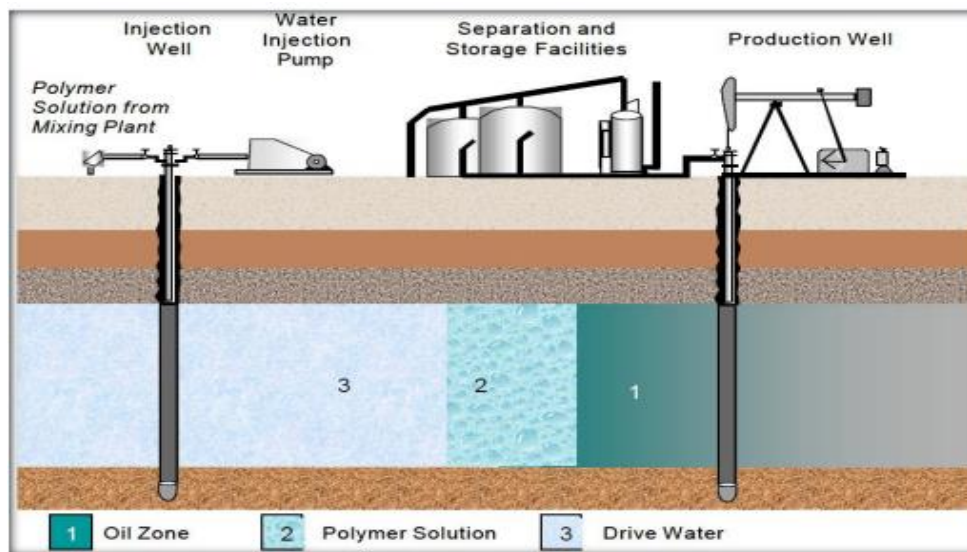


FIGURA 10. Esquema del proceso de inyección de polímeros (GARCIA, MOLINA, 2019).

3.1.2. Clasificación de los polímeros

Los polímeros se dividen según su procedencia, ya sea natural o sintética. Aunque ambos tipos se utilizan en la industria, los polímeros creados artificialmente han demostrado un desempeño superior, lo que ha llevado a su mayor adopción y aplicación en diversos campos.

Los polímeros se pueden clasificar de varias formas, algunas de las cuales son:

- a) Según su origen
- b) Según su estructura molecular
- c) Según su comportamiento frente al calor
- d) Según su uso

3.1.3. Características de los polímeros

Existen varios procesos destinados a aumentar la recuperación de petróleo mediante la reducción de la saturación de petróleo residual, trabajando esencialmente para mejorar la eficiencia del desplazamiento. Otros, en cambio, buscan alterar factores que conducen a eficiencias volumétricas bajas. Entre estos procesos se encuentra la inyección de soluciones poliméricas acuosas, cuyo objetivo es aumentar la eficiencia del barrido tanto regional como vertical al reducir la movilidad del agua.

3.1.4. La retención de polímeros

La retención de polímeros ocurre cuando estos se desplazan a través del medio poroso de una roca, donde una parte del polímero tiende a quedarse retenida. Esta retención se origina principalmente por la adsorción en la superficie de la roca porosa y por el atrapamiento físico en poros más pequeños que el tamaño de las moléculas de polímero en solución. A menudo se asume que la retención de los polímeros usados en procesos de recuperación mejorada es instantánea e irreversible.

3.1.5. Adsorción y entrapamiento del polímero

La adsorción de polímeros se refiere al proceso mediante el cual moléculas de polímero se adhieren o se unen a la superficie de un sólido, como partículas minerales o la matriz porosa de una roca. Esta interacción se produce debido a fuerzas físicas y químicas entre las moléculas del polímero y los sitios activos en la superficie del sólido.

La adsorción del polímero puede ocurrir por diferentes mecanismos, como:

- a) Adsorción física o fisiosorción
- b) Adsorción química o quimiosorción

La adsorción de polímeros en superficies sólidas puede afectar diferentes propiedades, como la movilidad de los polímeros en medios porosos, la permeabilidad del medio, la capacidad de retención de los polímeros y su efectividad en aplicaciones específicas, como en procesos de recuperación mejorada de petróleo.

El entrapamiento del polímero se refiere a la situación en la que las moléculas de polímero quedan atrapadas o retenidas en los poros más pequeños de una matriz porosa, como la estructura de una roca en un yacimiento petrolífero o un medio poroso en aplicaciones industriales.

Esto ocurre cuando las moléculas de polímero son demasiado grandes para pasar a través de ciertos poros, quedando atrapadas en ellos. Estos poros más pequeños pueden tener dimensiones que impidan el paso libre de las moléculas de polímero, causando su retención en esas áreas.

El entrapamiento del polímero puede afectar la eficacia de ciertos procesos, como la recuperación mejorada de petróleo, ya que puede reducir la movilidad de los polímeros en el medio poroso, alterando la distribución y eficiencia del barrido en el yacimiento. La combinación de la adsorción y el entrapamiento del polímero suele tener un impacto significativo en la recuperación de petróleo y en otros procesos industriales donde se emplean estos materiales.

3.1.6. Degradación del polímero

La degradación de un polímero implica cambios en su estructura molecular que resultan en la pérdida de las propiedades físicas y químicas originales. Este proceso puede

desencadenarse por múltiples factores, como la luz, el calor, la humedad, productos químicos, microorganismos o tensiones mecánicas.

La degradación de un polímero se refiere al proceso por el cual su estructura molecular se modifica, llevando a una pérdida de sus propiedades físicas y químicas originales. Esta degradación puede ser causada por diversos factores, como la exposición a la luz, el calor, la humedad, agentes químicos, microorganismos o estrés mecánico.

Hay varios tipos de degradación de polímeros:

- a) Degradación térmica
- b) Degradación fotoquímica
- c) Degradación química
- d) Degradación biológica

3.2. POLIACRILAMIDA

Las poliacrilamidas son polímeros sintéticos que pertenecen a la familia de polímeros del acrilato. Se utilizan en una variedad de aplicaciones debido a sus propiedades únicas. Están compuestas principalmente por unidades repetitivas de acrilamida.

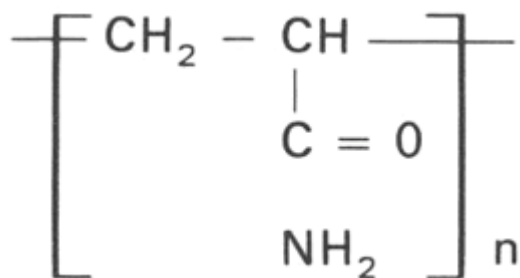


FIGURA 11. Fórmula general de la poliacrilamida (GARCIA, MOLINA, 2019).

Estos polímeros pueden ser lineales o ramificados y pueden variar en peso molecular, lo que afecta sus propiedades y usos.

3.2.1. Poliacrilamida en la industria petrolera

La poliacrilamida se usa ampliamente en la industria petrolera en procesos de recuperación mejorada de petróleo, específicamente en la técnica conocida como inyección de polímeros. Esta técnica implica la inyección de polímeros, como la poliacrilamida, en los yacimientos petrolíferos para mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo.

La poliacrilamida se utiliza en esta aplicación debido a su capacidad para aumentar la viscosidad del agua inyectada. Cuando se inyecta en los yacimientos, el agua con poliacrilamida se vuelve más viscosa, lo que reduce la movilidad del agua y permite un desplazamiento más efectivo del petróleo presente en el yacimiento. Esto lleva a una mejor recuperación de petróleo que de otro modo sería difícil de extraer.

La inyección de polímeros, como la poliacrilamida, es especialmente efectiva en yacimientos donde la movilidad del agua es alta y el petróleo se dispersa ampliamente. Al aumentar la viscosidad del agua, se controla mejor su movimiento, lo que mejora la barrida del yacimiento y aumenta la cantidad de petróleo recuperado.

Este proceso ha demostrado ser útil en la recuperación secundaria y terciaria de petróleo, ayudando a mejorar la eficiencia en la extracción de hidrocarburos, especialmente en yacimientos maduros donde la producción primaria de petróleo ha disminuido.

3.2.2. Datos y características del polímero a inyectar

Viscosidad del Polímero (cp)	10
Adsorción (ADMAXT)(mg/gr-roca)	0.109
Adsorción (ADRT)(mg/gr-roca)	0.0545
Concentración (ppm)	2000
Factor de resistencia residual	3

TABLA 4. Datos y características del polímero (PAM) (SALAZAR A,2014)

La poliacrilamida es un polímero ampliamente utilizado en diversas aplicaciones industriales debido a sus propiedades únicas. Algunas de sus características clave incluyen:

- **Alta capacidad de retención de agua:** La poliacrilamida tiene la capacidad de retener grandes cantidades de agua. Esta característica la hace valiosa en aplicaciones como la agricultura, donde se utiliza en suelos para mejorar la retención de agua y mejorar la eficiencia del riego.
- **Excelente capacidad para formar geles:** Tiene la capacidad de formar geles viscosos en solución acuosa, lo que la hace útil en la industria del petróleo para la recuperación mejorada de petróleo. Se utiliza como agente de aumento de viscosidad en la inyección de agua para mejorar la movilidad del petróleo residual en los yacimientos.
- **Propiedades reológicas:** La poliacrilamida puede modificar las propiedades reológicas de los fluidos, como la viscosidad y la fluidez. Esta característica es aprovechada en la industria del tratamiento de aguas para la clarificación y eliminación de sólidos suspendidos.
- **Compatibilidad con otros productos químicos:** Es compatible con una amplia gama de productos químicos y aditivos, lo que la hace versátil en diversas aplicaciones industriales.
- **Baja toxicidad y biodegradabilidad:** En general, la poliacrilamida posee una baja toxicidad y puede ser biodegradable en ciertas condiciones, lo que la hace más aceptable en aplicaciones ambientalmente sensibles.

3.3. MODELAMIENTO ESTÁTICO

3.3.1. Modelado de la arena T inferior

El desarrollo del modelo estático brinda una representación simplificada del yacimiento petrolífero, teniendo en cuenta las propiedades geológicas, geofísicas y de ingeniería. El objetivo es comprender cómo estas propiedades influyen en las características petrofísicas de las rocas y en el comportamiento de los fluidos durante la extracción de petróleo.

Para la creación de esta unidad geológica se procede con la digitalización de una porción de la arena T inferior considerando los pozos que esta región contiene, mediante el software GMSH. Para realizar este proceso se debe tener un mapa de isópacas del yacimiento a simular. A continuación, se brinda a detalle el proceso: Se importa la imagen del mapa de contorno a GMSH.

