



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

TEMA:

“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL SOFTWARE CMG”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

ERIKA ISABEL TIGRERO JOSÉ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO. MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS
PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO
EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL
SOFTWARE CMG.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ERIKA ISABEL TIGRERO JOSÉ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

ING. JOSÉ VILLEGAS, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS PORTILLA, MSc.
DOCENTE TUTOR

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

ING. DAVID VEGA
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El presente trabajo, se lo dedico principalmente a Dios, quien me dio la fortaleza y sabiduría en todo este proceso de mi carrera universitaria y permitirme culminar con éxito cada una de mis metas de la mejor manera dándome la confianza que necesitaba para creer en mi misma.

A mis padres, Luis Tigrero y Shirley José, con quienes estaré agradecida toda mi vida porque están conmigo en cada paso que doy, contando con su apoyo incondicional a pesar de las circunstancias que se atraviesan, brindando una educación con excelencia, guías y consejos que nunca faltan en mi vida.

A mi pareja que, a pesar de cada uno de los obstáculos que se nos presentaban, siempre estuvo ahí conmigo, apoyándome. Gracias por confiar en mí.

A mi amada hija, eres la luz que siempre ilumina mi camino, la razón y la fuerza que me impulsa a ser mejor cada día, que este logro sea un recordatorio de cuán importante eres para mí.

A mis hermanos, sus palabras de aliento han sido unos de los motivos que me impulsó a seguir adelante.

Este logro se lo dedico a todos ustedes, muestra de que con esfuerzo y dedicación podemos alcanzar cada una de nuestras metas, incluso en los días más difíciles.

Agradecida eternamente con cada uno de ustedes.

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo denominado “**SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL SOFTWARE CMG**” previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por la estudiante Erika Isabel Tigrero José, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. Carlos Portilla Lazo. MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL SOFTWARE CMG”** elaborado por la estudiante **TIGRERO JOSÉ ERIKA**, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

TESIS COMPILATIO ERIKA TIGRERO

8%
Textos sospechosos

5% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
< 1% entre las fuentes mencionadas

2% Idiomas no reconocidos

< 1% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS COMPILATIO ERIKA TIGRERO.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 10.685
ID del documento: b90c7b7b9d483aeb5a356a3ef50f0eb9716e6c33	Fecha de depósito: 24/11/2024	Número de caracteres: 71.697
Tamaño del documento original: 8,41 MB	Tipo de carga: interface	
Autores: []	fecha de fin de análisis: 24/11/2024	



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, TIGRERO JOSÉ ERIKA ISABEL, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL SOFTWARE CMG”**, 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,

Erika TIGRERO J.

TIGRERO JOSÉ ERIKA ISABEL

Autor de Tesis

C.I. 0928274364

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 23 de noviembre de 2024

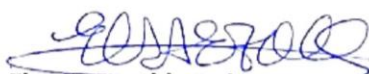
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes, Master de escritura creativa en español, con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico haber revisado el trabajo de integración curricular titulado **“Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en el campo Cuyabeno, aplicando el software CMG.”**, elaborado por **Erika Isabel Tigero José**, como requisito para optar al título de Ingeniera en Petróleo en la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En el contexto general el mencionado trabajo satisface los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los veintitrés días del mes de noviembre de dos mil veinticuatro

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963908010

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, dando las gracias a mi Dios quien permitió hacer posible esto, dándome la sabiduría para poder culminar este proceso universitario.

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi tutor, Ing. Carlos Portilla Lazo, por su valiosa guía y apoyo a lo largo de todo este proceso en el desarrollo del presente trabajo de titulación, dando su plena confianza en el persona. Sus conocimientos y experiencia no solo han ayudado a completar esta etapa, sino que también han enriquecido mi formación personal y profesional.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, expreso mi más profundo agradecimiento por brindarme el espacio, recursos y formación académica, durante mi tiempo en esta institución, he tenido la oportunidad de crecer no solo en conocimientos, sino también en valores y habilidades que marcarán mi vida.

Gracias a cada uno de los docentes, compañeros de estudio y amigas en especial a Ruddy Rodríguez, quienes han sido parte importante a lo largo de todo este proceso en esta etapa, por su apoyo, orientación y el ambiente de aprendizaje que hacen de esta universidad un lugar especial.

-Tigrero José Erika.

Contenido

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
Contenido	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
Introducción.....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1. ANTECEDENTES	3
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.3. HIPÓTESIS	6
1.4. VARIABLES	6
1.5. Justificación	7
1.6. Objetivos.....	8
1.6.1 Objetivo General.....	8
1.6.2 Objetivos específicos.....	8
CAPÍTULO II.....	9

MARCO TEÓRICO	9
2.1. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	9
2.1.1 Métodos de recuperación primaria.....	9
2.1.2 Métodos de recuperación secundaria.....	10
2.1.3 Métodos De Recuperación Terciaria O Mejorada.....	11
2.2. GEOGRAFÍA	13
2.2.1 Historia del Campo Cuyabeno.....	13
2.2.2 Ubicación geográfica del Campo Cuyabeno.....	13
2.2.3 Estructura del campo.....	15
.....	15
2.2.4 Características estratigráficas del Campo.....	16
.....	17
2.3. Propiedades de roca- fluido	18
2.3.1 Topes y Bases.....	20
2.4. Propiedades de un yacimiento	21
2.4.1 Presión Capilar.....	21
2.4.2 Tensión superficial e interfacial.....	23
2.4.3 Porosidad y permeabilidad.....	23
2.4.4 Propiedades de los fluidos.....	25
2.5. Arreglos de pozos y tipos de drenaje.....	26
2.5.1 Clasificación de los arreglos de los pozos.....	27
2.6. Estatus del Campo.....	27
2.6.1 Producción promedio.....	28
2.7. Inyección de polímeros.....	28
2.7.1 Concepto de polímeros.....	28
2.7.2 Características de los polímeros.....	29

2.7.3	Inyección de polímeros como método de recuperación mejorada.	30
2.7.4	Polímeros utilizados en el método de recuperación mejorada.	31
CAPÍTULO III		33
METODOLOGÍA.....		33
3.1.	Tipo de estudio.....	33
3.2.	Población y muestra.....	34
3.3.	DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.	34
3.3.1	Software de simulación.	34
3.3.2	Diseño del mallado con GMSH.....	35
3.3.3	Modelado del mallado de simulación.....	39
3.3.4	Componentes.	43
3.3.5	Diseño del modelo de simulación.....	45
3.3.6	Elaboración del diseño de polímero.	50
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.		55
4.1.	Análisis del caso de estudio.....	55
4.2.	Análisis del factor de recobro y tasa de producción.	56
4.2.1	Recuperación primaria.....	56
4.2.2	Recuperación secundaria (Inyección de agua).	57
4.2.3	Recuperación terciaria o mejorada (Inyección de polímeros).	57
4.2.4	Discusión de resultados.	58
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		60
5.1.	CONCLUSIONES.....	60
5.2.	RECOMENDACIONES.....	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		62

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Yacimientos con empuje por capa de gas.	9
Figura 2: Recuperación secundaria de Hidrocarburos. Inyección de agua.	10
Figura 3 Proceso de inyección de soluciones alcalinas.	11
Figura 4: Proceso de inyección de métodos químicos.	12
Figura 5: Ubicación Geográfica del Campo Cuyabeno.	14
Figura 6: Mapa estructural de la Cuenca Oriente.....	15
Figura 7: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	17
Figura 8: Topes, bases y espesores de formaciones en el Campo Cuyabeno.....	20
Figura 9: Curva de presión en un sistema mojado por agua.	21
Figura 10: Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite.....	22
Figura 11: Histéresis de la curva de presión capilar.....	22
Figura 12: Diferentes tipos de arreglos de pozos.	26
Figura 13. Efecto de la concentración de la solución de polímeros en la recuperación de petróleo.	29
Figura 14. Polímeros en la recuperación mejorada.	31
Figura 15: Exportación del mapa en estudio al software GMSH.....	36
Figura 16: Creación de puntos para generar el contorno del mapa.....	36
Figura 17: Contorno de la zona de estudio con sus respectivos puntos.	37
Figura 18: Archivos ".bna" de profundidades y espesores del yacimiento.....	38
Figura 19: Visualización de la configuración para el modelado de simulación en Builder-CMG	39
Figura 20: Exportación del archivo ".bna" del mapa de contorno.	40
Figura 21: Visualización de contorno en software CMG.....	40
Figura 22: Creación del mallado tipo Orthogonal Corner Point.	41
Figura 23: Ingreso de archivos .bna en las propiedades del reservorio.....	41
Figura 24: Vista 2D con respecto al espesor del yacimiento en CMG	42
Figura 25: Vista 2D con respecto a las profundidades del yacimiento.	42
Figura 26: Vista 3D del yacimiento con líneas de contorno.	43
Figura 27: Resultados PVT generados en el software.....	44
Figura 28: Ventana de los errores de las propiedades PVT	44

Figura 29: Ventana para la creación de pozos productores- Cuyabeno.	45
Figura 30: Ventana para dar origen al pozo inyector del yacimiento.	46
Figura 31: Mapa de ubicación de los pozos productores.	47
Figura 32: Cuadro de datos correspondientes a pozos productores.	48
Figura 33: Ingreso de características del pozo inyector.	49
Figura 34: Tiempo de simulación.....	49
Figura 35: Ventana para la selección del tipo de proceso a utilizar.	50
Figura 36: Opciones a seleccionar para la especificación del polímero.	51
Figura 37: Configuración del polímero con los datos correspondientes a HPAM.	52
Figura 38: Últimos datos correspondientes al polímero para su configuración.....	53
Figura 39: Selección del pozo inyector del yacimiento.	54
Figura 40: Factor de recobro-Recuperación primaria, CMG.	56
Figura 41: Factor de recobro del petróleo, recuperación secundaria, CMG	57
Figura 42: Factor de recobro de petróleo, recuperación terciaria (Inyección de polímero HPAM), CMG.	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Formaciones de Campo Cuyabeno.....	16
Tabla 2. Parámetros de las arenas productoras en el Campo Cuyabeno	19
Tabla 3: Calidad de la porosidad.....	24
Tabla 4: Clasificación según el tipo de arreglo de pozos.	27
Tabla 5: Estado de Campo Cuyabeno.	27
Tabla 6. Historial de producción periodo 2013-2022.....	28
Tabla 7: Puntos del mapa de contorno en unidades de campo.	37
Tabla 8: Valores PVT del yacimiento.	43
Tabla 9: Coordenadas de ubicación de los pozos en el yacimiento.	47
Tabla 10: Especificaciones del polímero HPAM.	51
Tabla 11: Características del polímero según las concentraciones	52

SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO CUYABENO, APLICANDO EL SOFTWARE CMG”

Autor: Tigrero José Erika.

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo.

RESUMEN

Este proyecto de investigación se enfoca en el estudio del aumento del factor de recobro mediante la implementación de técnicas de recuperación terciaria o mejorada con la inyección de polímeros, en el Campo Cuyabeno, con un periodo de simulación de 15 años utilizando el software de simulación CMG, construyendo tres escenarios diferentes de recuperación de petróleo: recuperación primaria, recuperación secundaria mediante la inyección de agua y por último la recuperación mejorada (EOR) mediante la inyección de polímeros poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Los resultados de las simulaciones demostraron que la inyección de polímeros incrementa el factor de recobro en comparación con los otros métodos, lo cual representa una mejoría en la recuperación de petróleo en el campo en estudio. La recolección de datos del campo en estudio tanto propiedades petrofísicas, roca/fluido, ayudaron en modelamiento o diseño del yacimiento para su respectiva simulación utilizando el simulador STARS del software CMG.

La implementación del método de recuperación terciaria o mejorada en este caso la inyección del polímero denominado Poliacrilamida parcialmente hidrolizado, es una técnica efectiva para el aumento en el factor de recobro en el campo Cuyabeno, en la arena U inferior.

PALABRAS CLAVE: STARS, INYECCIÓN DE POLÍMEROS, FACTOR DE RECOBRO, HPAM, EOR.

“SIMULATION OF POLYMER INJECTION FOR OPTIMIZATION OF
THE RECOVERY FACTOR IN THE CUYABENO FIELD,
APPLYING CMG SOFTWARE.”

Autor: Tigrero José Erika

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo

ABSTRACT

This research project focuses on the study of the increase in the recovery factor by implementing tertiary or enhanced recovery techniques with polymer injection, in the Cuyabeno Field, with a simulation period of 15 years. Using the CMG simulation software, three different oil recovery scenarios were built: primary recovery, secondary recovery by water injection and finally enhanced recovery (EOR) by partially hydrolyzed polyacrylamide polymer injection.

The results of the simulation runs showed that polymer injection increases the recovery factor compared to the other methods, which represents an improvement in oil recovery in the field under study. The collection of data from the field under study, both petrophysical and rock/fluid properties, helped in the modeling or design of the reservoir for its respective simulation using the STARS simulator of the CMG software.

In conclusion, the implementation of the tertiary or enhanced recovery method, in this case the injection of the polymer called partially hydrolyzed polyacrylamide, is an effective technique for increasing the recovery factor in the Cuyabeno field, in the lower U sand.

KEYWORDS: STARS, POLYMER INJECTION, RECOVERY FACTOR, HPAM, EOR.

Introducción

La inyección de polímeros es una de las técnicas de recuperación de petróleo que pueden mejorar la viscosidad del agua inyectada, el movimiento del petróleo hacia los pozos de producción y la recuperación de la misma, y aumentar el factor de recobro. El objetivo de la inyección de soluciones poliméricas en el yacimiento durante esta fase es incrementar la viscosidad del agua de inyección. Por lo tanto, la movilidad del petróleo hacia los pozos de producción aumentará. A pesar de ser destacado este método, existen dificultades en su desarrollo. La simulación de yacimientos es de gran importancia, porque utiliza una herramienta práctica para adaptar y revelar el comportamiento de los polímeros, para el aumento de factor de recobro con la inyección de polímeros nos brinda la oportunidad de realizar un análisis mejorado con relación a los pozos seleccionados, siempre tratando de reducir costos y evitar riesgos en la práctica. Al momento de realizar nuestro modelo de simulación de yacimientos, una vez validado, se pueden realizar los estudios correspondientes a cada uno de los procesos de recuperación mejorada (EOR), buscando el mejoramiento en la eficiencia de las operaciones en campo. Además, este estudio de investigación contribuirá para futuras investigaciones y aplicaciones dentro del campo petrolero para maximizar el factor de recobro.

El presente trabajo de investigación se enfoca en cinco capítulos, los mismos que se detallarán de manera breve a continuación:

El capítulo I, presenta la estructura fundamental que incluye el planteamiento del problema, antecedentes relacionados con el tema, justificación y la formulación de la hipótesis junto con la interrogante principal. Además, se establecen los objetivos del estudio, se identifican las variables y se detalla la metodología utilizada. Todo esto se realiza con el propósito de facilitar el posterior análisis de los resultados.

El Capítulo II, revisión de la literatura existente relacionado con la importancia de la técnica de recuperación mejorada (EOR), la inyección de polímeros: principios, mecanismos, la importancia de la simulación de yacimientos en la industria petrolera y sobre todo las aplicaciones de los simuladores del software CMG que será de mucha utilidad dentro del trabajo de investigación.

El Capítulo III, descripción de la metodología utilizada para desarrollar y validar el modelo de simulación del campo Cuyabeno. Dentro del mismo se resaltaré la descripción del campo en estudio y sus propiedades, selección y caracterización del polímero elegido para la inyección, desarrollo del modelo de simulación y métodos de validación.

El Capítulo IV, presenta los resultados obtenidos de la simulación de la inyección de polímeros en sus diferentes escenarios, así como su comparación en cada uno de estos, realizados en el software CMG.

El Capítulo V, se centra en el análisis de los resultados obtenidos de la simulación de cada proceso de recuperación realizada para la inyección de polímeros, considerando las diferentes propiedades que presenta el campo en estudio. También se incluyen las conclusiones y recomendaciones derivadas de estos análisis.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. ANTECEDENTES

A causa del incremento persistente en la demanda global de petróleo, es relevante considerar que, según ciertas estimaciones realizadas en estudios, el petróleo recuperado con la recuperación primaria es decir, con la energía natural del reservorio, solo es de alrededor del 35% del petróleo, teniendo así un porcentaje alto de petróleo retenido en el reservorio (Floerger, 2015), además es importante resaltar que aun realizando procesos de recuperación secundaria queda un porcentaje elevado por recuperar, siendo necesario la implementación de algún método de recuperación terciaria o mejorada (Salager, 2005).