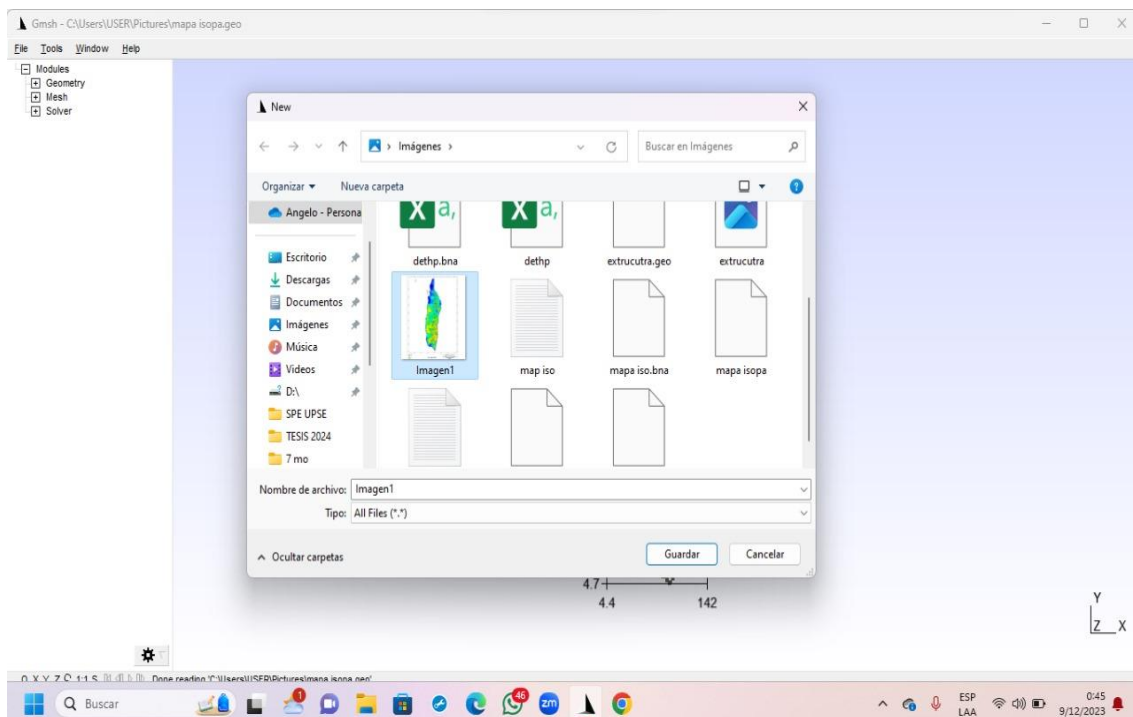


FIGURA 12. Importación del mapa de contornos a GMSH (GMSH, 2022).

Posterior a esto, se utiliza la herramienta “points”, la cual generará valores en un plano cartesiano para “x” y para “y”.

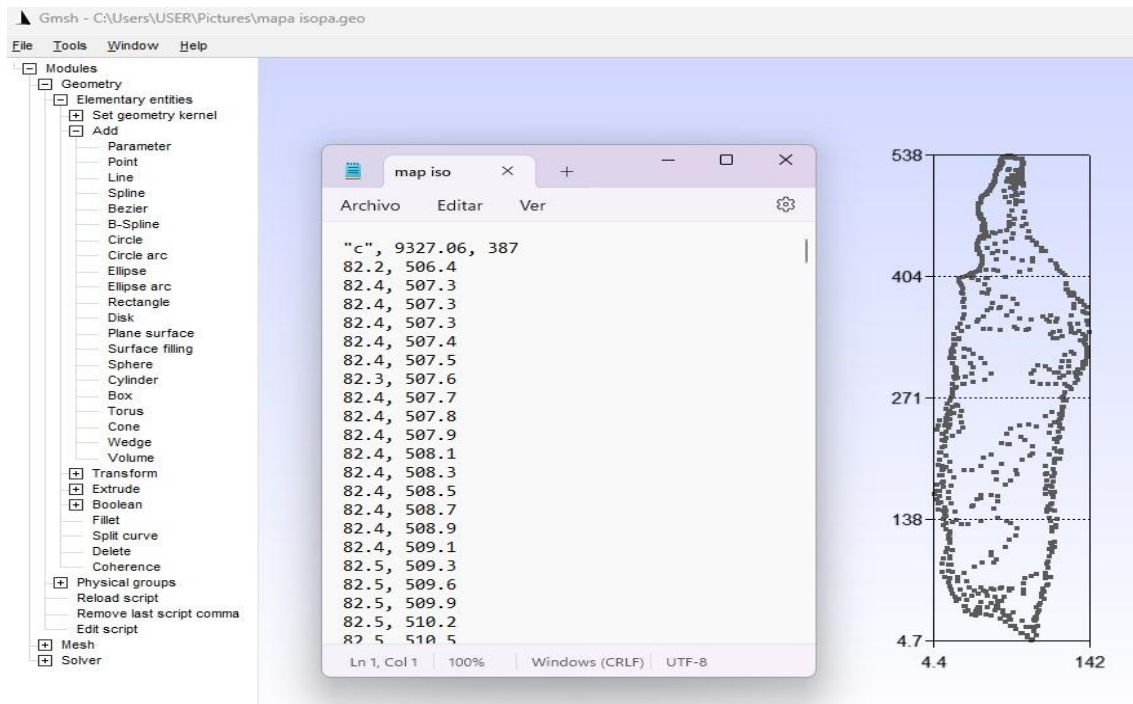


FIGURA 13. Puntos generados en GMSH (GMSH, 2022).

3.4. CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL RESERVORIO

Para poder caracterizar los fluidos presentes en el reservorio se usó el análisis de cromatografía de los fluidos que provienen de la arena T inferior. A continuación, se detalla el proceso realizado:

3.4.1. Ingreso de componentes

Se ingresa la temperatura del reservorio, los componentes y características necesarias para realizar el proceso de simulación.

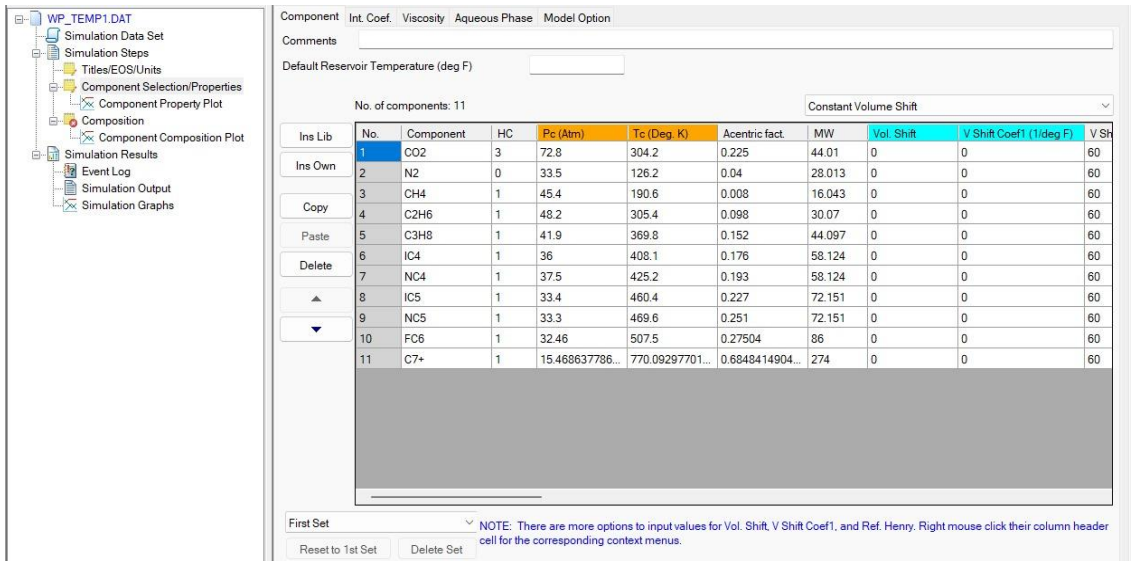


FIGURA 14. Ingreso de las componentes a WINPROP (CMG, 2021)

3.4.2. Ingreso de fracciones molares

Se ingresa las fracciones molares que le corresponden a cada uno de los fluidos del reservorio.

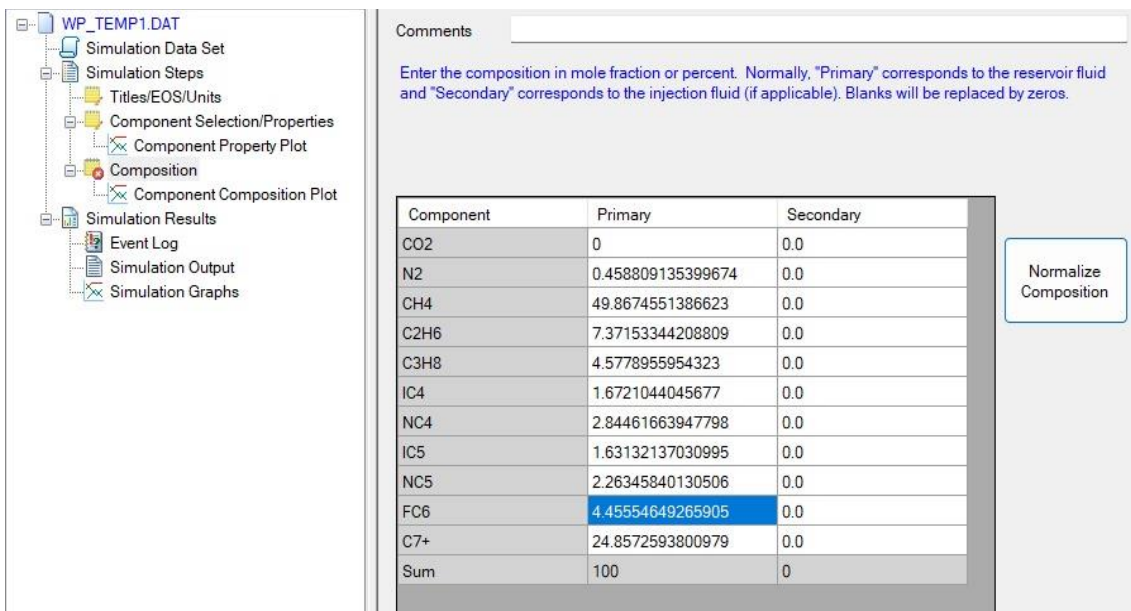


FIGURA 15. Fracciones moles presentes en la Arena T inferior (CMG, 20221)

3.4.3. Ajuste de la presión de saturación

Mediante este proceso es posible ajustar la presión de saturación a la cual se verá afectada el sistema.

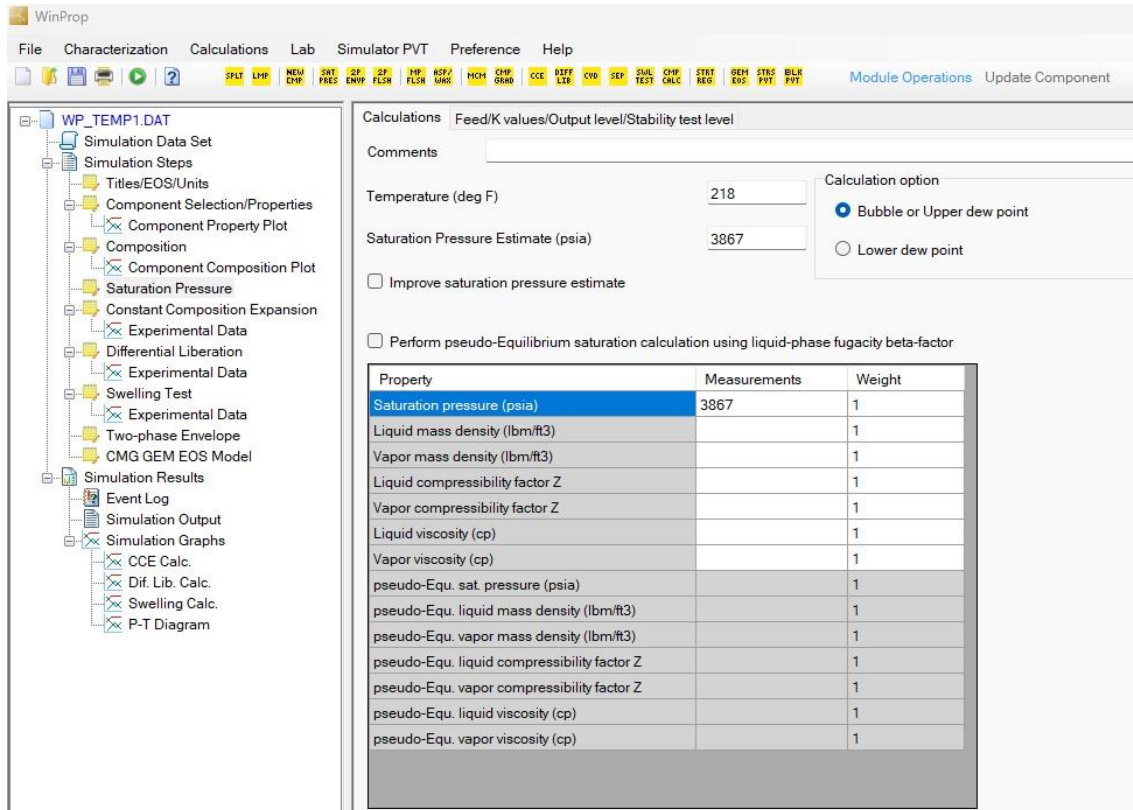


FIGURA 16. Presión de Saturación (CMG, 2021)

3.4.4. Caracterización de las propiedades y componentes del polímero

Mediante este proceso es posible definir características esenciales del polímero de alto peso molecular, el cual aumentará el factor de recobro para el pozo SSFD-122.

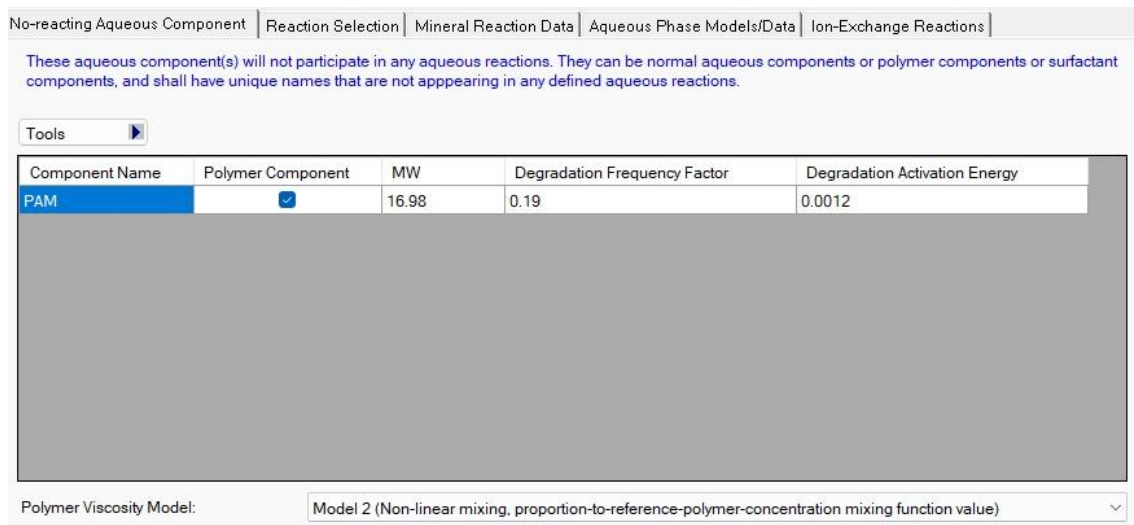


FIGURA 17. Generación del Polímero de alto peso molecular (CMG, 2021)

3.5. SIMULACIÓN DE LA ARENA T INFERIOR

3.5.1. Inicialización del simulador

Al iniciar el programa, seleccione la aplicación "Builder" y cree un nuevo archivo. Para este estudio se eligió IMEX, el mismo modelo utilizado en todo el mundo para modelar yacimientos composicionales, químicos y no convencionales. También se seleccionan el sistema unitario y la fecha de inicialización del modelo.

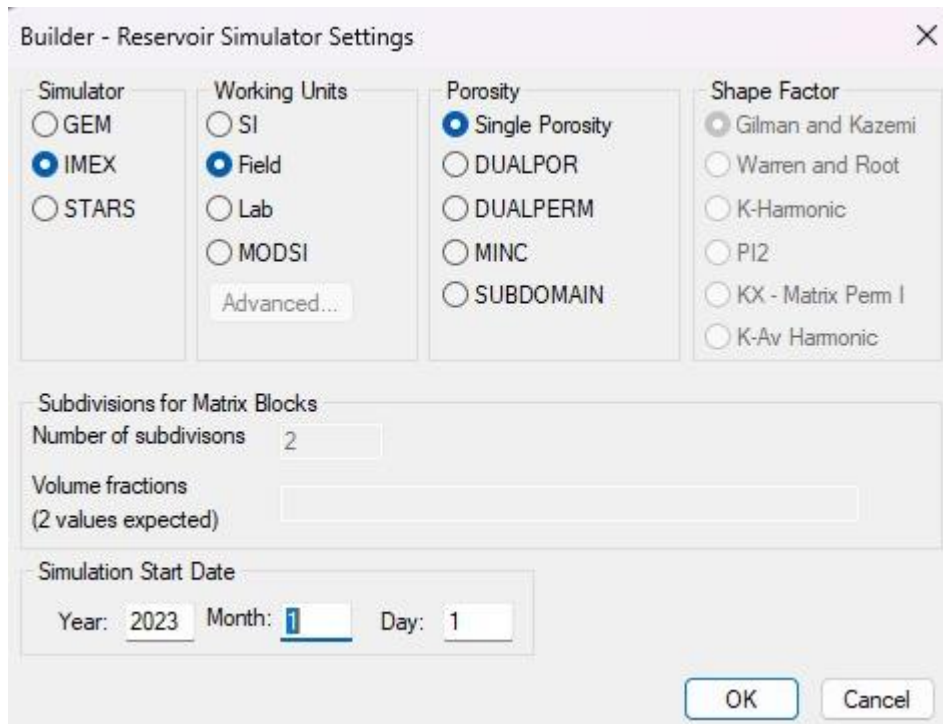


FIGURA 18. Ventana de selección del modelado (CMG, 2021)

3.5.2. Descripción del yacimiento, creación de la malla

Para el desarrollo de la malla del reservorio, se verificó que el tope de la formación se encuentra a 9249.09 pies, con un espesor de 103.96 pies. Al momento de realizar el mallado se estableció que sería de 60, 100, 4 para cada unidad en el espacio “i, j, k” respectivamente. Para poder ingresar esta data, se debe dar clic en la opción “Reservoir”, luego en “Create Grid” y finalmente se selecciona “Orthogonal Corner Point...”

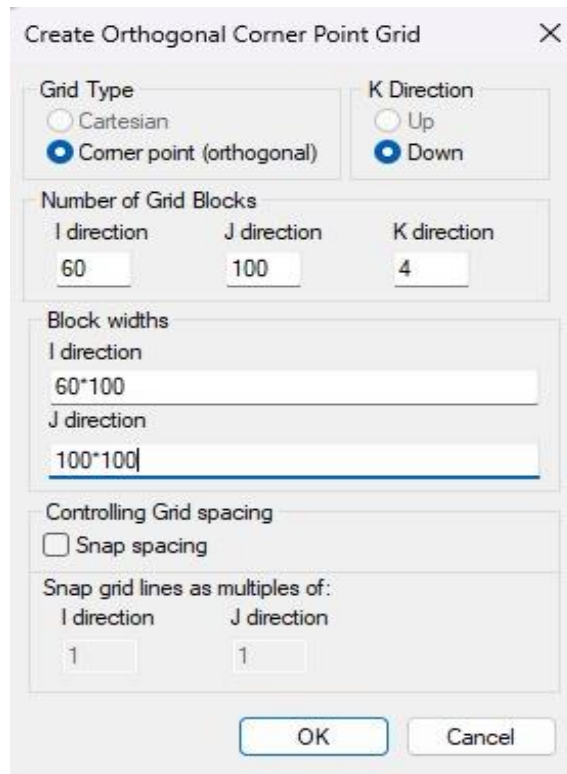


FIGURA 19. Ventana de modelado de la malla (CMG, 2021)

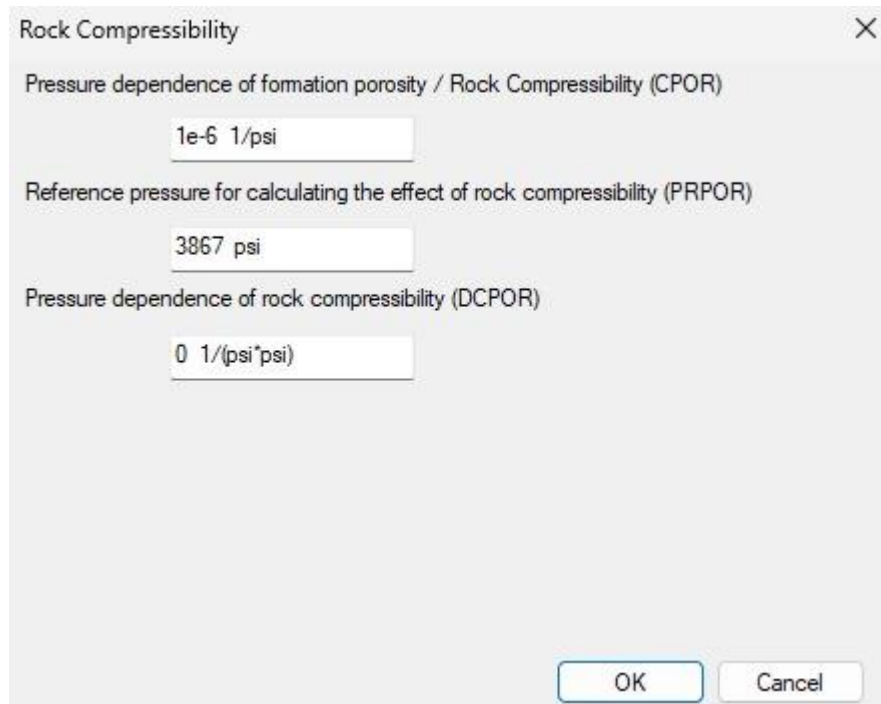
3.5.3. Propiedades de la roca

Se debe introducir las propiedades de la roca desde la pestaña “Reservoir”, dándole clic en la casilla “Grid top” y se procede a colocar los valores correspondientes de profundidad donde colocamos el tope de la formación o de la arena productora dentro de la casilla aun costado de “Layer 1” y además, se agregan datos importantes de la matriz como, porosidad, permeabilidad, espesores “Grid Thickness”, entre otros datos que ofrezca dicha matriz para determinar un mejor diseño para la simulación.