A través de estos inconvenientes o problemas presentados en diversos campos petroleros, se ha buscado la manera de desarrollar tecnologías avanzadas con ayuda de procesos químicos o térmicos para mejorar la recuperación del petróleo en el yacimiento, obteniendo resultados a favor, demostrando un éxito total en la implementación de técnicas realizadas con ayuda de la inyección de polímeros, logrando una mejoría en el movimiento del fluido, aumentando de ésta manera el factor de recobro.

La técnica de inyección de polímeros ha evolucionado en las últimas décadas. Las aplicaciones actuales incluyen nuevas conceptualizaciones de polímeros y técnicas optimizadas de inyección, como las asistidas por gas. Estos avances buscan mejorar la consistencia de los polímeros y reducir los costos ligados con estos, aumentando de esta manera la viabilidad económica del proceso (Bird, Armstrong, & Hassager, 1987).

En un estudio denominado “Análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el campo Palogrande-Cebú” (García Payan & Molina Agon , 2019), en el cual se presentó una prueba de inyección de laboratorio realizada en un núcleo, con los resultados obtenidos se realizó la respectiva simulación en el software CMG mediante la inyección de un polímero diferentes escenarios con diferentes propiedades y tiempos, teniendo resultados favorables en el aumento del factor de recobro significativo por un lapso de tiempo de 11 años.

En un estudio denominado “Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro” (González & Pérez, 2013), realizaron una herramienta computacional con el objetivo de seleccionar que metodología de recuperación mejorada es factible su aplicación en yacimientos, proporcionando el porcentaje de aplicabilidad, arrojando como resultado que la inyección de polímeros realizada en la zona de estudio tiene valores mucho más altos de factor de recobro que cualquier otro método.

(Morales Cuevas & Perdomo Lozano, 2020), su estudio denominado “Evaluación de un proceso de inyección de polímero mediante simulación numérica considerando diferentes fuentes de agua de inyección y su impacto técnico-económico para el campo Yariguí-Cantagallo”, en este proyecto de investigación se realizó una evaluación sobre el comportamiento del polímero HPAM (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) para un proceso de inyección mediante pruebas de laboratorio en un periodo de tiempo de 20 años, obteniendo como resultado un aumento en la producción de petróleo mediante la implementación de agua, el cual tiene costos menores en relación a los polímeros, debido a su concentración utilizada en la simulación.

(Rojas Castillo, 2013), en su proyecto de investigación denominado “Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del Oriente Ecuatoriano”, tiene como objetivo seleccionar el método de inyección más factible para el incremento en la producción de petróleo como técnica de recuperación mejorada, a partir de la simulación se determinó que la recuperación mediante la inyección de polímeros mejora la eficiencia de barrido de fluidos traduciéndolo en un aumento del factor de recobro, en comparación con la inyección de agua convencional.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dentro de la inyección de polímeros, es importante la mejoría de ciertos parámetros para lograr la maximización de la recuperación del petróleo, los cuales requieren de estudios previos con modelos de simulación.

El contacto de los fluidos del yacimiento con el polímero inyectado puede afectar y traer consigo problemas de compatibilidad, lo que resulta necesario el uso adecuado de la viscosidad y la estabilidad del polímero para evitar disminuir la eficiencia del fluido, y de esta manera, obtener resultados favorables dentro de la simulación y aumentar el factor de recuperación.

Este proceso de inyección es efectivo en los campos petroleros, que cuentan con problemas en la extracción de petróleo residual en sitio, logrando obtener un avance en el factor de recobro en comparación con una recuperación por medio de la energía del yacimiento natural, teniendo en cuenta diversas características para la elección del polímero adecuado para hacer efectiva la simulación y obtener resultados convenientes para su producción, como la concentración de salinidad (ppm), temperatura (°F), y presión del yacimiento.

A pesar del condicional de la inyección de polímeros para mejorar la recuperación de petróleo, existen varios problemas decisivos que limitan o restringen su eficacia y eficiencia en la práctica. Estos problemas influyen en la variabilidad de la respuesta del yacimiento a diferentes estructuras de polímeros, los costos asociados con la tecnología y la optimización de los parámetros del proceso.

La falta de la utilización de los métodos de recuperación mejorada para la explotación total del petróleo en el yacimiento, que a pesar de las técnicas convencionales utilizadas en el campo Cuyabeno, para su respectiva extracción, muestra un factor de recobro deficiente. Esto se debe a la dificultad para alcanzar y movilizar el petróleo residual que queda atrapado en las formaciones rocosas.

Por consiguiente, este proyecto surge de la necesidad de investigar e implementar el uso de químicos para optimizar y maximizar el factor de recuperación, destacando los problemas específicos que esta técnica pueda abordar y los beneficios que se puedan conseguir.

1.3. HIPÓTESIS

La inyección de polímeros en la arena U inferior del Campo Cuyabeno, mediante la utilización del software CMG, es una de las soluciones para realizar un aumento en el factor de recobro en comparación al valor obtenido mediante la simulación con la recuperación primaria y secundaria (inyección de agua), para lograr una mejor movilidad del petróleo atrapado en las formaciones rocosas.

1.4. VARIABLES

VARIABLES INDEPENDIENTES

- Características o propiedades del polímero.
- Distribución del polímero.
- Permeabilidad y heterogeneidad del yacimiento.
- Simulación de la inyección de polímeros.

VARIABLES DEPENDIENTES

- Optimización del factor de recobro.

1.5. Justificación

Este presente proyecto de investigación surge de la necesidad de mejorar o maximizar el factor de recobro del Campo Cuyabeno mediante la implementación de técnicas de recuperación, en este caso la aplicación de la inyección de polímeros HPAM, con ayuda del software CMG para el modelamiento del yacimiento y simular pozos productores de dicho campo buscando maximizar el factor de recobro en comparación al valor actual. Este proceso ayuda a campos petroleros obtener una explotación de hidrocarburos en un porcentaje mayor, siendo estos superiores que los obtenidos mediante la energía natural del yacimiento. Este campo se pone a prueba para mejorar la extracción de petróleo, teniendo como desafío, obtener una producción eficiente con procesos avanzados de mejoramiento.

La inyección de polímeros es una técnica muy utilizada dentro de campos petroleros, reduciendo el porcentaje de petróleo atrapado dentro del reservorio, su aplicación en diversos yacimientos ha sido efectivo obteniendo mejoramientos significativos en el porcentaje de factor de recobro, alargando la vida útil del campo y aumentar los recursos recuperables, siendo una mejora considerable en la producción de petróleo, haciendo rentable su implementación a pesar de los gastos que se conllevan con su aplicación.

Ésta implementación dentro del campo resulta demasiado eficiente ayudando a la mejora en el desplazamiento del petróleo dentro del yacimiento. Esto ayuda a reducir el fenómeno conocido como "canibalismo" de agua. (Lake, 2014)

1.6. Objetivos.

1.6.1 Objetivo General.

- Desarrollar y aplicar modelos computacionales con simulación numérica utilizando el software CMG para simular el proceso de inyección de polímeros en yacimientos petroleros, con el fin de aumentar el factor de recobro de petróleo mediante técnicas de recuperación mejorada.

1.6.2 Objetivos específicos

- Optimización del factor de recobro.
- Definir propiedades físicas y químicas del polímero y los fluidos del yacimiento.
- Validar resultados realizando las respectivas comparaciones de las corridas de simulación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

2.1.1 Métodos de recuperación primaria.

Durante el proceso del método de recuperación, la producción de petróleo se obtiene de manera eficaz con ayuda de la energía natural del yacimiento, por efecto del gradiente de presión, desplazando el petróleo hacia los pozos productores, los cuales dependen de varias fuerzas como: viscosas, gravitacionales y capilares, incluso dependerá de la composición del fluido contenido en el yacimiento y de las propiedades interacción roca-fluido. (Martínez., 2023)

Dentro de los mecanismos producidos por medio de recuperación primaria son las siguientes:

- Empuje por gas disuelto.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Empuje por expansión de la roca.

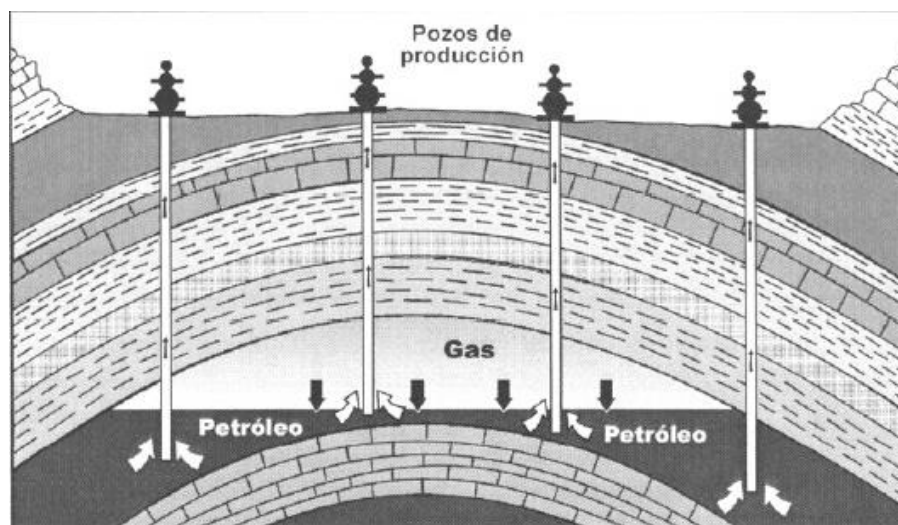


Figura 1: Yacimientos con empuje por capa de gas.

Fuente: (Petrolera, 2013)

2.1.2 Métodos de recuperación secundaria.

Son aquellos que permiten la recuperación de una mayor cantidad de hidrocarburos por medio de la inyección de ciertos fluidos para evitar la caída de presión del yacimiento o aumentarla de manera influyente para mejorar la producción. Dentro de estos métodos se encuentran técnicas como las que se mencionan a continuación:

- Inyección de gas, se lleva a cabo por medio de pozos perforados para el mismo fin.
- Inyección o inundación de agua en el yacimiento, la concentración del petróleo se encuentra en las áreas de drenes de los pozos.
- Inyección de fluidos, como el vapor de agua, dióxido de carbono u otros químicos diferentes, los cuales provocan el fracturamiento de la roca reservorio logrando el incremento de la permeabilidad. (Salvador, 2009)

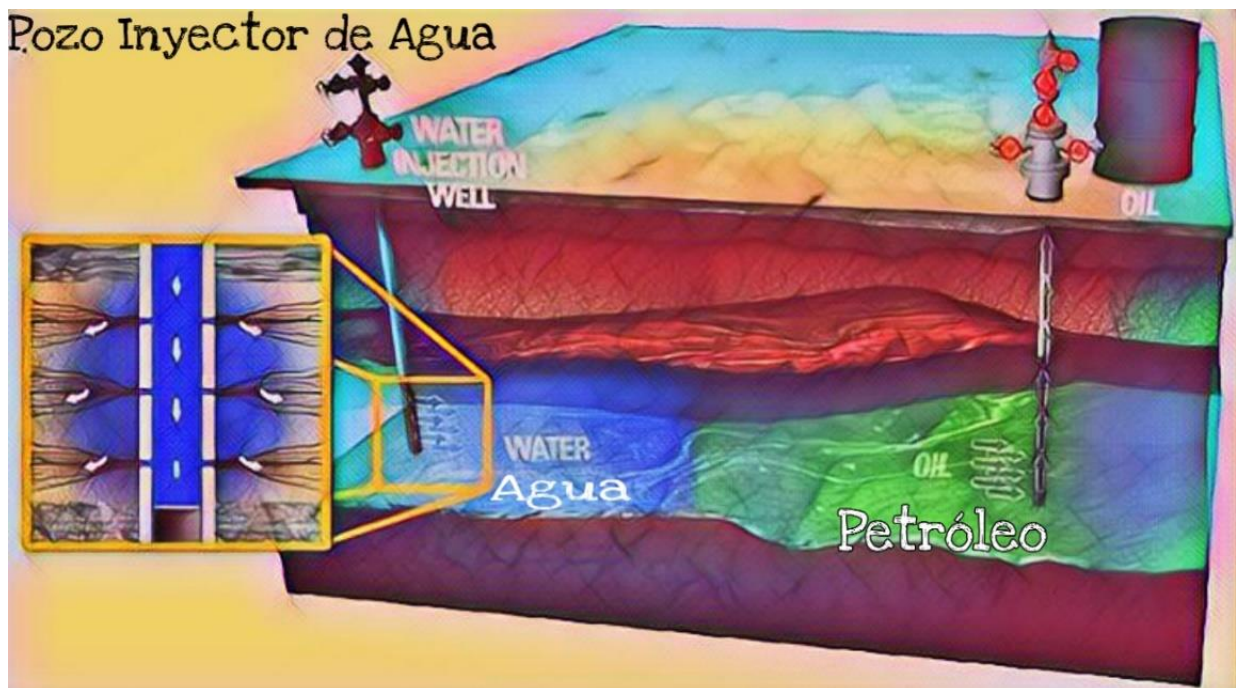


Figura 2: Recuperación secundaria de Hidrocarburos. Inyección de agua.

Fuente: (Perfoblogger, 2020)

2.1.3 Métodos De Recuperación Terciaria O Mejorada.

Los procesos de recuperación mejorada, conocidos como métodos EOR, incluyen todos aquellos que usan fuentes externas de energía y sustancias para recuperar el petróleo que no puede ser producido económicamente mediante el uso de medios convencionales, estos suelen ser costosos, además su aplicación requiere de periodos prolongados, superiores a los cinco años y emplean tecnologías más sofisticadas que las utilizadas en recuperación primaria y secundaria.

Los métodos de recuperación mejorada están clasificados en tres amplias categorías:

Métodos térmicos:

- Inyección de agua caliente.
- Inyección continua de vapor.
- Inyección cíclica de vapor.
- Combustión in situ.

Métodos químicos:

- Inyección de surfactantes polímeros.
- Inyección de polímeros.
- Inyección de sustancias cáusticas.

Desplazamiento miscible:

- Inyección de dióxido de carbono.
- Desplazamiento de hidrocarburos miscibles.
- Inyección de gas inerte (CO_2 , N_2). (Sabag, 2013)

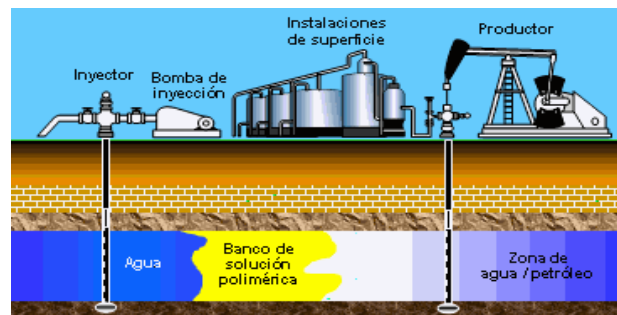


Figura 3 Proceso de inyección de soluciones alcalinas.

Fuente: (PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos., 1998)

➤ Métodos térmicos.

Este tipo de método es utilizado para la producción de petróleos espesos y viscosos con gravedades API inferiores que 20, inyectando calor en el yacimiento. Estos petróleos pueden movilizarse una vez que son calentados y se produzca una disminución en su viscosidad lo suficiente para permitirles circular o sumergir hacia los pozos productores. (Energy Glossary, 2024)

➤ Métodos químicos.

Los procesos de inyección mediante los métodos químicos dependen de una base de inyección conformada por reactivos y catalizadores, realizados en el reservorio a través de pozos inyectores, los cuales ayudan a reducir las fuerzas capilares e interfaciales presentes en el yacimiento, y de esta manera desplazar el petróleo en el medio poroso hacia la superficie.