General Property Specification					
Edit Specification					
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J
UNITS:	ft	ft		md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X
Whole Grid			0.18	60	60
Layer 1	9249.09	25.99			
Layer 2		25.99			
Layer 3		25.99			
Layer 4		29.99			

FIGURA 20. Ventana de ingreso de las propiedades de la matriz (CMG, 2021).

Posterior a este proceso, se establecen las condiciones para la compresibilidad de la roca, donde se ingresan las presiones referentes de la Arena.



Rock Compressibility

Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)

1e-6 1/psi

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

3867 psi

Pressure dependence of rock compressibility (DCPOR)

0 1/(psi*psi)

OK Cancel

FIGURA 21. Ventana de ingreso de Compresibilidad (CMG, 2021)

3.5.4. Importación del modelo WINPROP en BUILDER

Para importar el modelo creado en WinProp, se da clic en la sección “Components”, y luego en “Import WinProp-generated Model” y se selecciona el archivo “WP_TEMP1” que anteriormente se creó en la aplicación WinProp y se guardó con dicho nombre.

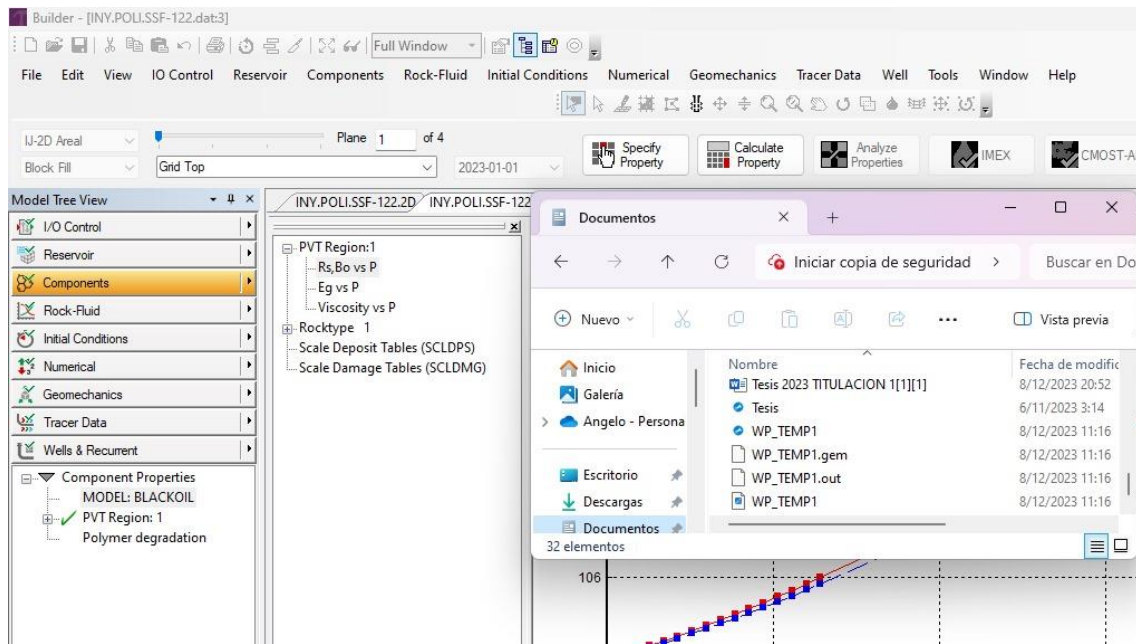


FIGURA 22. Ventana de importación del modelo Winprop en Builder (CMG, 2021)

3.5.5. Interacción roca-fluido

Se ingresa la información necesaria para el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa de los sistemas presentes en el reservorio.

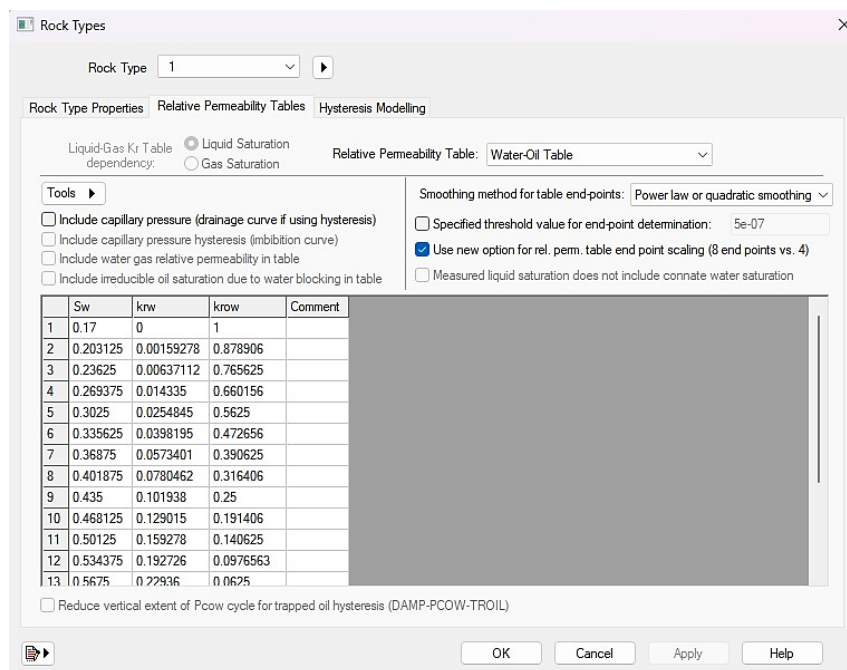


FIGURA 23. Datos de permeabilidades relativas generadas por correlaciones (CMG,2021)

3.5.6. Condiciones iniciales del yacimiento

Las condiciones iniciales se definen en la pestaña “Initial Conditions” dentro del simulador. Asegurando que el método y modelo escogido es el correcto para el manejo de la data ingresada.

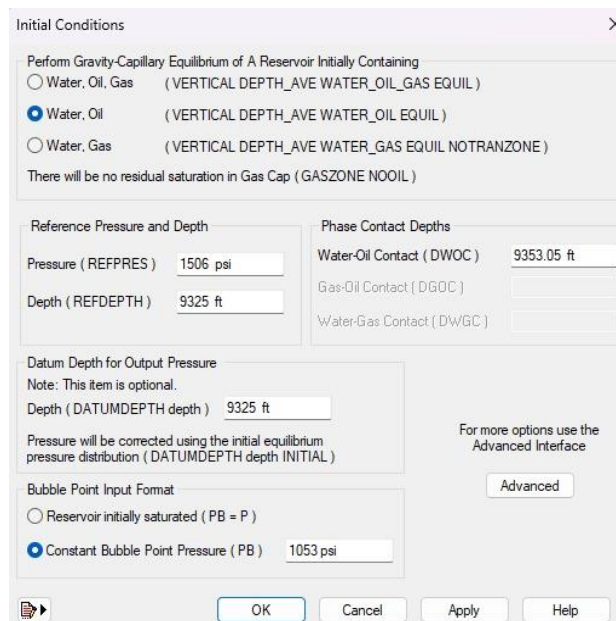


FIGURA 24. Ventana de las condiciones iniciales del reservorio (CMG, 2021)

3.5.7. Pozos y fechas de simulación

Para el estudio, se planteó el proceso de un pozo productor y un pozo inyector. Los pozos fueron agregados en la sección “Well & Recurret”, en esta parte se debe escoger la opción “New Well”; la cual nos dirige a una nueva ventana emergente en la que ingresaremos los datos del pozo tales como el nombre, la producción, y las demás constantes significativas. El primer pozo ubicado dentro del mallado se denominó con el nombre de “SSF-122D” el cual se lo fijo como un pozo productor, mientras que, para el segundo pozo denominado como “Inyector” se los fijo como el pozo inyector del polímero.

2023-01-01 Well: 'SSF-122D' at 2023-01-01 (0.00 day)

ID & Type Well definition Previous date: <none>

Constraints Name: SSF-122D Edit

Multipliers

Wellbore Type: PRODUCER

Injected Fluid Group: <None> 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Workover

Options

Layer Gradient

Gas Lift

Guide Rates

Fracture Proxy

✓ Comments

Reset Page

Auto-apply

FIGURA 25. Ventana de creación del pozo productor (CMG, 2021)

2023-01-01 Well: 'Injector' at 2023-01-01 (0.00 day)

ID & Type Well definition Previous date: <none>

Constraints Name: Injector Edit

Multipliers

Wellbore Type: INJECTOR MOBWEIGHT

Injected Fluid Group: <None> 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Workover

Options

Layer Gradient

Gas Lift

Guide Rates

Fracture Proxy

✓ Comments

Reset Page

Auto-apply

FIGURA 26. Ventana de creación del pozo inyector (CMG, 2021)

3.5.8. Fecha de simulación

La fecha establecida para iniciación el proceso de la simulación se determinó a partir del 1 de enero del 2023 hasta el 1 de enero del 2028, en donde notaremos los cambios que tiene en pozo en cuanto a la tasa de producción de este.

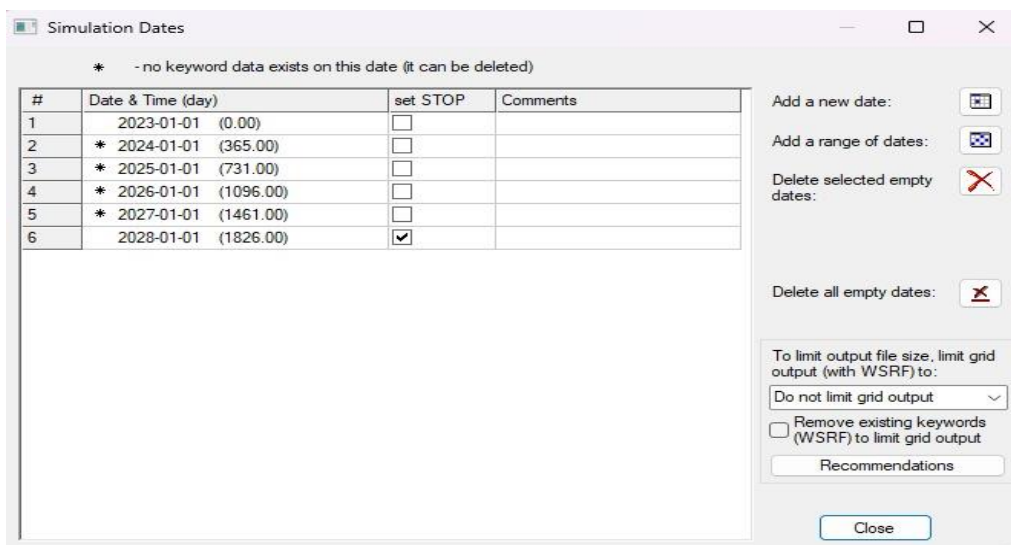


FIGURA 27. Ventana de estimación de fecha a simular (CMG, 2021)

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. TASA DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF_122D

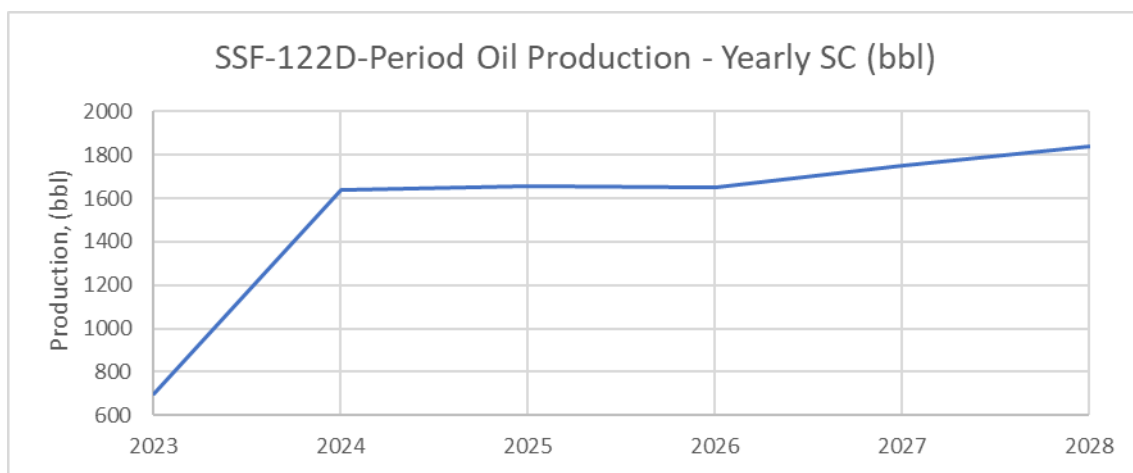


FIGURA 28. Tasa de producción de oil a lo largo de la simulación (CMG, 2021)

En la figura 23, se puede observar que la producción de petróleo en el pozo SSF_122D en las condiciones previamente establecidas, registra un incremento en su tasa de producción. A medida que avanza la inyección del polímero de alto peso molecular, se analiza que hasta el 2024 la producción ha aumentado considerablemente respecto al inicio de la simulación; demostrando así la eficiencia y adaptación del polímero aplicado. Tal así, que la producción se mantiene en un margen constante positivo hasta la fecha simulada (2028).

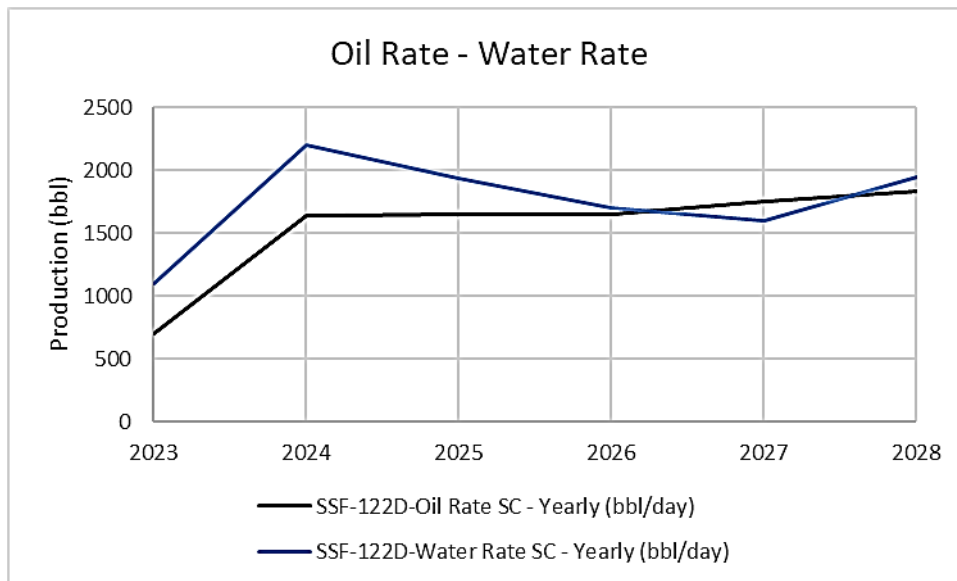


FIGURA 29. Tasa de producción de agua – oil

En la figura 24, se analiza la producción del agua con respecto a la del petróleo que tendrá el pozo Shushufindi 122D con el pasar de los años hasta lo establecido. Para el 2024 se registra un incremento paralelo en ambas tasas; posterior a este tiempo de logra disminuir parcialmente la producción de agua y manteniendo en aumento la del petróleo hasta en el 2027. Sin embargo, en su último año de simulación se verifica un aumento en la tasa de agua para el pozo.

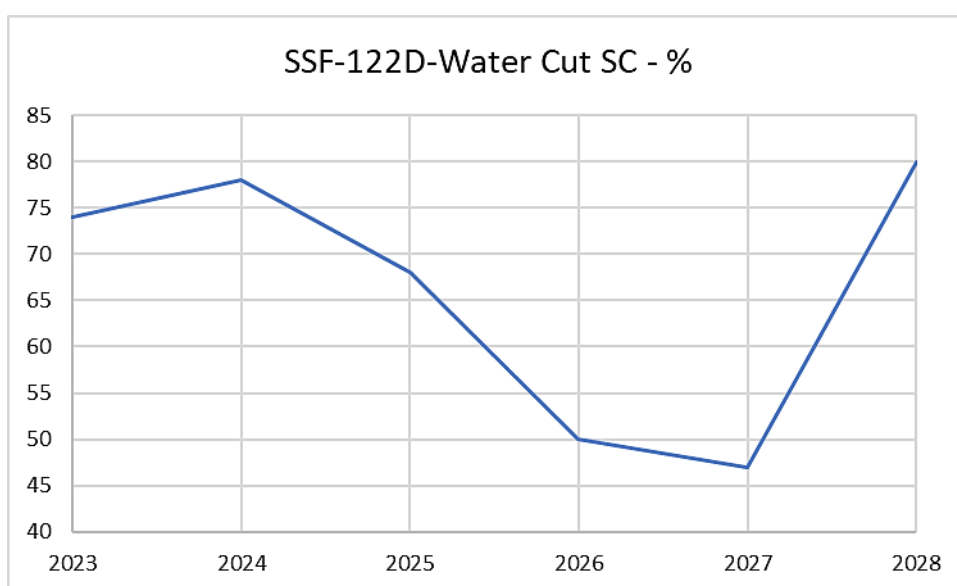


FIGURA 30. Corte de agua en el pozo SSF-122D

En la figura 24, se puede observar el corte de agua que habrá conforme el paso del tiempo en el pozo. Se logra disminuir el corte debido a que, por medio de la inyección del polímero de alto peso molecular, este tiende a aumentar la viscosidad del agua ayudando así a mover con mayor facilidad el petróleo en el reservorio. Posterior al periodo de tiempo anteriormente mencionado, en su último año de simulación el corte de agua incrementa debido a que la acción del polímero pierde fuerza en el reservorio.

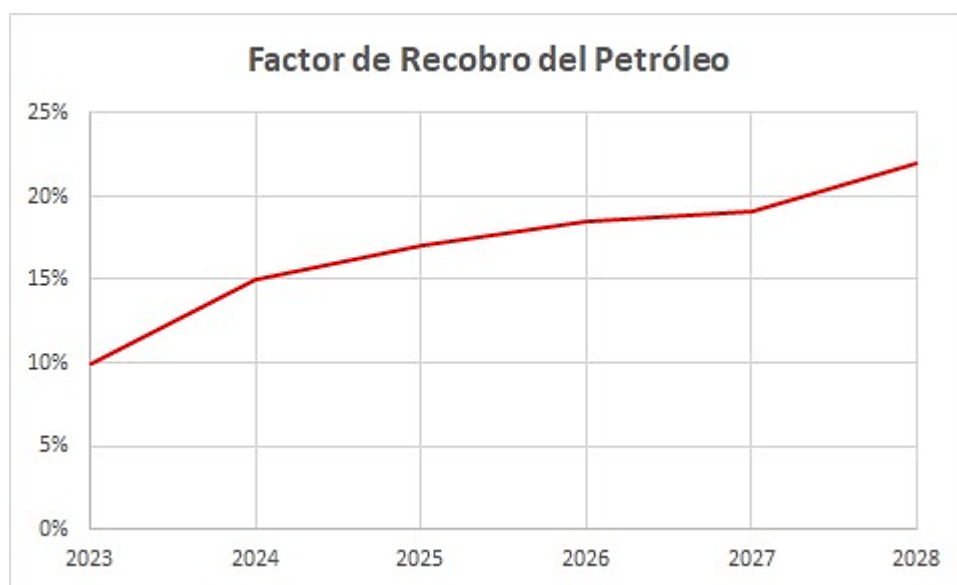


FIGURA 31. Factor de recobro del petróleo

Inicialmente el pozo producía con un factor de recobro de apenas del 10% hasta 2023, para el año 2024 ya con la presencia de la inyección del polímero de alto peso molecular se obtuvo un recobro del 15% de petróleo, posteriormente el pozo se vería beneficiado aún más obteniendo así un 17% y 18.5% para los años de 2025 y 2026 respectivamente. La adaptación del polímero al pozo fue ideal debido a que ya para sus dos últimos años de inyección recuperaría un 19.10% y 22%.