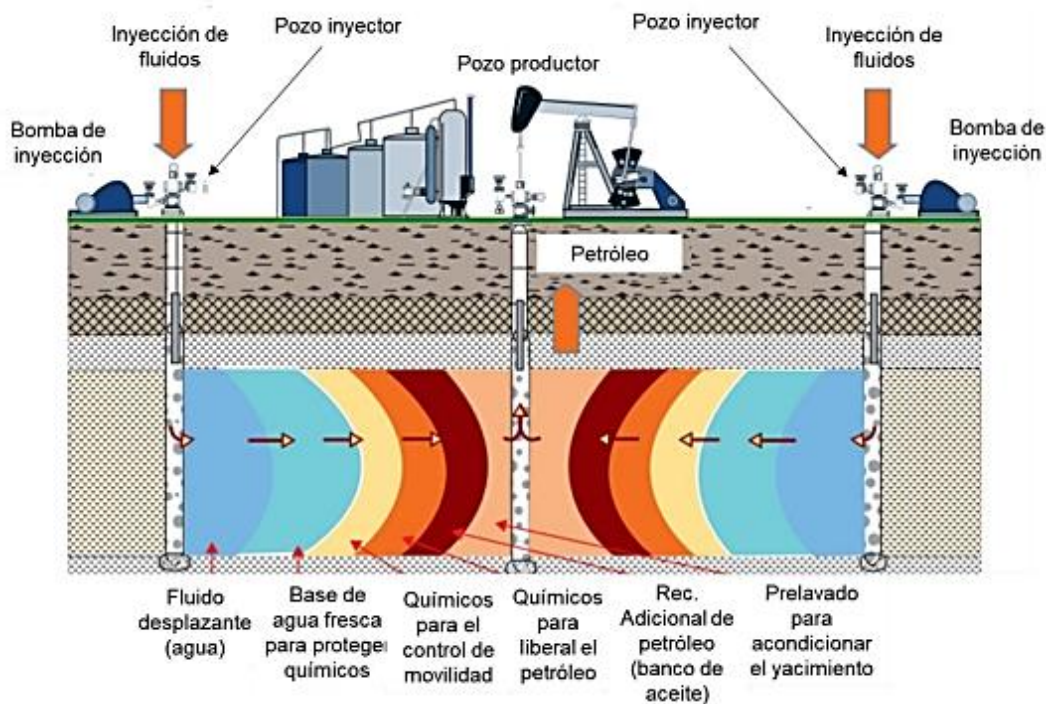


Figura 4: Proceso de inyección de métodos químicos.

Fuente: (Torres, 2023)

➤ **Desplazamiento miscible.**

Método utilizado para bombear hidrocarburos leves a través del tanque para formar un flujo de mezcla, debido a la variedad de fluidos que se pueden inyectar y sus diferentes efectos sobre la viscosidad del fluido contenido, que también mantiene la presión del yacimiento. Presenta una mejoría en el desplazamiento de fluido, que se produce debido a la disminución de la tensión superficial entre el petróleo y el agua. (Bolaños Zárata & Pinto Arteaga, 2016)

2.2. GEOGRAFÍA

2.2.1 Historia del Campo Cuyabeno.

El primer pozo perforado en el campo Cuyabeno se realizó el 23 de octubre de 1972, siendo culminado el 24 de noviembre del mismo año, con una capacidad de producción máxima de 648 BPPD con 26 °API del reservorio U, trabajo realizado por la compañía TEXACO.

En 1989, la región fue cedida a Petroecuador, empresa que descubrió petróleo en las areniscas de la formación Napo Us y Ui, comenzando su explotación en enero de 1984.

El campo Cuyabeno tiene 37 pozos productores, 6 pozos cerrados, 6 pozos de reinyección y un pozo muerto. El primer pozo fue reinyector, el mismo que fue cerrado el 6 de agosto del 2009, por bajo aporte durante la extracción de petróleo, la mayoría de fluido contenido en el yacimiento era agua. (Aguirre, 2013)

2.2.2 Ubicación geográfica del Campo Cuyabeno.

El campo Cuyabeno, se encuentra en la Amazonía ecuatoriana, exactamente se localiza en la provincia de Sucumbíos, cantón Putumayo, parroquia Puerto Bolívar dentro de la reserva de fauna Cuyabeno, limita al norte con el campo Sansahuari, al oeste con el campo

Libertador y al sur con el campo Tarapoa, aproximadamente a unos 900 metros sobre el nivel del mar, con una extensión aproximada de 112,275 hectáreas. (Rodríguez., 2014)

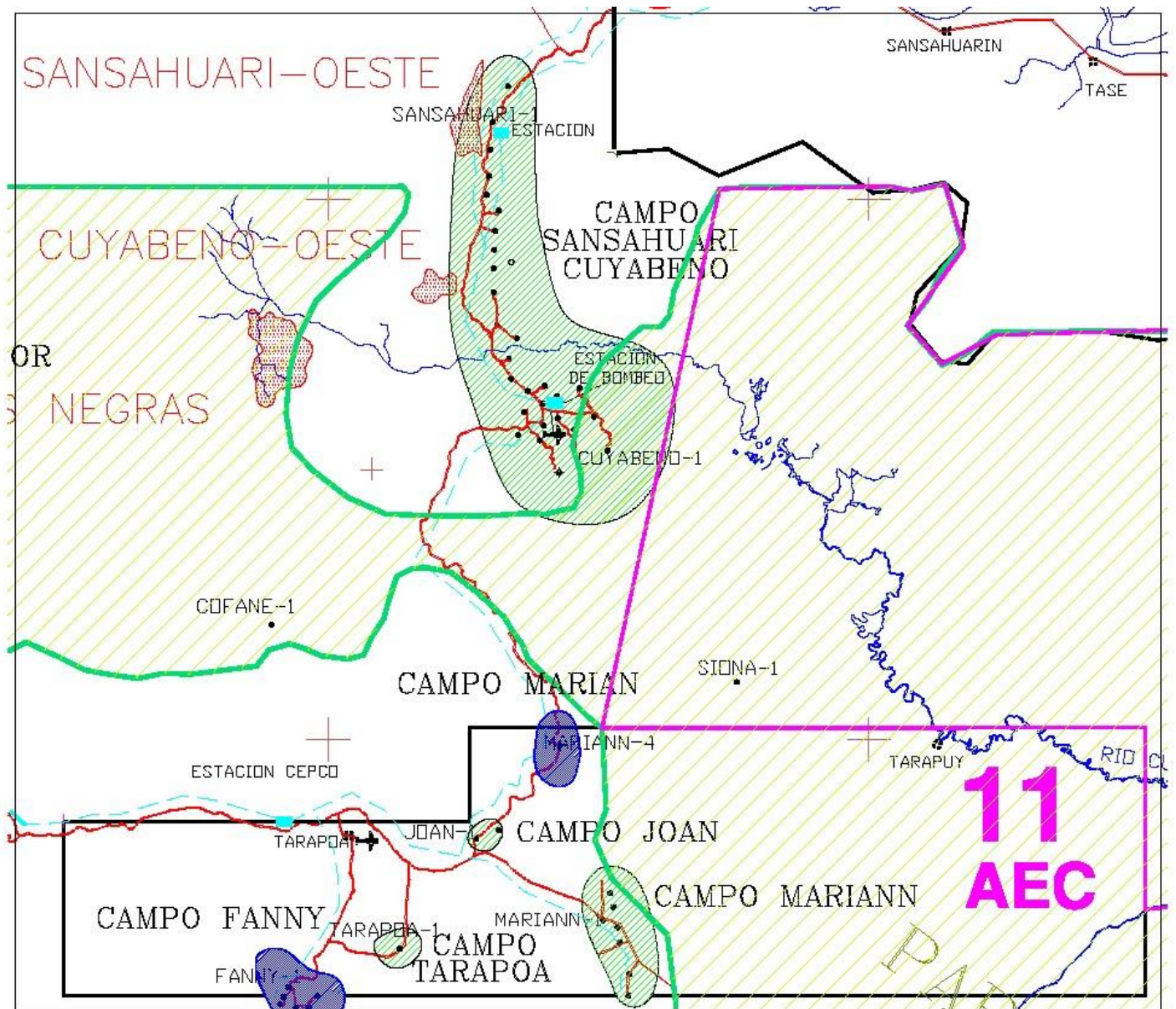


Figura 5: Ubicación Geográfica del Campo Cuyabeno.

Fuente: (Mosquera & Rodríguez, 2010)

2.2.3 Estructura del campo.

La composición del Campo Cuyabeno es un anticlinal que se extiende unos 16 kilómetros en dirección Norte Sur, su límite al Oeste es una falla inversa de 375 pies de largo sobre la cual la cual se cierra la estructura, indicando la impermeabilidad de la falla. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

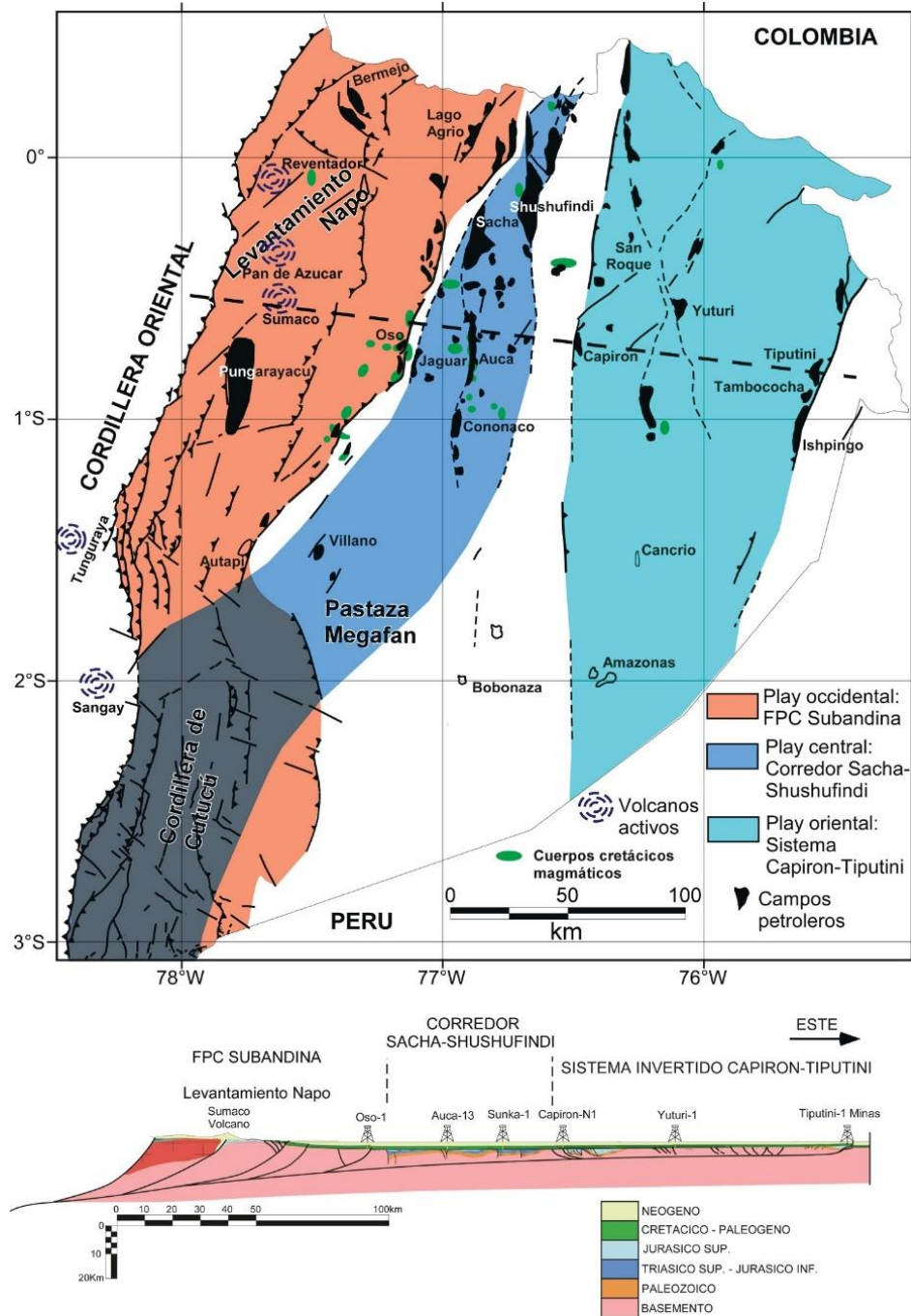


Figura 6: Mapa estructural de la Cuenca Oriente.

Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

2.2.4 Características estratigráficas del Campo

Los reservorios del Campo Cuyabeno se encuentran ubicados en la formación Napo, y los fluidos se producen a partir de las arenas Us, Ui y Ts, de esta formación, la cual contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del Campo Cuyabeno que corresponde al periodo Cretácico Medio Superior, el mismo que se encuentra ubicada entre la formación Hollín y Tena.

La formación Napo tiene un espesor promedio de 940 pies, y está representada por una sucesión de areniscas, calizas y lutitas. (Aguirre, 2013)

En la siguiente tabla se enlista las arenas que forman parte del campo Cuyabeno con su respectiva formación.

Tabla 1: Formaciones de Campo Cuyabeno.

CUENCA ORIENTE	CAMPO
Hollín	-
Napo	U= Us , Ui, Um
Tena	Basal Tena

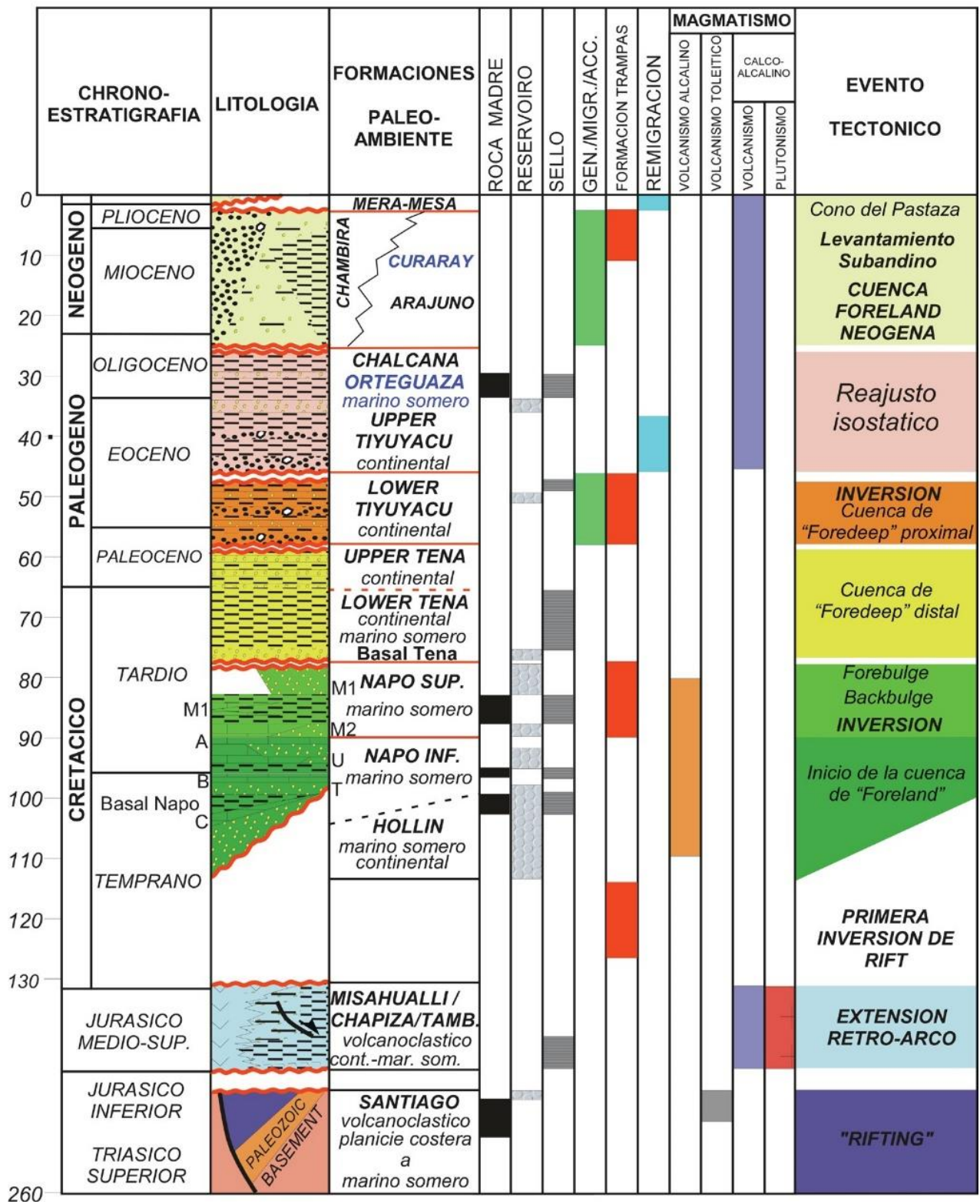


Figura 7: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

➤ **Reservorios U Superior- U Inferior.**

Los reservorios Napo “U” superior e inferior funcionan de manera independiente y los puntos de contacto entre agua y petróleo son totalmente distintos.