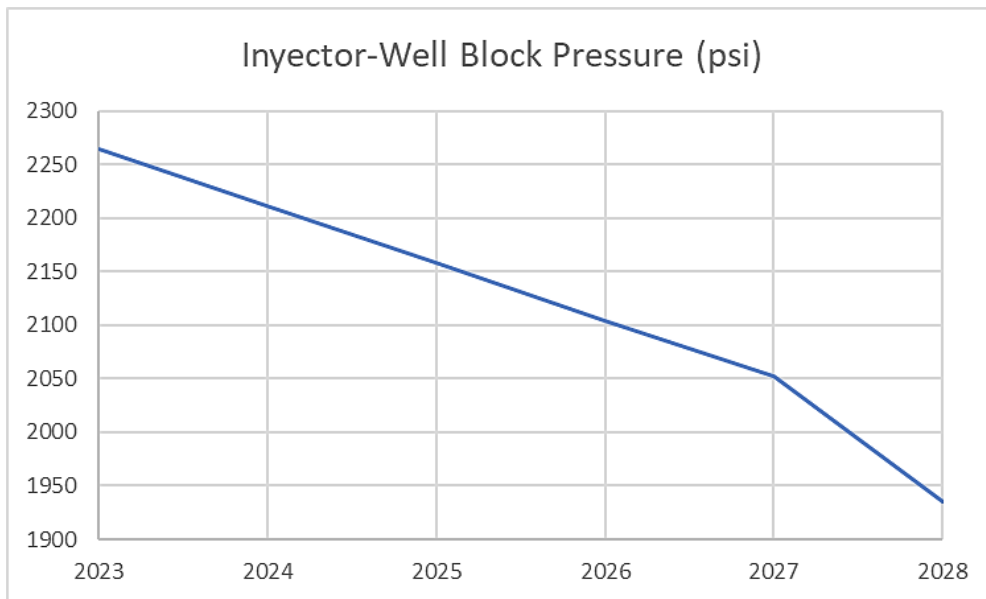


FIGURA 32. Comportamiento de la presión de la presión en el pozo inyector (Elaboración propia)

En la figura 29, se puede apreciar el comportamiento de la presión que tendrá en pozo inyector mientras dure el periodo de simulación. Desde el inicio del periodo de inyección hasta el año 2024, la presión decae a razón de 52,46 Psi.; seguido de este periodo hasta el 2025 decrece 53,6 Psi.; así mismo para la etapa de la simulación hasta el 2026 decrecerá 54,11 Psi.; en la fase de inyector durante el año 2027 se registra la mínima reducción de presión estima en 52,01 Psi.; finalmente al término de la simulación la presión declina a razón de 117,44 Psi.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Se realizó un modelado de malla para poder realizar los procesos de simulación, dividiendo la malla en 4 capas, cada una de estas capas de la malla fue ejecutada con los valores proporcionados. Tomando en cuenta los valores en cuanto a presiones, saturaciones, porosidad y permeabilidad de esta arena.

El histórico de pozo se ajustó al modelo de inyección, obteniendo así un factor de recobro del 22% con el proceso de la inyección del polímero planteado. Logrado completar los objetivos propuestos para el inicio de este trabajo.

Se demostró un aumento significativo en la producción de petróleo y así mismo, la reducción de producción de agua en el pozo. Esto garantiza que la Poliacrilamida quien fue el polímero seleccionado, es el ideal para este tipo de condiciones presentes.

La Poliacrilamida resulta ser el único tipo de polímero capaz de poder aumentarle su peso molecular sin presentar problemas operativos o de inyección; por lo que al determinar la concentración exacta y el tipo escogido para el proceso de inyección se registró una mejora considerable con respecto a otro tipo de componente que se hubiera planteado.

Aunque la recuperación mejorada ofrece beneficios significativos, también presenta desafíos. La selección adecuada del método de recuperación mejorada depende de las características únicas del yacimiento, como su permeabilidad, viscosidad del petróleo, presión del reservorio y otros factores geológicos y fluidodinámicos.

Además, se deben considerar aspectos económicos, ambientales y operativos al implementar técnicas de recuperación mejorada. La inversión requerida para infraestructuras como sistemas de inyección y monitoreo puede ser considerable, por lo que se deben realizar análisis detallados para evaluar la viabilidad económica.

En términos ambientales, es crucial garantizar que las operaciones de recuperación mejorada se lleven a cabo de manera segura y sostenible, minimizando cualquier impacto negativo en el entorno circundante.

5.2. RECOMENDACIONES

- Optimización de los parámetros como la temperatura, presión y velocidad de inyección resulta de vital importancia al ser los factores críticos para realizar los procesos planteados. La comprensión detallada de estos parámetros permite mejorar la eficiencia y la calidad de los resultados finales.
- Realizar un análisis en el que se involucre la parte técnica y económica tomando en cuenta cada uno de los parámetros relacionados, que permita conocer la viabilidad del proyecto y así fundamentar su factibilidad de realización.
- Ajustar la simulación realizada a un modelo del campo completo o como alternativa a otros sectores del campo para verificar los resultados de este proyecto.
- Realizar una evaluación técnica para los diferentes casos de inyección de polímero teniendo en cuenta las concentraciones de este y los tiempos de inyección.
- Efectuar procesos de inyección del polímero con diferentes patrones de arreglos de pozos que permitan asegurar un factor de recobro óptimo para su aplicación.
- El uso de programas con licencias accesibles permite que otros investigadores reproduzcan y validen los resultados que se manifiesta de manera más efectiva, ya que no enfrentarán dificultades significativas para obtener las mismas herramientas de software utilizadas en el proyecto original.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia nacional de hidrocarburos. (2010) Open Round Colombia.

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y petróleo (P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, Eds.). Institut français d'études andines. <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>

Barrero, Darío, (2007), et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda.

Billmeyer. Fred, (2004), Ciencia de los polímeros.

Carcoana, Aurel. (1992), Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America.

Craft, B.C & Hawkins, M.F, (1997), Jr. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Traducción: Hernando Vasquez. Editorial Tecnos, S.A.

Danesh, (1998), PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Developments In Petroleum Science.

Escobar, S. (2008); Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana, Neiva.

Espín, M., & Salas, D. (2021). Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la arena U inferior del campo Shushufindi - Bloque 57.

Fred W. Billmeyer JR., (2004), Ciencia de los polímeros, Versión en español, Universidad Politécnica de Barcelona, España. ISBN 84-291-7048-0.

- Galarza, Hernandez (2023). Análisis factorial del tiempo medio entre fallas en sistemas de levantamiento artificial de pozos petroleros del campo Shushufindi
- Gaona, A. (2019). Estudio para la optimización de la producción mediante análisis nodal en pozos con sistemas BES del Bloque 57.
- Instituto Colombiano de normas técnicas y certificación, (2018). Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, ISBN 9789588585673.
- Jimenez, R, (2017). et al. Análisis Comparativo de Procesos de Inyección de Polímeros Ejecutados en Colombia. Acipet.
- Khurshida Sharmin, Mohamed A. Abdalla y Heshmat A. Aglan (2014)., Effect of fumed Silica Nanoparticles on the proton conductivity of polyimide phosphoric anhydride membrans; Journal of Elastomers and Plastics.
- Littmann, W. (1998). Polymer Flooding. Developments in petroleum science since 24. Amsterdam, Oxford, Tokio
- National Petroleum Cauncil. (2003). Enhanced Oil Recovery. United States of America.
- Oil Production. (2004). Definición de Reservas Petroleras:
http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-dereservaspetroleras&catid=57:reservorios&Itemid=12
- Paris, M. (2001), “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones Astro data S.A, Maracaibo, Venezuela.
- PDVSA, (2002), Fluidos de perforación, PE-250683, primera versión.

Perez, R (2017). et al. Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande -Cebú Field Case. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017. 185552-MS.

Quirumbay, Tomalá. (2023). Evaluación del factor de recobro en la fase de desplazamiento y almacenamiento de co2 en un yacimiento del campo shushufindi-bloque 57.

Rosero, Viviana, (2013), “Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo Shushufindi”. Quito, Ecuador. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y petróleos.

Rubiano, Henry. (2010), La Industria Petrolera en el Huila en la década de los 90. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Sociales y Humanas.

Salazar. (2014). Actualización de las reservas y ubicación de pozos de relleno para incrementar la producción del campo Shushufindi.

Tiab, D. y Donaldson, E. (2003) Petrophysics, Theory And Practice Of Measuring Reservoir Rock And Fluid Transport Properties.