La capa de arena “U” superior tiene un grosor de 36 pies y da la impresión de ser un cuerpo arenoso bastante uniforme, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos Cuyabeno 8 y 12, respectivamente. Desde el punto de vista litológico, aparece una arenisca de cuarzo fino con cemento calcáreo y pequeñas cantidades de glaucomita.

La arena “U” inferior es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas, tiene un espesor máximo de 72 pies en el pozo CUY-2. (Aguirre, 2013)

➤ **Reservorio T**

El término inferior presenta las características más relevantes, pero es siempre acuífero y la capa superior suele contener petróleo, presentando en su área más elevada una composición de arenisca de grano fino.

2.3. Propiedades de roca- fluido

A continuación, se presenta una tabla que contiene información con las características más relevantes de la petrofísica y propiedades de los fluidos del Campo Cuyabeno. Éste al situarse al noroeste del play oriental, tiene crudos medianos con el porcentaje inferior al 1% de azufre. El crudo localizado en la arena T tiene una gravedad API alrededor de 29°, en cambio el de la arena U es de 25°. La siguiente tabla muestra los parámetros petrofísicos de cada arena productora en relación con las características del fluido en el Campo Cuyabeno.

Tabla 2. Parámetros de las arenas productoras en el Campo Cuyabeno

Fuente: (Criollo & Pantoja, 2019)

PARÁMETROS	ARENA “U” SUPERIOR	ARENA “U” INFERIOR	ARENA “T”
Datum (pies)	6681	6930	7066
CAP	6888	6954	7077
Presión del yacimiento (psi)	2949	2914	2129
Factor volumétrico (By/Bstd)	1,1836	1,231	1,269
GOR	185	319	350
Porosidad (%)	17	18	15,5
Presión de burbuja (psi)	570	840	1005
Saturación de agua (%)	43,7	24	36,4
Temperatura de formación (°F)	180	206	204
Viscosidad del petróleo (cp)	3,1	1,569	1,58
Permeabilidad (md)	426	233	406
Gravedad del petróleo (°API)	24,9	27,3	30,2
Salinidad (ppm NaCl)	45000	40000	17000
Compresibilidad del petróleo		8,6 x10 ⁻⁶	

2.3.1 Topes y Bases.

POZO	Basal Tena			US			UM			UI			TS			TI		
	Topo	Base	Espesor	Topo	Base	Espesor	Topo	Base	Espesor	Topo	Base	Espesor	Topo	Base	Espesor	Topo	Base	Espesor
CUY 01	7150	7175	25	7720	7757	37	7757	7795	38	7795	7870	75	7920	7958	38	7996	8048	52
CUY 02	7130	7156	26	7692	7726	34	7726	7760	34	7760	7836	76	7883	7928	45	7946	7994	48
CUY 03	7070	7104	34	7631	7669	38	7669	7690	21	7690	7759	69	7800	7834	34	7861	7923	62
CUY 04	7136	7162	26	7714	7744	30	7744	7774	30	7774	7860	86	7900	7943	43	7978	8016	38
CUY 05	7166	7184	18	7755	7781	26	7781	7815	34	7815	7876	61	7918	7952	34	7978	8033	55
CUY 06	7134	7160	26	7722	7752	30	7752	7788	36	7788	7860	72	7908	7949	41	7999	8031	32
CUY 07	7110	7136	26	7686	7719	33	7719	7747	28	7747	7823	76	7869	7914	45	7945	7987	42
CUY 08	7120	7141	21	7680	7713	33	7713	7750	37	7750	7816	66	7860	7897	37	7929	7972	43
CUY 09	7168	7200	32	7726	7766	40	7766	7780	14	7780	7827	47	7869	7907	38	7935	7988	53
CUY 10	7177	7198	21	7744	7775	31	7775	7811	36	7811	7884	73	7935	7974	39	8011	8044	33
CUY 11	7080	7104	24	7669	7700	31	7700	7740	40	7740	7789	49	7830	7872	42	7898	7950	52
CUY 12	7108	7128	20	7687	7720	33	7720	7753	33	7753	7824	71	7870	7912	42	7954	7992	38
CUY 13																		
CUY 14	7030	7050	20	7594	7641	47	7641	7654	13	7654	7718	64	7760	7807	47	7832	7884	52
CUY 15	7064	7086	22	7626	7655	29	7655	7686	31	7686	7762	76	7810	7858	48	7876	7926	50
CUY 16	7030	7052	22	7621	7651	30	7651	7676	25	7676	7744	68	7791	7836	45	7864	7917	53
CUY 17	7120	7148	28	7702	7732	30	7732	7759	27	7759	7838	79	7882	7926	44	7950	8002	52
CUY 18	7180	7204	24	7738	7772	34	7772	7800	28	7800	7872	72	7918	7960	42	7994	8028	34
CUY 19	7214	7234	20	7788	7817	29	7817	7848	31	7848	7936	88	7984	8034	50	8063	8092	29
CUY 20	7132	7153	21	7704	7728	24	7728	7753	25	7753	7841	88	7881	7916	35	7946	8006	60
CUY 21	7018	7062	44	7589	7621	32	7621	7656	35	7656	7723	67	7770	7807	37	7836	7890	54
CUY 22	7070	7088	18	7633	7667	34	7667	7699	32	7699	7746	47	7793	7829	36	7864	7918	54
CUY 23	7120	7152	32	7686	7737	51	7737	7756	19	7756	7810	54	7855	7900	45	7927	7975	48
CUY 24D	7426	7468	42	7994	8031	37	8031	8048	17	8048	8136	88	8181	8219	38	8246	8296	50
CUY 25	7060	7094	34	7624	7650	26	7650	7681	31	7681	7756	75	7800	7848	48	7877	7908	31
CUY 26	7101	7140	39	7696	7724	28	7724	7758	34	7758	7822	64	7865	7912	47	7944	7983	39
CUY 27	7152	7179	27	7714	7747	33	7747	7784	37	7784	7878	94	7923	7960	37	7992	8037	45

Figura 8: Topes, bases y espesores de formaciones en el Campo Cuyabeno.

Fuente: (Cusme & Gálvez, 2013)

2.4. Propiedades de un yacimiento

2.4.1 Presión Capilar.

Es la presión diferencial entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante. En un sistema poroso, se puede notar que las fuerzas originadas por la mojabilidad referencial del medio con uno de los fluidos se distribuyen por toda la interfase, generando diferencias de presión que pueden ser detectadas entre los dos fluidos a través de dicha interfase. Cuando los líquidos se encuentran en contacto, las moléculas cercanas a la interfase experimentan una atracción desigual hacia las moléculas adyacentes. Si la interfase es curva, entonces la presión sobre un lado (cóncavo en relación al fluido más denso) es mayor que en el otro lado (convexo en relación al fluido más denso), esta diferencia es denominada presión capilar. (Escobar Macuelo, 2012)

La presión capilar se utiliza en simulaciones de yacimientos y en ingeniería para estimar con precisión, principalmente la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible.

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde:

P_c = presión capilar.

P_{nw} = presión de la fase no mojante.

P_w = presión de la fase mojante.

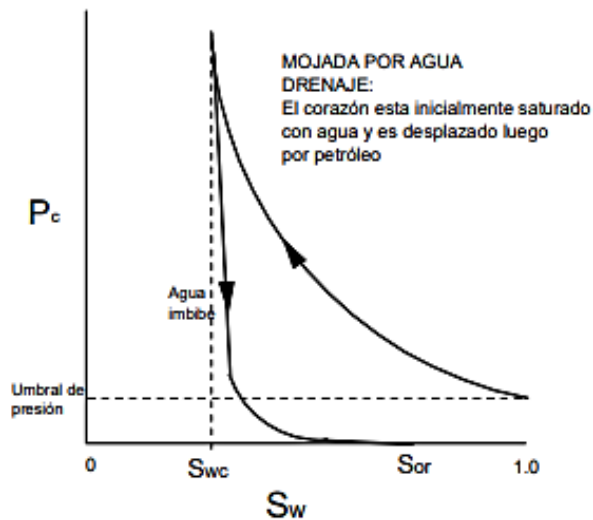


Figura 9: Curva de presión en un sistema mojado por agua.

Fuente: (Escobar Macuelo, 2012)

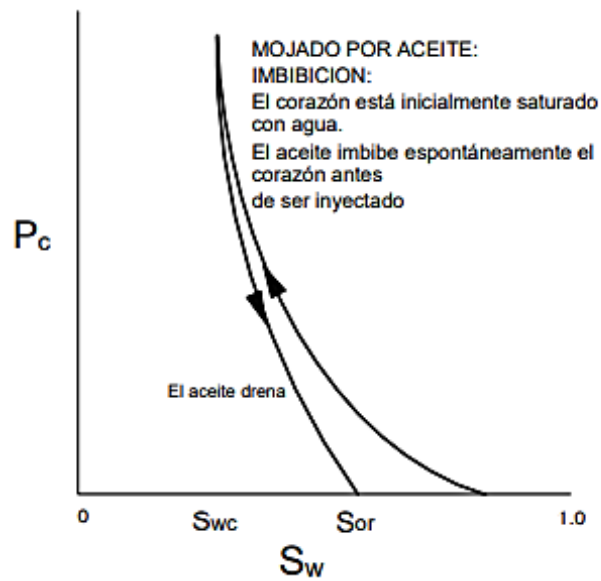


Figura 10: Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite.

Fuente: (Escobar Macuelo, 2012)

Las curvas de presión capilar presentan el fenómeno de histéresis, el cual comprende dos procesos: imbibición y drenaje, estos términos se utilizan en función de la saturación.

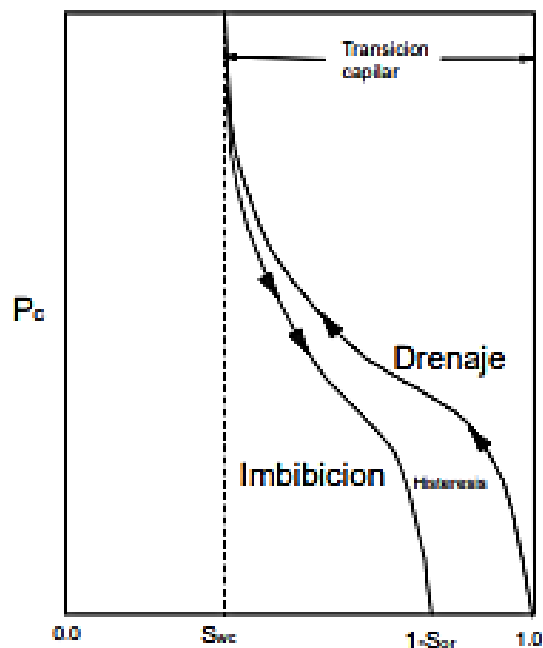


Figura 11: Histéresis de la curva de presión capilar.

Fuente: (Escobar Macuelo, 2012)

2.4.2 Tensión superficial e interfacial.

La interfase de dos fases es una región con solubilidad limitada, correspondiente al espesor de unas pocas moléculas.

La tensión superficial es una característica esencial de la interfase en términos termodinámicos. Se entiende como la energía que se puede utilizar para aumentar el área de la interfase en una unidad.

Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen de manera desigual hacia sus alrededores debido a diferencias de tamaño, esto crea una superficie de energía libre/ unidad de área que se llama tensión interfacial.

La tensión interfacial se refiere a la fuerza presente entre la interfase de dos fluidos inmiscibles, es decir que no se pueden mezclar. Si los fluidos se encuentran en estado líquido y gaseoso, entonces se aplica el término de tensión superficial. (González & Pérez, 2013)

2.4.3 Porosidad y permeabilidad.

La definición de porosidad corresponde al porcentaje de espacios vacíos en relación al volumen total de la roca. La roca reservorio, está compuesta por hoyos porosos rodeados por una estructura rocosa, que se estructura de partículas de roca y materiales de cementación que forman la matriz. La capacidad del yacimiento para almacenar fluidos y su viabilidad como recurso comercial pueden ser determinadas mediante cálculos basados en registros o núcleos de pozos. La porosidad puede ser primaria, adquirida inicialmente por su ambiente de depósito o predepósito, o secundaria, obtenida más tarde por procesos diagenéticos o de deformación. (Rosello & Laprea, 2023)

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{grain}}{V_t}$$

Tabla 3: *Calidad de la porosidad*

CALIDAD	POROSIDAD (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Fuente: (Ferrer, 2009)

La permeabilidad, es una característica que posibilita el flujo de los líquidos a través de la red porosa interconectada, con una permeabilidad de un Darcy, utilizando un líquido monofásico con una viscosidad de un centipoise, llenando por completo el espacio poroso. (Gutiérrez & Iturralde, 2017)

El logro de una evaluación adecuada de la inyección de polímeros depende del éxito técnico y económico, que se basa en la permeabilidad y heterogeneidad del yacimiento. Las formaciones que tienen valores bajos de permeabilidad pueden bloquear a las moléculas de un polímero que se desplazan a través de los poros. (Tomalá Reyes & Neira Borbor, 2018)

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P}$$

2.4.4 Propiedades de los fluidos.

➤ Densidad.

Magnitud establecida por la proporción entre el volumen y la masa de un objeto. Para ampliar las posibilidades de trabajo y describir un fluido respecto a otro, el uso de densidades relativas es muy beneficioso para el estudio de fluidos. (Barahona , Chávez, & Hernández , 2022)

$$\rho = \frac{m}{V}$$

➤ Viscosidad.

Se puede concebir la viscosidad como la fricción interna que produce un fluido en movimiento. Es una medida de la resistencia que presenta un fluido a la velocidad de deformación angular porque la viscosidad (o fricción interna) del fluido requiere un esfuerzo de corte para que un estrato de fluido deslice sobre otro. (Basile, 2019)

➤ Saturación.

La saturación es la proporción de fluido que satura el medio poroso. Se puede calcular volumétricamente la cantidad de fluido en una roca después de conocer dicha cantidad y la extensión del volumen poroso. (Escobar Macuelo, 2012)

2.5. Arreglos de pozos y tipos de drenaje.

Los factores que influyen en la selección del tipo de arreglo de pozos son:

- Forma original en que ha sido producido el yacimiento.
- Permeabilidad del yacimiento.
- Viscosidad de los fluidos.
- Razón de movilidad.
- Razón de pozos inyectores a pozos productores.
- Estructura del yacimiento.
- Características geológicas del mismo.

Por lo tanto, en ocasiones se recurre a disposiciones irregulares en los yacimientos, como los que se presentan a continuación.

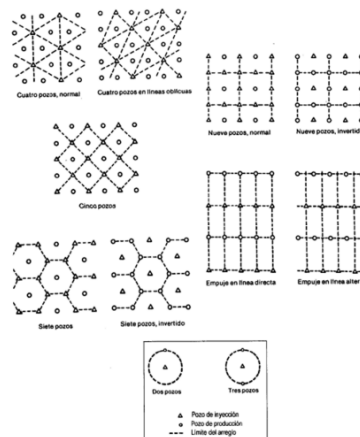


Figura 12: *Diferentes tipos de arreglos de pozos.*

Fuente: (Melendres Ronny & González , 2024)

2.5.1 Clasificación de los arreglos de los pozos.

Tabla 4: Clasificación según el tipo de arreglo de pozos.

TIPO	RELACIÓN DE POZOS PRODUCTORES A POZOS DE INYECCIÓN	FIGURA
4 Pozos	2	Triángulo equilátero
4 pozos en líneas oblicuas	2	Cuadrado
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	½	Triángulo equilátero.
7 pozos invertidos (pozo de inyección único)	2	Triángulo equilátero.
9 pozos	1/3	Cuadrado
9 pozos invertidos (pozo de inyección único)	3	Cuadrado
Empuje de línea directa	1	Rectángulo
Empuje de línea alternada	1	Líneas desfasadas.

Fuente: (Hernández Serrano, 2014)

2.6. Estatus del Campo.

El Campo Cuyabeno dispone de 77 pozos, de los cuales 44 pozos son productores, 6 pozos son reinyectores, y 20 pozos están cerrados.

Tabla 5: Estado de Campo Cuyabeno.

CAMPO	ESTADO DE POZOS.				TOTAL
	PRODUCTORES		REINYECTORES	CERRADOS	
	BES	HIDRÁULICO			
CUYABENO	36	8	6	20	77

Fuente: (Criollo & Pantoja, 2019)

2.6.1 Producción promedio.

A continuación, se muestra la tabla del historial de producción de Campo Cuyabeno.

Tabla 6. Historial de producción periodo 2013-2022

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPD)
2013	13.299,95
2014	14.304,10
2015	16.542,85
2016	15.846,47
2017	13.665,35
2018	12.695,16
2019	10.794,10
2020	14.965,74
2021	15.137,59
2022	14.526,50

Fuente: (El petróleo en cifras 2022, 2022)

2.7. Inyección de polímeros.

2.7.1 Concepto de polímeros.

Un polímero es un compuesto constituido por grandes moléculas, solubles en agua con alto peso molecular, obtenido a partir de la unión de moléculas más pequeñas denominadas monómeros. Son considerados macromoléculas debido a su elevada masa molecular y la presencia de gran número de átomos. (Sierra, 2019)

2.7.2 Características de los polímeros.

Dado que una muestra de polímero presenta una distribución estadística de cadenas de longitud variable, la caracterización de un polímero requiere especificar una serie de parámetros. Además, se debe determinar su forma y tamaño, así como la fracción amorfa que queda en la muestra, si la morfología de las cadenas permite la formación de estructuras cristalinas. (Hermida, 2011)

➤ Concentración de los polímeros.

Esta característica es una de las más importantes para la recuperación del petróleo remanente, debido a las concentraciones de las soluciones poliméricas que presentan alta viscosidad aparente, que a la vez ayuda a aumentar los volúmenes de petróleo recuperado. (Hernández Serrano, 2014).

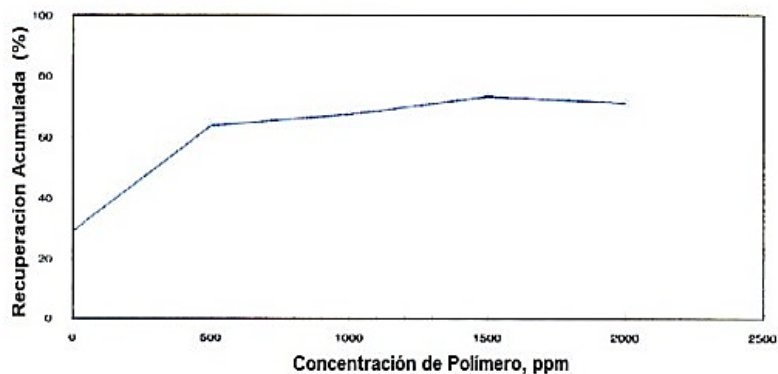


Figura 13. Efecto de la concentración de la solución de polímeros en la recuperación de petróleo.

Fuente: (Hernández Serrano, 2014).

➤ Temperatura de polímeros.

Este parámetro es fundamental para la inyección de estos, a temperaturas bajas los polímeros se vuelven duro y por ello una pérdida de movimiento entre las cadenas que conforman el material. Al mantener la solución polimérica a temperaturas altas por un largo tiempo se produce una reducción en la viscosidad. Tienen una gran relación la temperatura de los polímeros con el tiempo a la que se someten. (Tomalá Reyes & Neira Borbor, 2018)

➤ **Viscosidad del polímero.**

Otro aspecto importante a considerar es la composición del material. Los polímeros lineales con enlaces moleculares débiles tienen baja viscosidad porque algunas moléculas se deslizan más fácilmente que otras. La viscosidad aumentará, provocando que la longitud de su cadena se vuelva más desordenada, dificultando su movimiento. La amplia distribución del peso molecular significa baja viscosidad, por lo que es más fácil de extraer. (Tomalá Reyes & Neira Borbor, 2018)

➤ **Salinidad**

La viscosidad intrínseca de una solución homogénea de poliacrilamida aumenta al agregar NaCl a la solución. Al añadir CaCl₂, se hace más notable el incremento de la viscosidad. No obstante, la viscosidad de HPAM disminuye al agregar una sal monovalente. El motivo radica en que la sal adicional contrarresta la carga en las cadenas laterales HPAM. (Nieto Barrero & Ortega García, 2016)

➤ **Peso molecular**

La viscosidad de los polímeros guarda una estrecha relación con el tamaño y la extensión de la molécula del polímero, generalmente se observa que las moléculas más grandes están relacionadas con viscosidades de solución más elevadas. El tamaño molecular del polímero afecta a todas las características relacionadas con él. La viscosidad del polímero en disolución determina una serie de propiedades tales como la viscosidad relativa, la viscosidad específica, la viscosidad reducida, la viscosidad intrínseca y la viscosidad inherente. (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018)

2.7.3 Inyección de polímeros como método de recuperación mejorada.

En los últimos años, la producción de petróleo ha atraído la atención de muchos países porque el consumo de energía ha seguido aumentando y el principal problema que no puede satisfacer la demanda de energía es la escasez de petróleo y queroseno. La minería

es difícil debido a las características de los yacimientos existentes. Por tanto, implementar la tecnología EOR es una excelente estrategia para afrontar esta situación. (Torres, 2023).

La recuperación primaria final de un yacimiento de petróleo es de un 12% hasta 15% del POES; la recuperación secundaria es de un 15% hasta 20% del POES, mientras que en la recuperación terciaria con la aplicación de los métodos EOR se logra recuperar desde un 5% a 30% del petróleo remanente. (Ferrer, 2009)

En la actualidad se puede decir que la inyección de polímeros es un método de mejora de la producción de petróleo bien conocido en todo el mundo, basado en los resultados alcanzados en diversos proyectos que han logrado gran éxito en todo el mundo, aumentando así la producción de petróleo. La tasa de recuperación es incluso superior al 20%, que es mayor que la tasa de recuperación de la inyección de agua. Este método de recuperación es comparable a otros métodos como la inyección de surfactante, pero a un costo menor. (Bueno, 2008)

2.7.4 Polímeros utilizados en el método de recuperación mejorada.

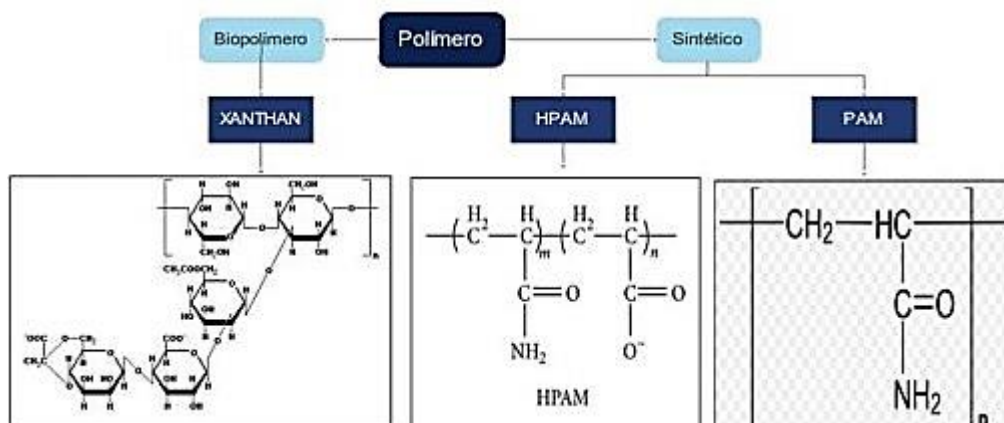


Figura 14. Polímeros en la recuperación mejorada.

Fuente: (Montalván & Borbor, 2021)

➤ **Poliacrimidas.**

El HPAM, denominado Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, este tipo de polímero soluble en agua de alto peso molecular, es un polímero hidrolizado que se utiliza en el tratamiento de agua, la fabricación de papel y la extracción de recuperación terciaria de petróleo. La alta viscosidad del HPAM lo convierte en un método adecuado para extraer hidrocarburos del petróleo, el peso molecular y la relación hidrofílica-hidrófoba del polímero, junto con la temperatura, la salinidad y el Ph, determinan la viscosidad de las soluciones acuosas, lo que a su vez afecta la estructura de la red del polímero y su conformación.

➤ **Polisacáridos.**

La composición molecular de los polisacáridos es difícil de descomponer mediante medios mecánicos, dura y viscosa en agua altamente salina y más compleja que la poliacrilamida.

El peso molecular medio de los biopolímeros es de al menos 2 a 5 millones, mientras que el peso molecular medio de la poliacrilamida es de 2 a 5 millones.

Durante el proceso de inyección, es útil filtrar la solución de biopolímero antes de la inyección en el yacimiento para minimizar los problemas de obstrucción que puedan ocurrir en el pozo de inyección. (Tomalá Reyes & Neira Borbor, 2018)

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Tipo de estudio.

La metodología del presente proyecto se basa en una investigación aplicada, en este caso, se busca aplicar la técnica de inyección de polímeros utilizando el software CMG para optimizar la recuperación de petróleo en un campo petrolero específico, el Campo Cuyabeno

- Investigación descriptiva.

Se describen las propiedades y características fundamentales relacionadas al yacimiento, polímero, software de simulación, etc., necesarios realizar el método de inyección del polímero en estudio.

- Investigación Bibliográfica.

Se realiza las búsquedas para la recopilación de información necesaria provenientes de diversas fuentes bibliográficas como son de libros, tesis, entre otros, que guarden relación con el método de inyección de polímeros y técnicas de recuperación mejorada.

La presente investigación se evalúa partiendo de la recopilación de información para determinar el modelo del yacimiento y el agente químico, una vez de implantar el diseño se realizan las diferentes corridas de simulación, para llegar a detallar el comportamiento de la inyección de polímeros con relación al factor de recobro en el yacimiento en estudio. Los resultados obtenidos se sujetan en comparaciones realizadas a través de representaciones gráficas para su debida interpretación.

3.2. Población y muestra.

La población es conformada por el Campo Cuyabeno operada por PETROECUADOR.EP, ubicada en el Oriente provincia de Sucumbíos, buscando maximizar el factor de recobro de dicha zona, mediante procesos de recuperación mejorada, como es la inyección de polímeros.

La muestra escogida es una cierta cantidad de la población para lograr obtener resultados favorables y confiables para el presente estudio de investigación. El área seleccionada es una parte de la Arena U Inferior perteneciente al Campo Cuyabeno, conformada por los campos: CUY-03, CUY-07, CUY-15, CUY-16, CUY-17, CUY-20, CUY-26, CUY-27.

3.3. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.

3.3.1 Software de simulación.

Dentro de la solución del presente proyecto se requirió el uso de un software libre denominado GMSH, específicamente es un generador de mallados automáticos con figuras bidimensionales y tridimensionales, se basa en cuatro módulos los cuales utilizan interfaz gráfica con su propio lenguaje de secuencias de comandos.

- GEOMÉTRICO, define las geometrías generando punto, líneas, superficies y volúmenes.
- MALLADO, genera mallas sobre estructuras.
- SOLVER, conecta con solucionadores externos, debido a que el programa solo permite la creación de mallas, más no es capaz de resolver problemas de forma numérica.
- POSTPROCESADO, permite la visualización de los resultados obtenidos.

Además, el Software CMG (Computer Modelling Group), utilizado para las respectivas simulaciones del yacimiento. Dentro del mismo se tiene otras herramientas que fueron de mucha utilidad como:

- **BUILDER.**

Ayuda a definir el área y en la creación del modelo de simulación del yacimiento, tanto del reservorio como fluido, requiriendo las propiedades petrofísicas, ubicación, geología, entre otros parámetros.

- **RESULTS GRAPHS.**

Permite la visualización de los resultados por medio de gráficos una vez realizadas las diferentes corridas de la simulación.

3.3.2 Diseño del mallado con GMSH

Para la realización del mallado del yacimiento en estudio se utilizó el software libre denominado GMSH, para esto se requirió del mapa isópaco de la arena U inferior del Campo Cuyabeno, con la finalidad de definir las condiciones de contorno de la arena.

El contorno del campo en estudio se lo realizará en base al módulo geométrico del software GMSH, con el mapa isópaco de la arena U inferior de la zona en estudio.

A continuación, se describen los pasos a seguir para la elaboración del mallado:

1. Al ejecutar el software, se da clic en la opción “Unir” en la sección de archivos, para ingresar el mapa isópaco del campo en estudio, y de esta manera generar los puntos para crear el contorno.

Una vez realizado el contorno se guarda el archivo con la extensión .geo, permitiéndose utilizar el módulo geométrico y seleccionar la opción puntos, delimitando el contorno de la zona en estudio.

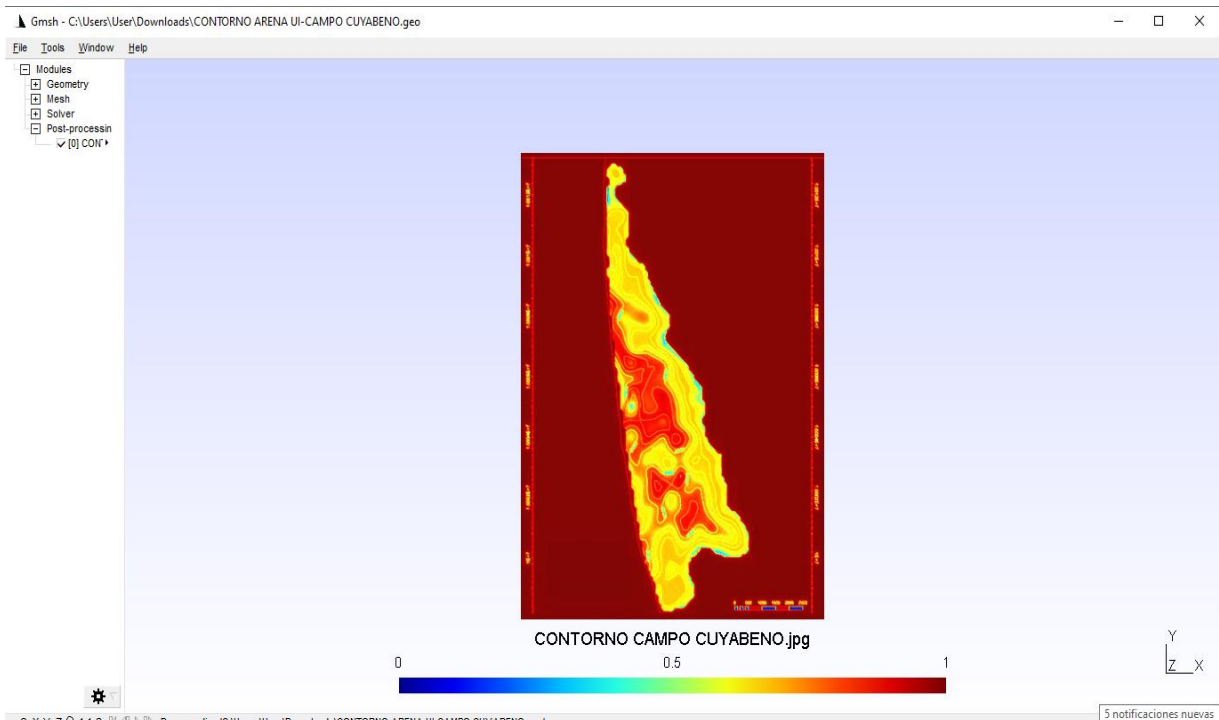


Figura 15: Exportación del mapa en estudio al software GMSH.

Fuente: (Tigrero, 2024)

2. De manera manual, se señalan la cantidad de puntos necesarios para definir el espacio, uno por uno, siempre teniendo en cuenta la ubicación y sus curvas, generando la silueta lo más similar posible del mapa o zona que se quiere estudiar.