ANEXOS

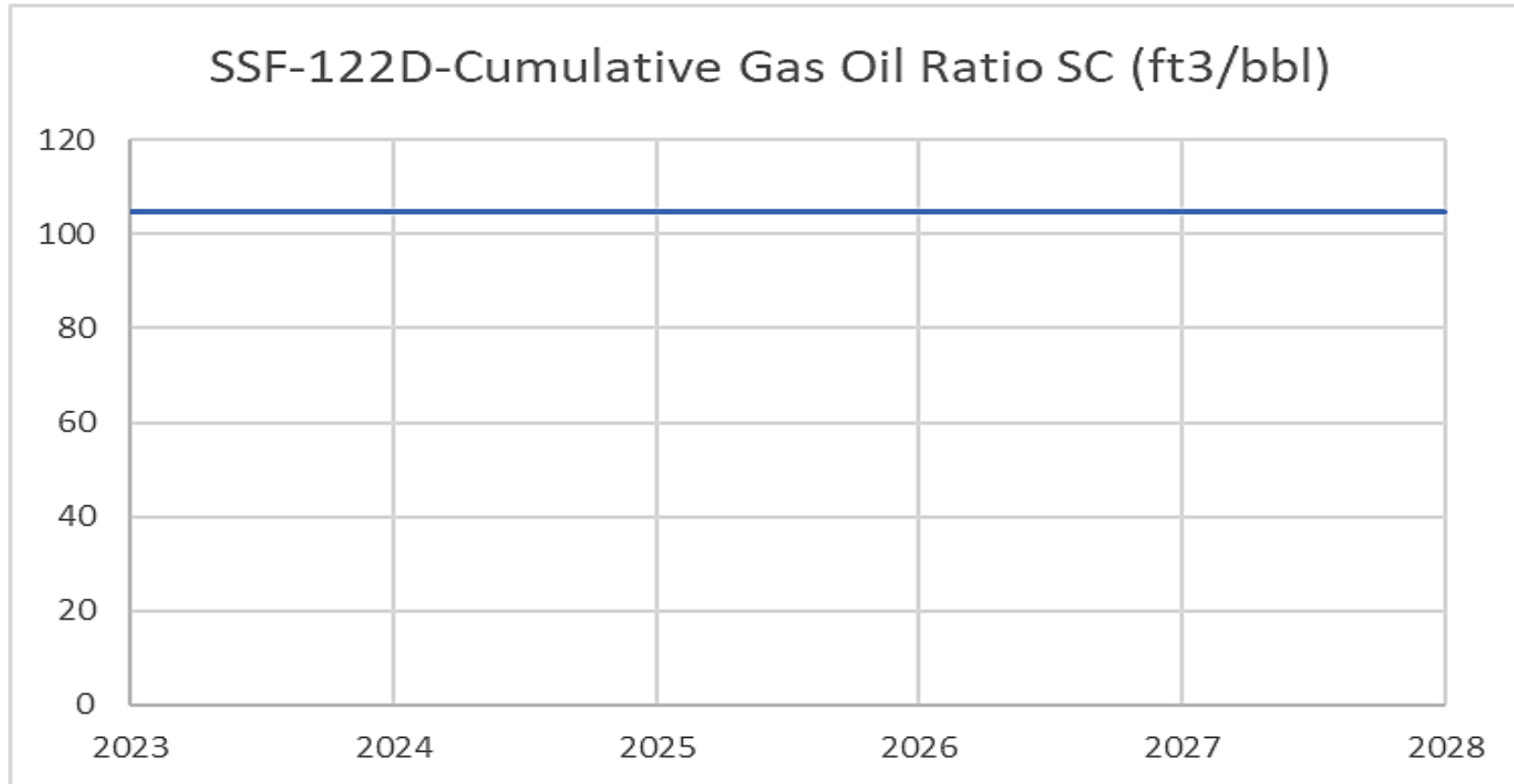


FIGURA 33. Acumulación de gas en el pozo Productor (CMG, 2021)

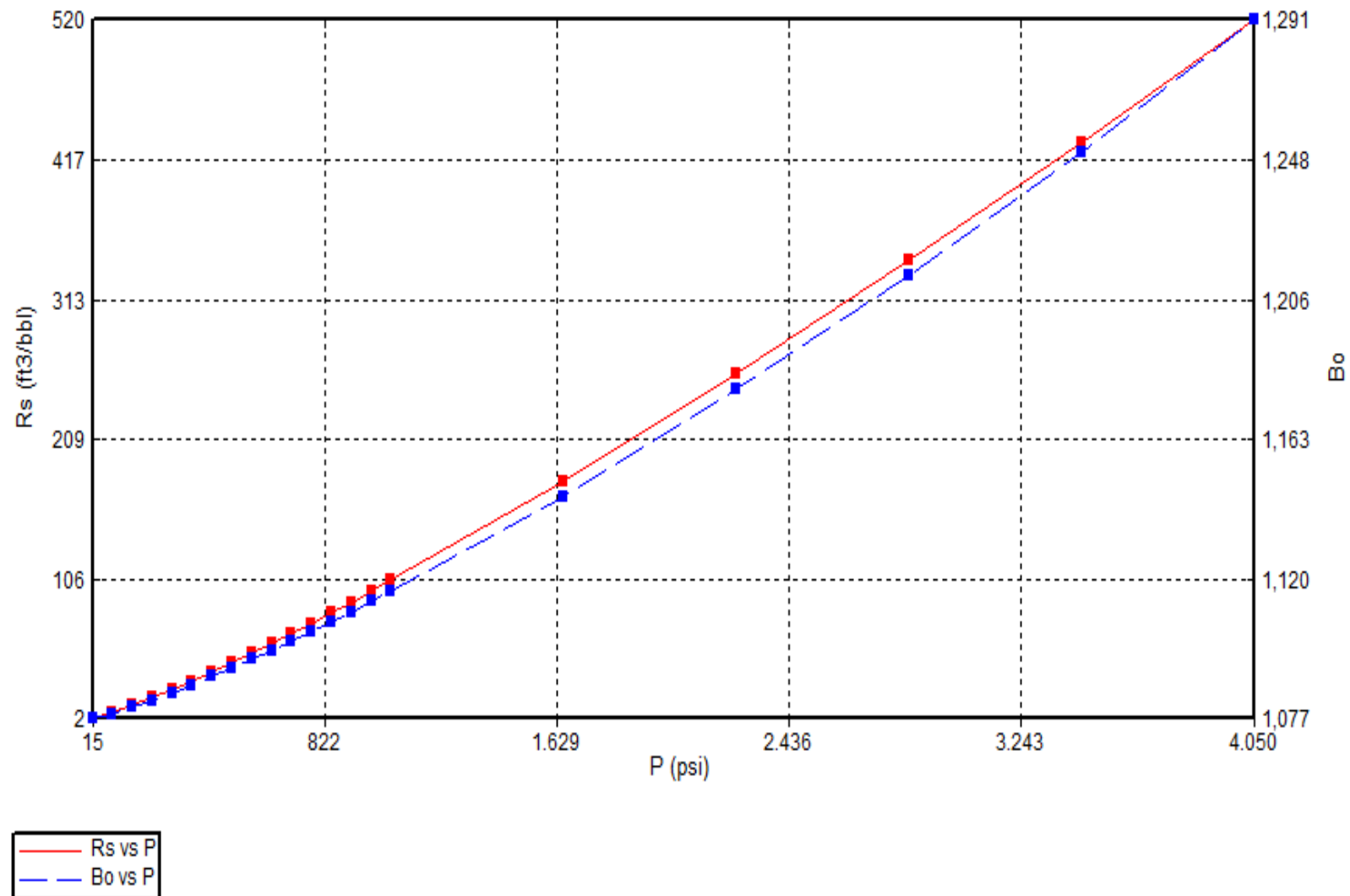


FIGURA 34. Curva de Rs vs P – Bo vs P (CMG, 2021)

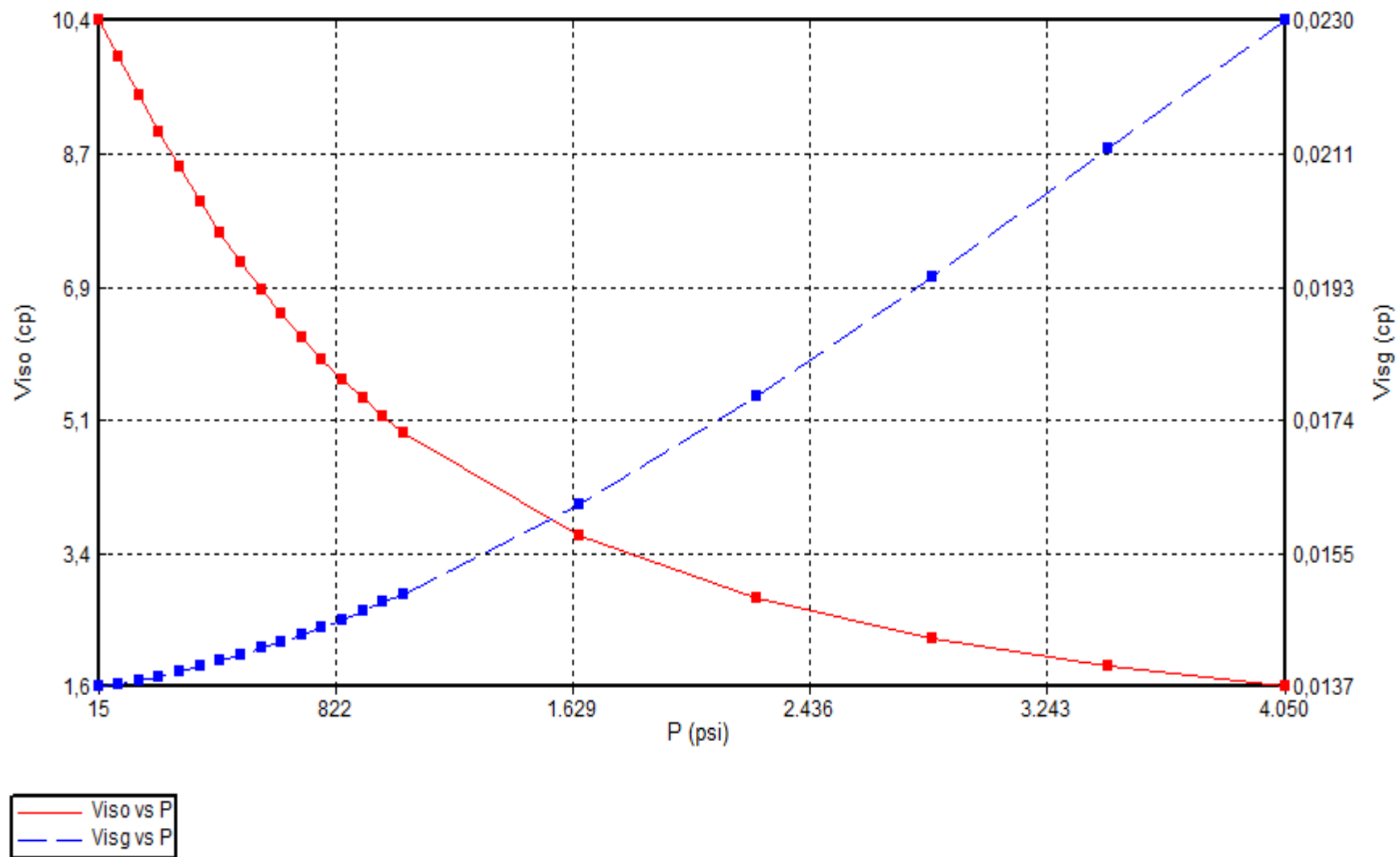


FIGURA 35. Curva Vis O vs P – Vis G vs P (CMG, 2021)