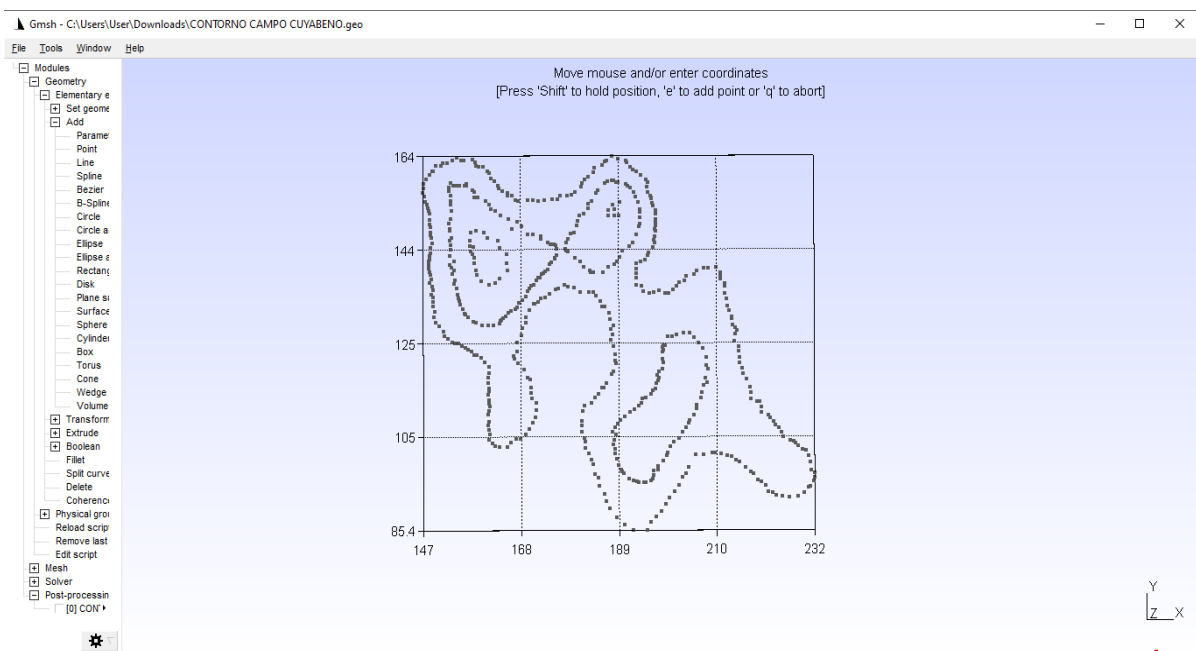


Figura 16: Creación de puntos para generar el contorno del mapa.

Fuente: (Tigrero, 2024)

3. El software generará los puntos de contorno correspondientes a un plano bidimensional, dividiéndose en capas.

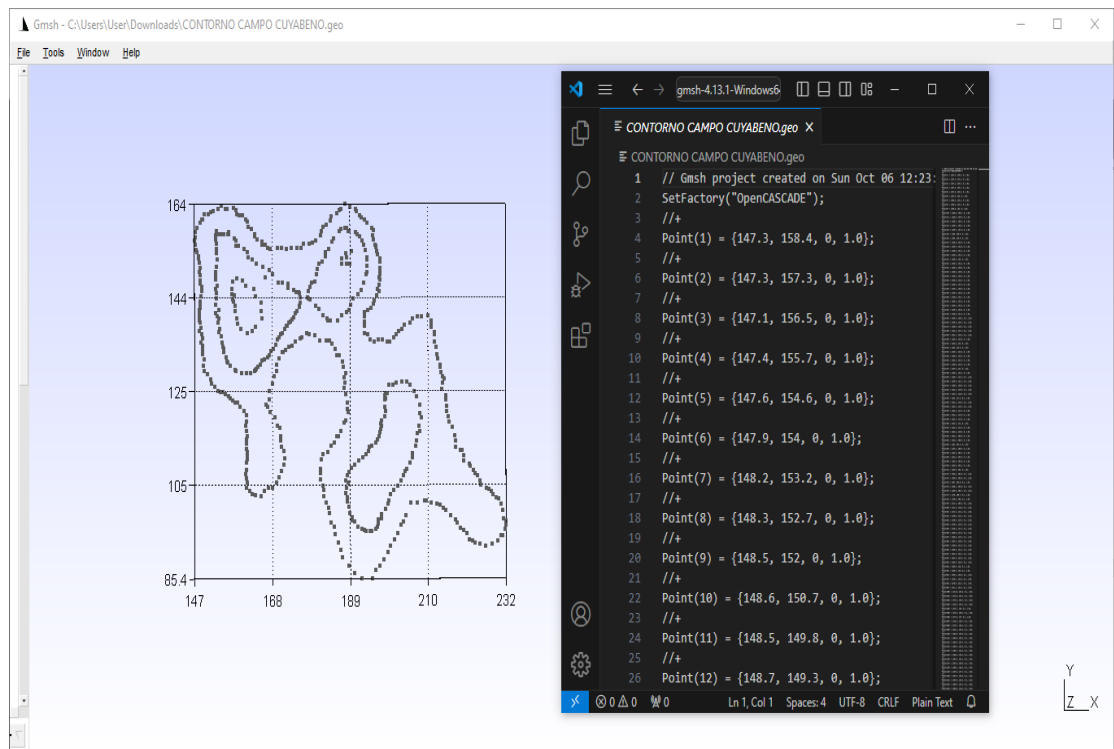


Figura 17: Contorno de la zona de estudio con sus respectivos puntos.

Fuente: (Tigrero, 2024)

4. Como los puntos generados tienen dimensiones demasiadas reducidas, se los ajusta hasta obtener dimensiones lo más cercanas a la realidad, denominándolas como: “X mapa” y “Y mapa”, a su vez se los convierte en las unidades de campo deseadas “pies”.

Tabla 7: Puntos del mapa de contorno en unidades de campo.

Fuente: (Tigrero, 2024)

Puntos	X(m)	Y(m)	X(MAPA)	Y(MAPA)	x(ft)	y(ft)
Point(1)	147,30	158,40	355729,5	10002168	1166792,76	32807111
Point(2)	147,30	157,30	355729,5	9932708,5	1166792,76	32579283,9
Point(3)	147,10	156,50	355246,5	9882192,5	1165208,52	32413591,4
Point(4)	147,40	155,70	355971	9831676,5	1167584,88	32247898,9
Point(5)	147,60	154,60	356454	9762217	1169169,12	32020071,8

- Finalmente, con los puntos generados en las unidades de campo, se los organiza por capas según sus profundidades. Y se guarda el archivo en formato “.bna”, que serán utilizadas posteriormente en el software CMG, simulador Builder. En total se crearon 586 puntos que originaron el mapa de contorno de la Arena U Inferior.

DEPTHINOC	Gross Thickness
"C", "6900" , -342	"C", "0" , -342
1167091.57 , 3897637.92	1167091.57 , 3897637.92
1167091.57 , 3870570.99	1167091.57 , 3870570.99
1165506.93 , 3850885.95	1165506.93 , 3850885.95
1167883.9 , 3831200.91	1167883.9 , 3831200.91
1169468.54 , 3804133.98	1169468.54 , 3804133.98
1171845.51 , 3789370.2	1171845.51 , 3789370.2
1174222.48 , 3769685.16	1174222.48 , 3769685.16
1175014.8 , 3757382.01	1175014.8 , 3757382.01
1176599.45 , 3740157.6	1176599.45 , 3740157.6
1177391.77 , 3708169.41	1177391.77 , 3708169.41
1176599.45 , 3686023.74	1176599.45 , 3686023.74
1178184.09 , 3673720.59	1178184.09 , 3673720.59
1178184.09 , 3644193.03	1178184.09 , 3644193.03
1178184.09 , 3629429.25	1178184.09 , 3629429.25
1180561.06 , 3614665.47	1180561.06 , 3614665.47
1180561.06 , 3590059.17	1180561.06 , 3590059.17
1178976.42 , 3565452.87	1178976.42 , 3565452.87
1178184.09 , 3538385.94	1178184.09 , 3538385.94
1177391.77 , 3523622.16	1177391.77 , 3523622.16
1177391.77 , 3503937.12	1177391.77 , 3503937.12
1175807.12 , 3494094.6	1175807.12 , 3494094.6
1175807.12 , 3476870.19	1175807.12 , 3476870.19
1175807.12 , 3457185.15	1175807.12 , 3457185.15
1176599.45 , 3439960.74	1176599.45 , 3439960.74
1177391.77 , 3425196.96	1177391.77 , 3425196.96
1178976.42 , 3403051.29	1178976.42 , 3403051.29
1176599.45 , 3383366.25	1176599.45 , 3383366.25
1181353.38 , 3366141.84	1181353.38 , 3366141.84
1182938.03 , 3343996.17	1182938.03 , 3343996.17

Figura 18: Archivos ".bna" de profundidades y espesores del yacimiento.

Fuente: (Tigero, 2024)

3.3.3 Modelado del mallado de simulación.

En esta sección se detallan paso a paso demostrando el proceso de la creación del modelo del reservorio, mediante la utilización del software CMG, siglas en inglés que corresponden a Computer Modelling Group, Ltd, específicamente se requiere del apartado o herramienta denominada “Builder”, el mismo que ayuda en la construcción y definición de modelos de simulación de yacimientos petroleros, permitiendo visualizar yacimientos con procesos de recuperación de producción.

Para este caso se usará el simulador STARS de Builder, porque es ideal para la modelar o simular los procesos de recuperación con vapor, disolventes, aire y productos químicos (CMG, 2022), las unidades del presente estudio de investigación son en unidades de campo, con porosidad simple. Estos datos correspondientes de la Arena U Inferior del campo Cuyabeno, se visualizan en la siguiente figura.

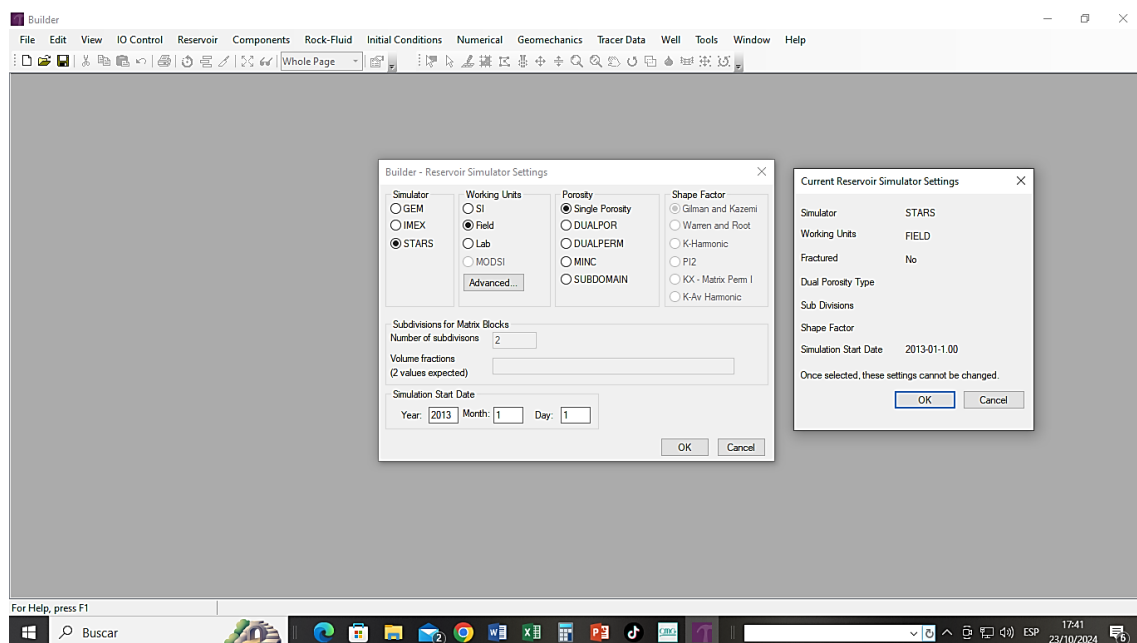


Figura 19: Visualización de la configuración para el modelado de simulación en Builder-CMG

Fuente: (Tigero, 2024)

En la Fig. 18, se muestra la fecha de inicio de la simulación, en este caso se configuró para inicios del 2013, la cual se la designó de acuerdo a la información que se logró obtener de la zona en estudio.

Luego, se utilizó los archivos creados anteriormente en el software GMSH con los puntos de contorno; en este caso se importó el bloc de notas generado del mapa de contorno del

campo Cuyabeno creado en formato “.bna”, para desarrollar la ilustración de la arena, notando la ubicación y dimensiones reales de la zona en estudio.

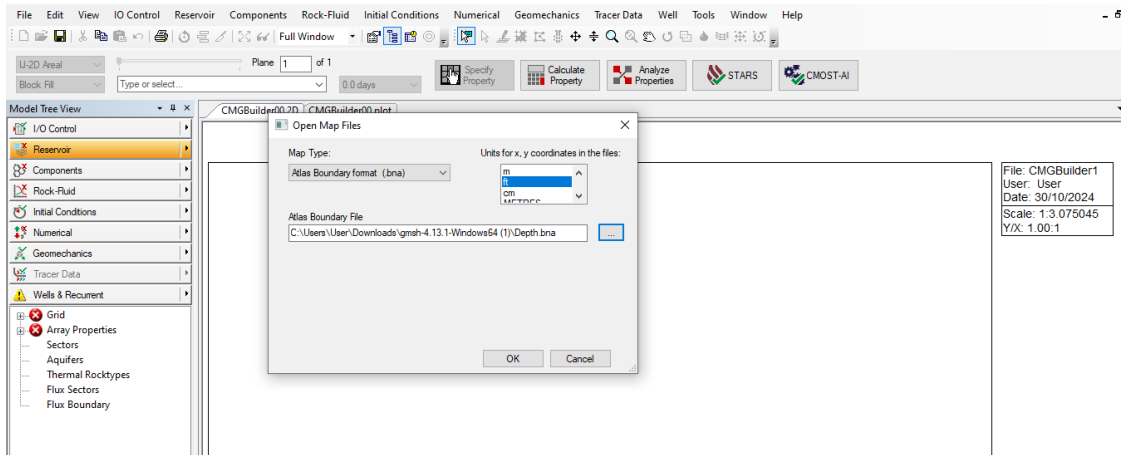


Figura 20: Exportación del archivo ".bna" del mapa de contorno.

Fuente: (Tigrero, 2024)

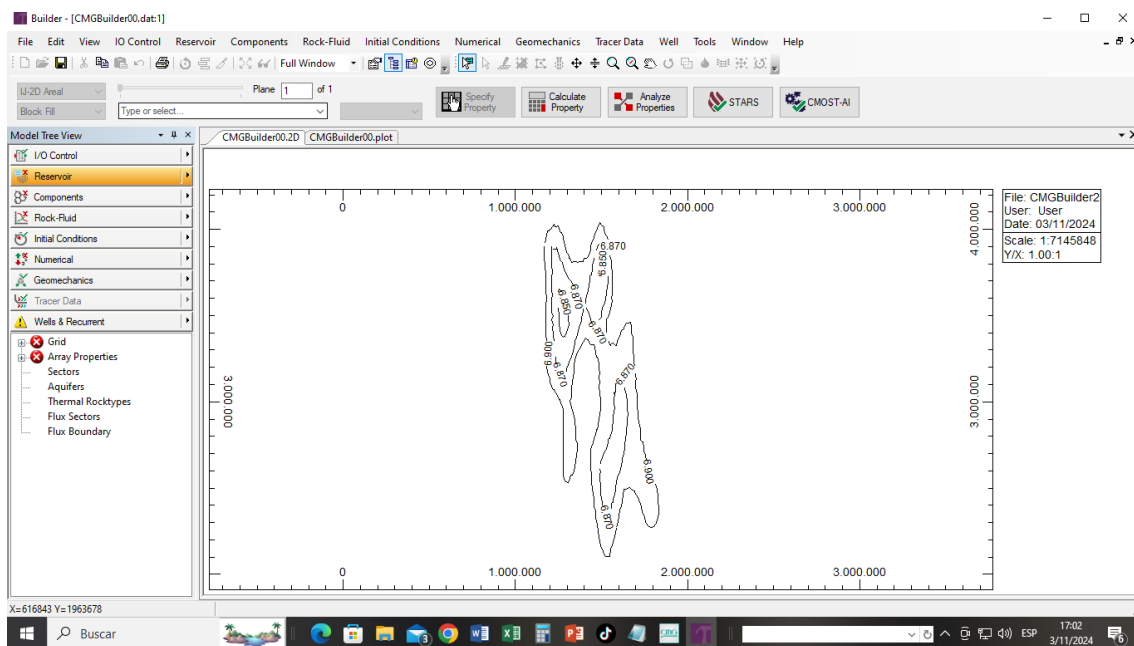


Figura 21: Visualización de contorno en software CMG

Fuente: (Tigrero, 2024)

Posterior a la importación del mapa de contorno de la Arena U Inferior del Campo Cuyabeno, se realiza la creación del mallado del reservorio, donde se utilizó el tipo de mallado llamado punto de esquina ortogonal (Orthogonal Corner Point Grid), con las dimensiones ingresadas de 70*150*3.

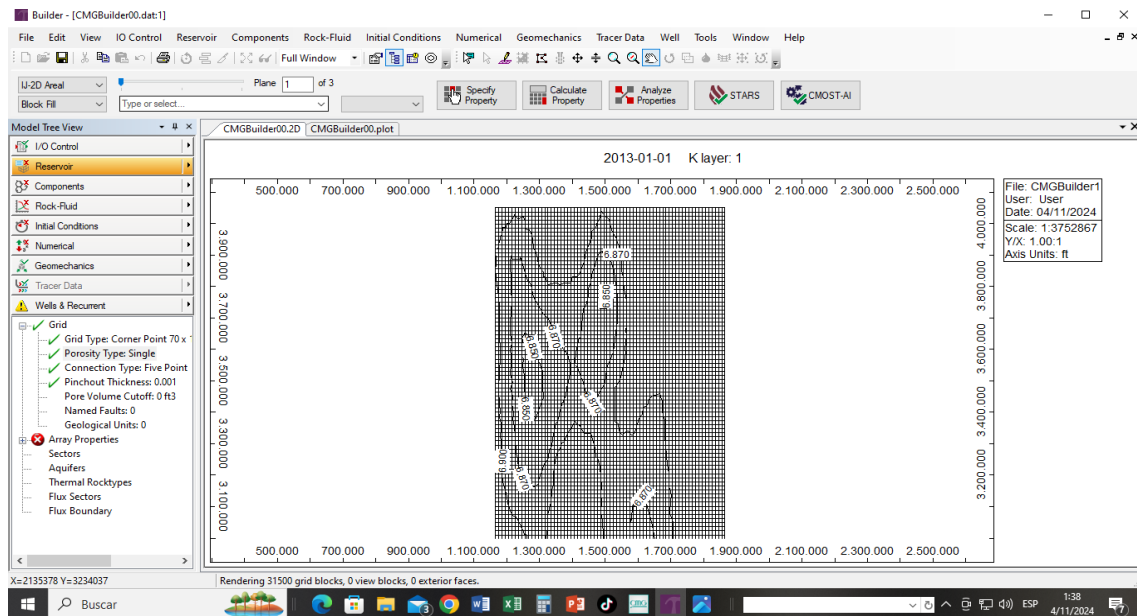


Figura 22: Creación del mallado tipo Orthogonal Corner Point.

Fuente: (Tigero, 2024)

Cambiamos el movimiento de pantalla a modo sonda de control, una vez configurado el mallado especificamos las propiedades, ingresamos en “Reservorio”, seleccionamos la opción “propiedades específicas”, a continuación se presentará una tabla con los layers donde se ubicarán los archivos “.bna” anteriormente creados con el mapa de contorno como son: “Depth.bna” en el casillero de “Grid Top” y “Gross Thickness.bna” en los layers de las capas de arena según corresponda.

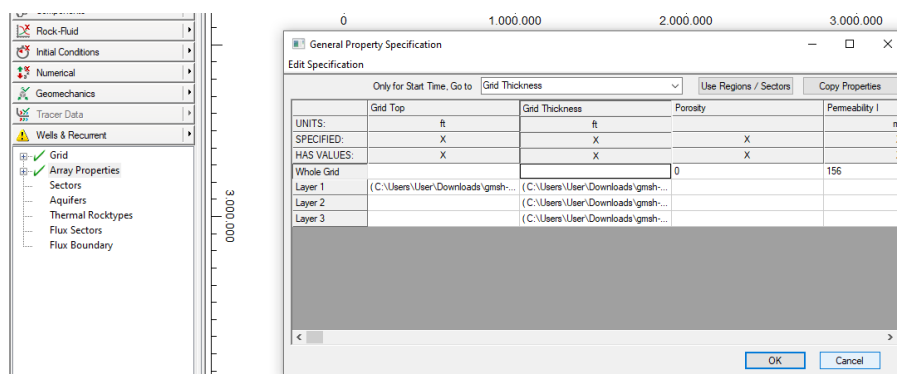


Figura 23: Ingreso de archivos .bna en las propiedades del reservorio.

Fuente: (Tigero, 2024)

Con la configuración de las propiedades anteriormente ingresadas, hubo una reducción de bloques en 10500, visualizando el modelo del reservorio como se muestra en la figura 23.

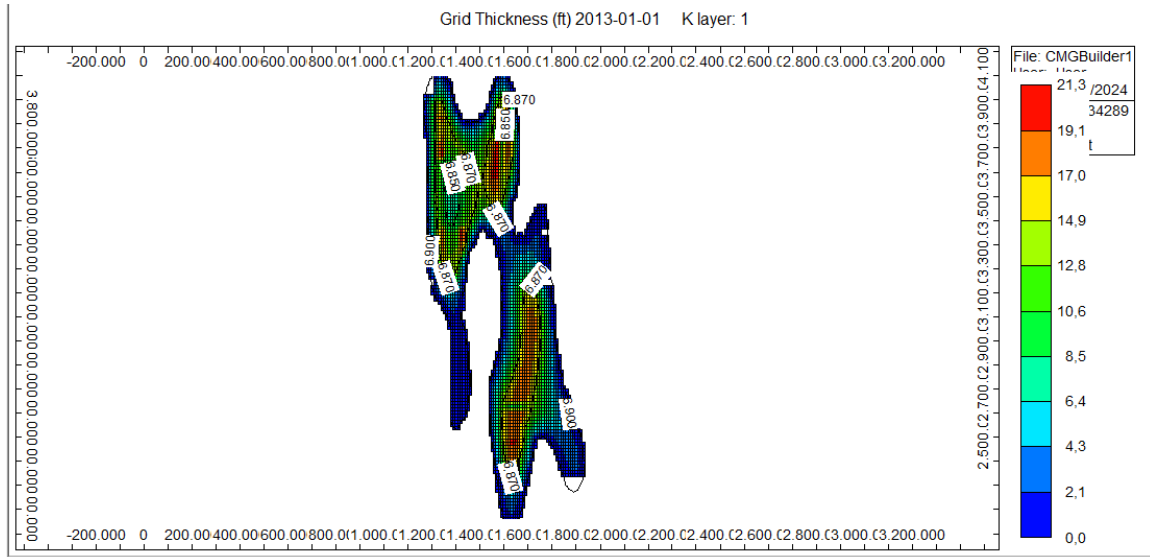


Figura 24: Vista 2D con respecto al espesor del yacimiento en CMG

Fuente: (Tigero, 2024)

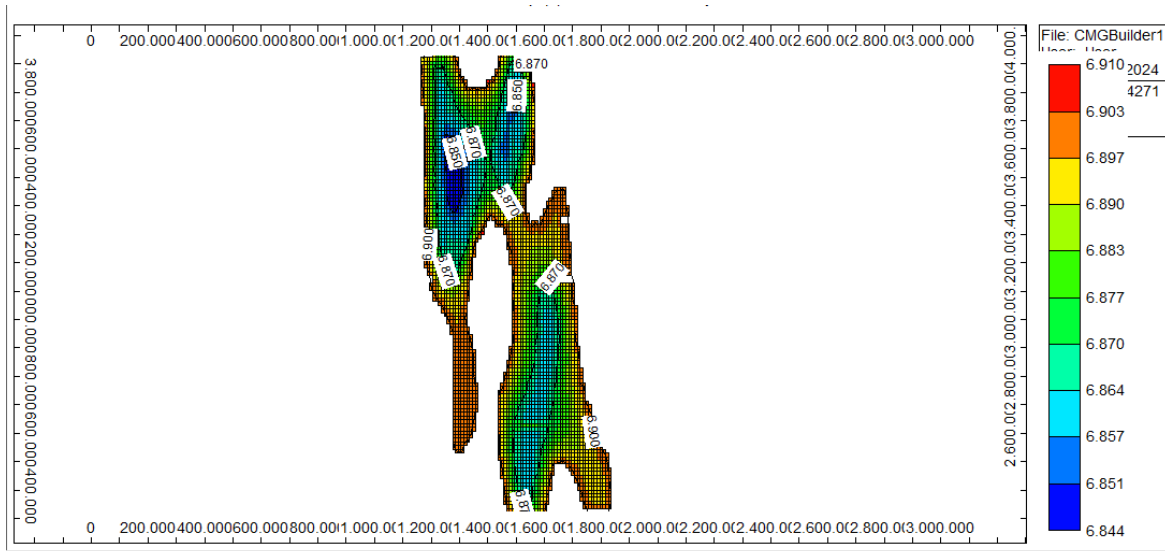


Figura 25: Vista 2D con respecto a las profundidades del yacimiento.

Fuente: (Tigero, 2024)

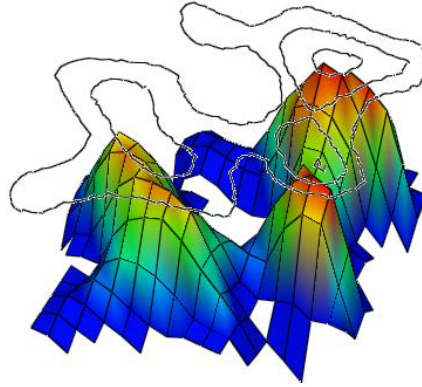


Figura 26: Vista 3D del yacimiento con líneas de contorno.

Fuente: (Tigrero, 2024)

3.3.4 Componentes.

En este apartado se añade la información PVT del fluido correspondiente a la arena U inferior del campo Cuyabeno, a través del siguiente procedimiento.

En el apartado “Componentes”, se selecciona “Importación de petróleo negro PVT”, se genera una ventana adicional donde se elige la opción “Inicie la interfaz gráfica de usuario PVT de petróleo negro”.

Tabla 8: Valores PVT del yacimiento.

Fuente: (Tigrero, 2024)

T_{yac} (°F)	P_{maxyac} (psi)	P_b (psi)	Densidad oil	Densidad gas
206	2914	1380	56.19	0.12

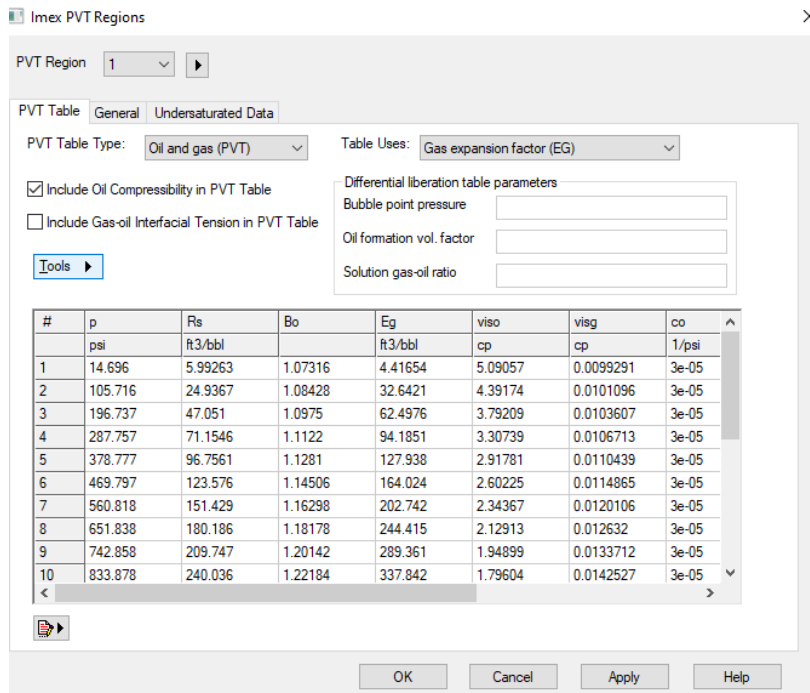


Figura 27: Resultados PVT generados en el software.

Fuente: (Tigero, 2024)

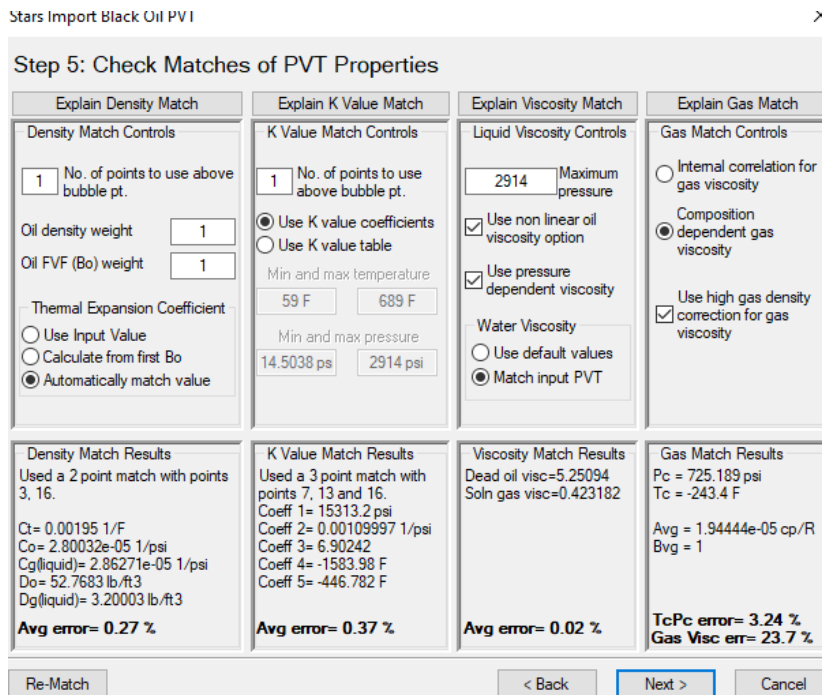


Figura 28: Ventana de los errores de las propiedades PVT

Fuente: (Tigero, 2024)

3.3.5 Diseño del modelo de simulación.

En esta sección se configuran las propiedades del reservorio o yacimiento, en este caso se necesitan tanto las propiedades de la arena U inferior del campo en estudio como las propiedades roca-fluido descritas en capítulos anteriores para su respectivo estudio, configurando de así el modelo del fluido para lograr simular la recuperación primaria del yacimiento, así como una recuperación mejorada con la aplicación de la inyección de polímeros que es el objetivo principal en este proyecto de investigación.

Previo a esto se realiza la colocación tanto de los pozos productores como inyectoros, de la misma manera como se localizaban en el mapa isópaco utilizado para todo el procedimiento anteriormente realizado.

En este caso, esta parte de la zona de la arena U inferior cuenta con 8 pozos productores, los mismos que cuentan con una tasa de producción de aproximadamente 500 BBPD.

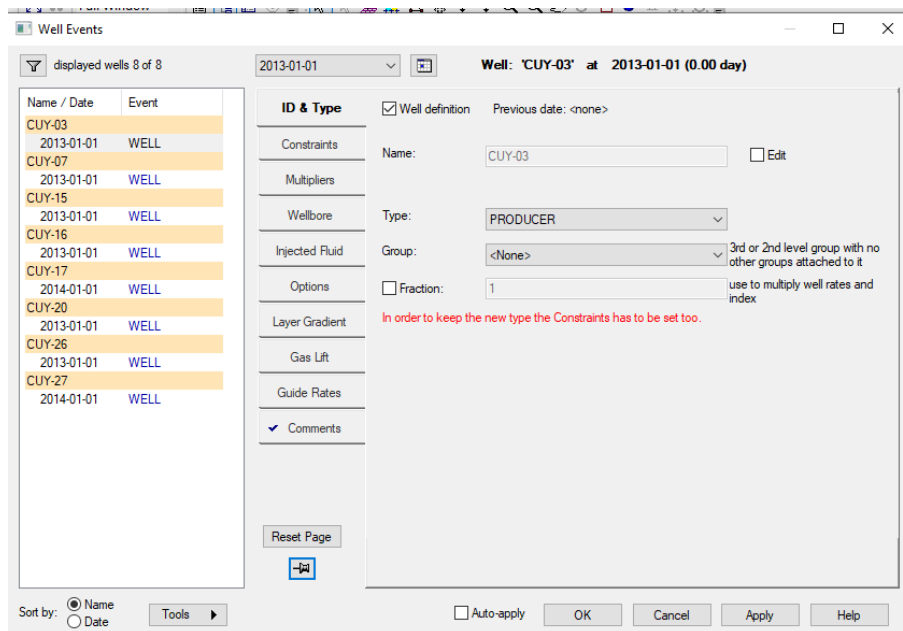


Figura 29: Ventana para la creación de pozos productores- Cuyabeno.