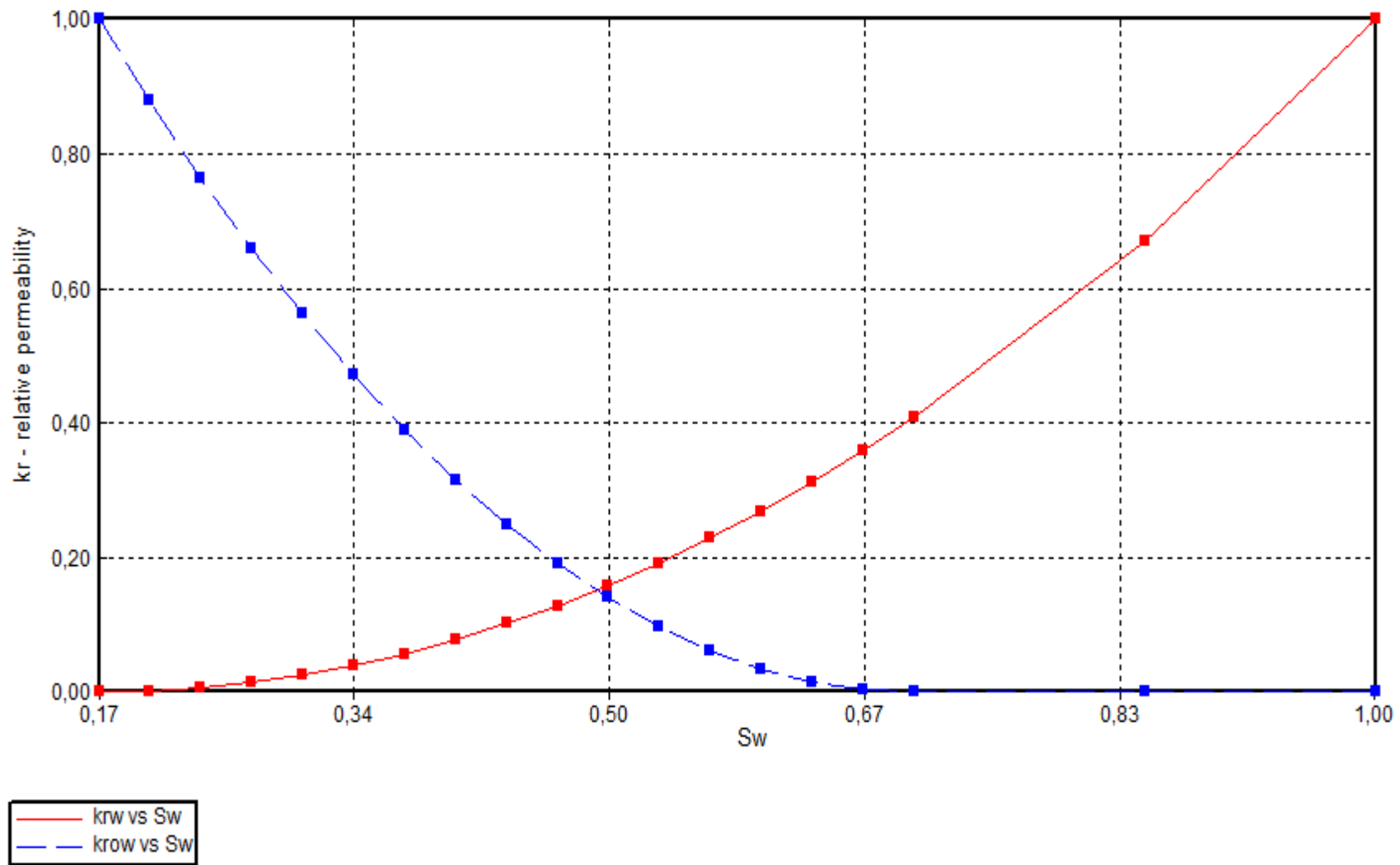


FIGURA 36. Curva k_{rw} vs S_w – k_{row} vs S_w (CMG, 2021)

Grid Top (ft) 2023-01-01

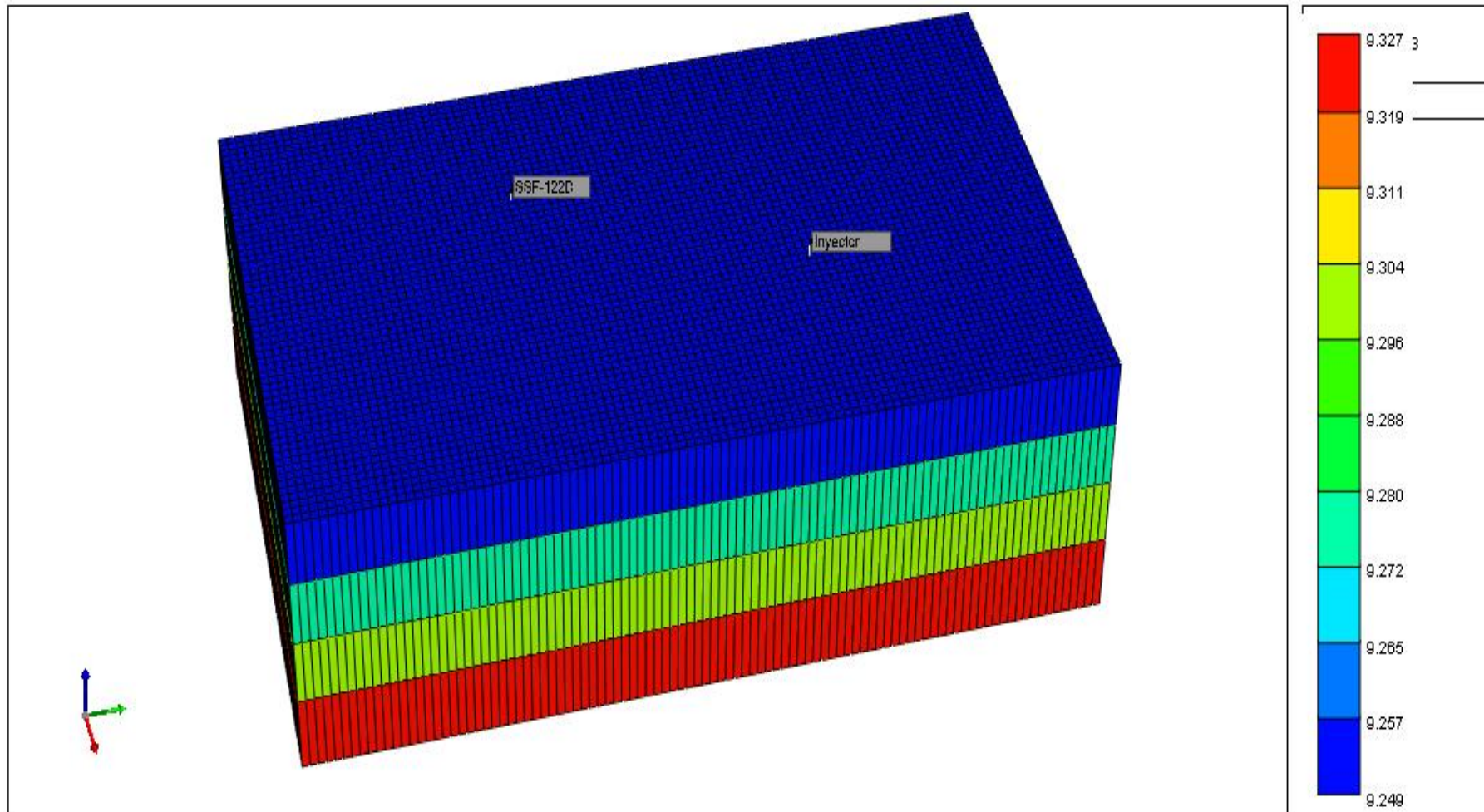


FIGURA 37. Vista 3D del mallado de la simulación (CMG, 2021)

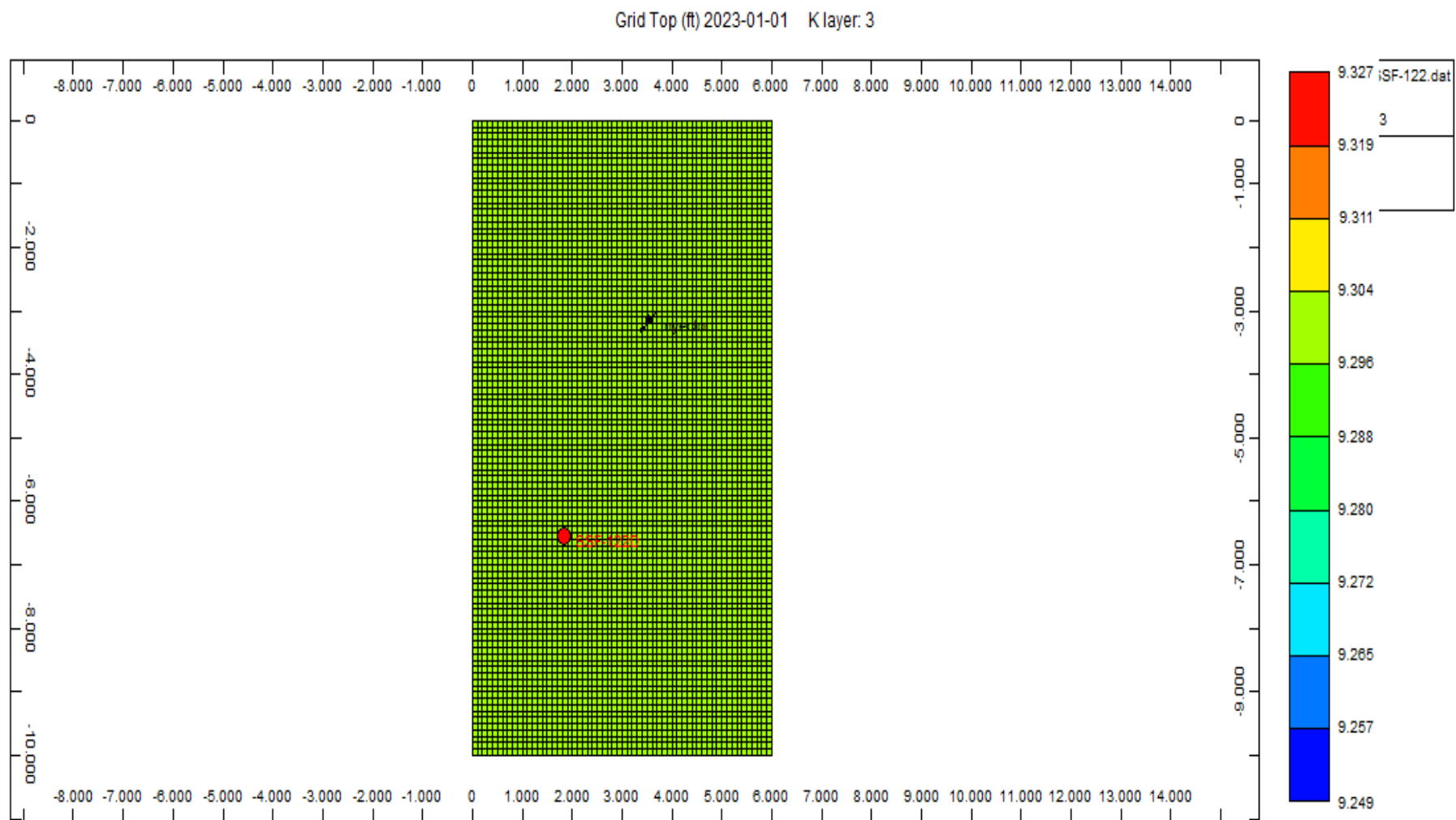


FIGURA 38. Vista 2D del Pozo Productor y Pozo Inyector (CMG, 2021)