Fuente: (Tigrero, 2024)

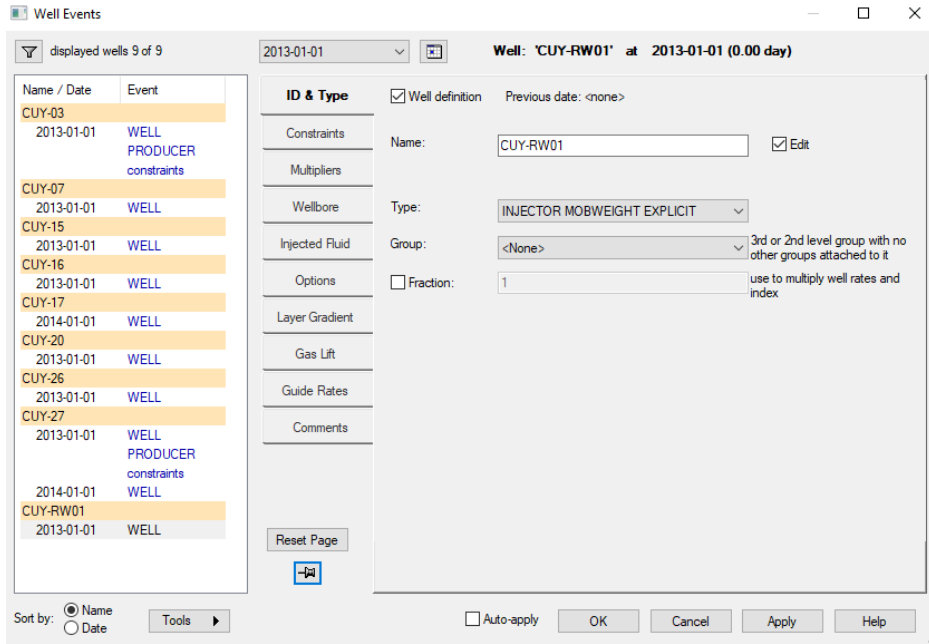


Figura 30: Ventana para dar origen al pozo inyector del yacimiento.

Fuente: (Tigrero, 2024)

Para definir la ubicación de los pozos en el mallado de simulación, se los hace por medio de la perforación en el simulador, mediante su respectiva configuración en la opción “Datos de terminación de pozos”, seleccionando “Perforaciones”, donde se colocaran las coordenadas de los bloques donde se sitúan los pozos antes mencionados, para asegurarnos que los pozos se posicionen correctamente en el modelado.

A continuación se muestran las coordenadas de los bloques donde se ubican los respectivos pozos.

Tabla 9: Coordenadas de ubicación de los pozos en el yacimiento.

Fuente: (Tigrero, 2024)

POZOS PRODUCTORES			POZO INYECTOR		
POZOS	COORDENADAS		POZO	COORDENADAS	
	Inicio	Final		Inicio	Final
CUY-03	33 25 1	33 25 3	CUY- RW01	36 8 1	36 8 3
CUY-07	38 124 1	38 124 3			
CUY-15	11 51 1	11 51 3			
CUY-16	44 73 1	44 73 3	CUY- RW06	30 54 1	30 54 2
CUY-17	61 126 1	61 126 3			
CUY-20	39 97 1	39 97 3			
CUY-26	51 85 1	51 85 3			
CUY-27	37 138 1	37 138 3			

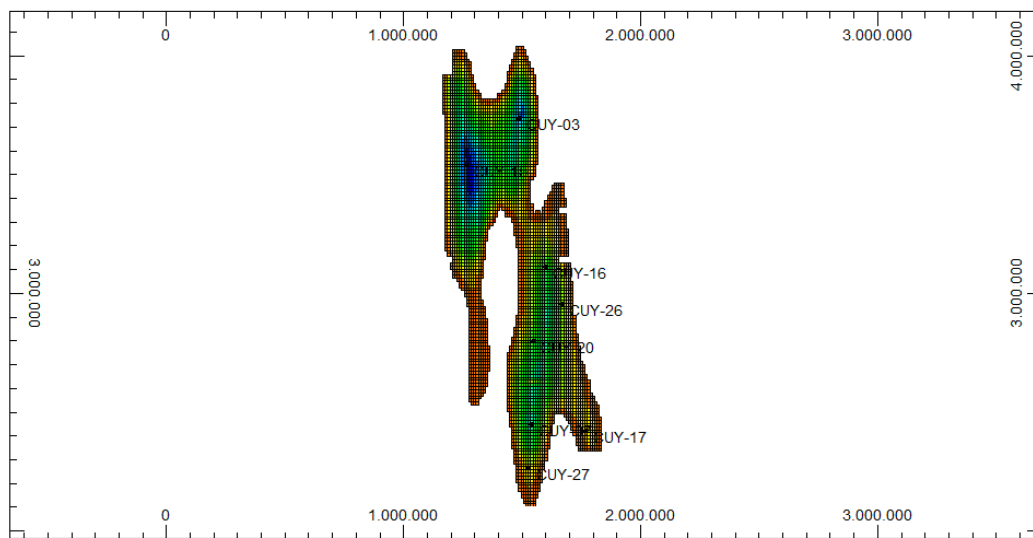


Figura 31: Mapa de ubicación de los pozos productores.

Fuente: (Tigrero, 2024)

Luego de la ubicación de los pozos en el modelado del yacimiento, es necesario ingresar sus respectiva información, la misma que es recopilada por medio de su historial de producción, y su tasa de hidrocarburo máxima; siendo esta variable en cada punto en el caso de los pozos productores. De la misma manera se ingresa al sistema los datos correspondientes al pozo inyector como es la tasa liquida máxima y su presión de fondo.

The screenshot shows the 'Well Events' application window. On the left, a list of wells is displayed, with 'CUY-03' selected. The main area shows the 'Constraints' tab for well 'CUY-03' at '2013-01-01 (0.00 day)'. A table lists two constraints:

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	STO surface oil rate	MAX	43.56 bbl/day	CONT
2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	28 psi	CONT

Below the table, there are sections for 'History Matching (OPERATE-HIST)', 'constraint modifiers', and 'Comments'. The 'Comments' section is checked and shows 'STO 0 bbl/day'. At the bottom, there are buttons for 'Auto-apply', 'OK', 'Cancel', 'Apply', and 'Help'.

Figura 32: Cuadro de datos correspondientes a pozos productores.

Fuente: (Tigrero, 2024)

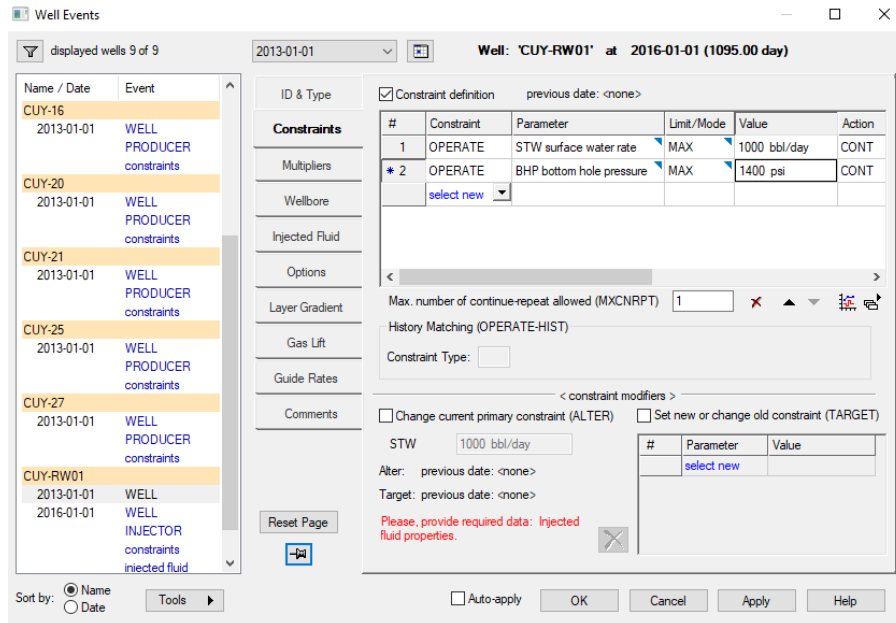


Figura 33: Ingreso de características del pozo inyector.

Fuente: (Tigero, 2024)

Posterior al ingreso de las características de los diversos pozos, se especifica el tiempo en que se llevará acabo la simulación para este caso de estudio, en este caso tendrá un lapso de tiempo de aproximadamente de 15 años, el mismo que culminará el 2028-01-01. Esta especificación se la realiza en la ventana “Simulation Date”.

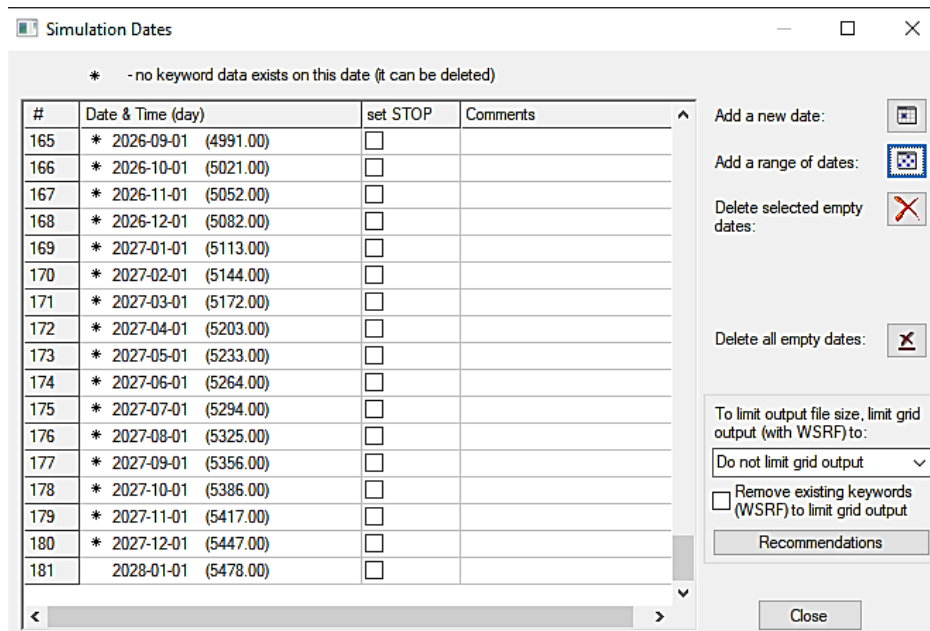


Figura 34: Tiempo de simulación.

Fuente: (Tigero, 2024)

3.3.6 Elaboración del diseño de polímero.

Para el procedimiento del diseño de inyección de polímero se necesita de la herramienta denominada Process Wizard el apartado “Componentes”, donde se permite la representación de diferentes procesos de recuperación. En este caso de estudio el tipo de polímero a utilizar es “HPAM”.

A continuación se muestra el paso a paso a seguir para su creación en el software.

Al seleccionar la opción de componentes se desplazan varias opciones a elegir dentro de ellas se encuentra “Alkali, surfactant, foam, and/or polymer injection”, que es el preciso para esta tipo de simulación.

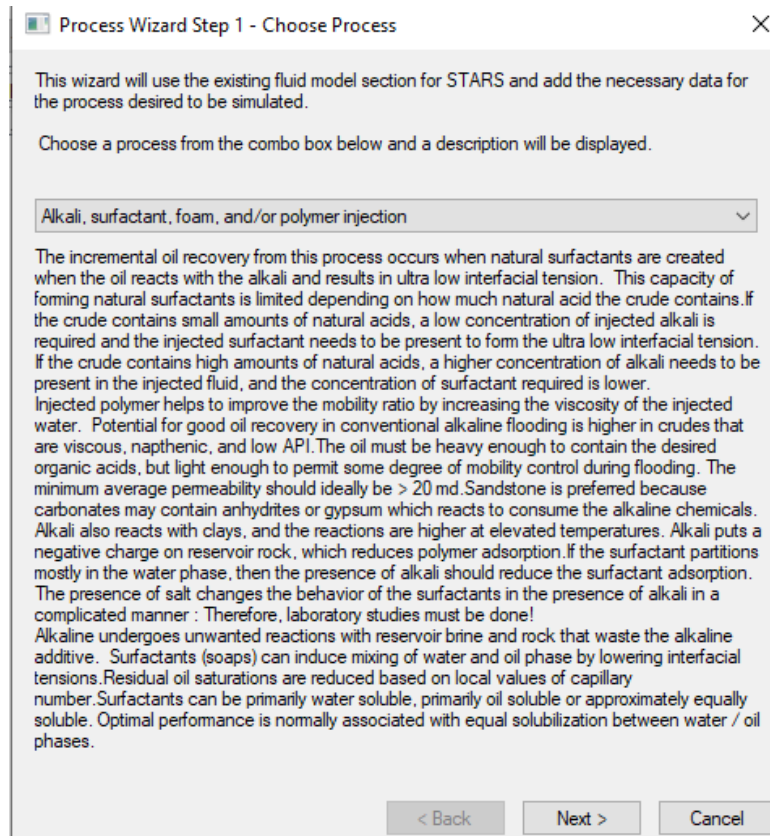


Figura 35: Ventana para la selección del tipo de proceso a utilizar.

Fuente: (Tigrero, 2024)

Para seguir con el proceso, es necesario especificar todas las características del polímero a inyectar.

Tabla 10: Especificaciones del polímero HPAM.

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Polímero	Porosidad	FR _T	Volumen poroso
HPAM	0.438	3	0.7

Para el modelado del polímero en este caso de estudio, se resalta la adsorción del polímero en la roca reservorio, donde será constante la cantidad de polímero utilizado durante el tiempo de la inyección, además no existirá variación alguna en la humectabilidad de este.

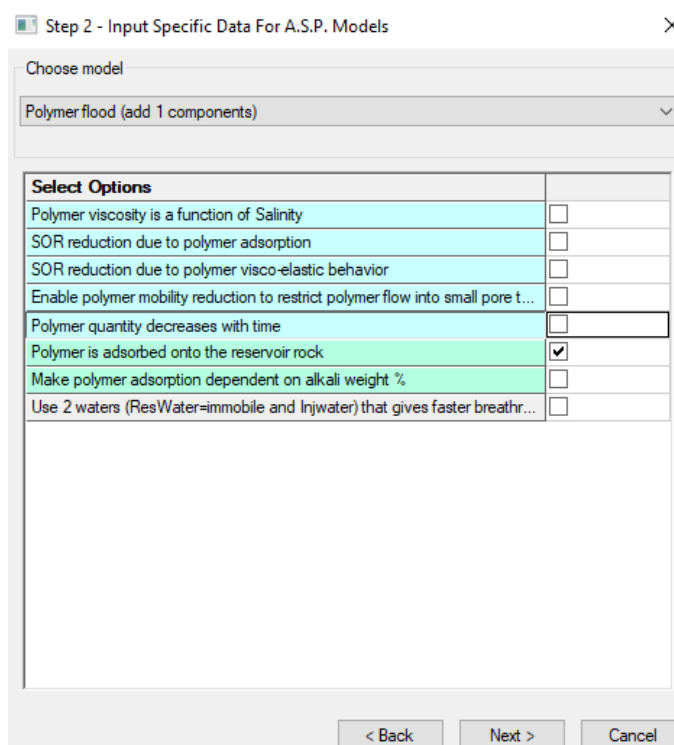


Figura 36: Opciones a seleccionar para la especificación del polímero.

Fuente: (Tigero, 2024)

Posterior se abre una ventana donde se ingresan los datos de concentración del polímero, viscosidades, porcentaje de sus pesos y sus valores de adsorción. Como se demostrará en las siguientes figuras.

Tabla 11: Características del polímero según las concentraciones

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Concentración (ppm)	Peso (%)	Adsorción (mg/100g)	Viscosidad (Cp)
0	0	0	0.48
1000	0.09996191	1.43	18.90
2000	0.19972417	2.78	48.08
3000	0.29928738	4.0649	89.88

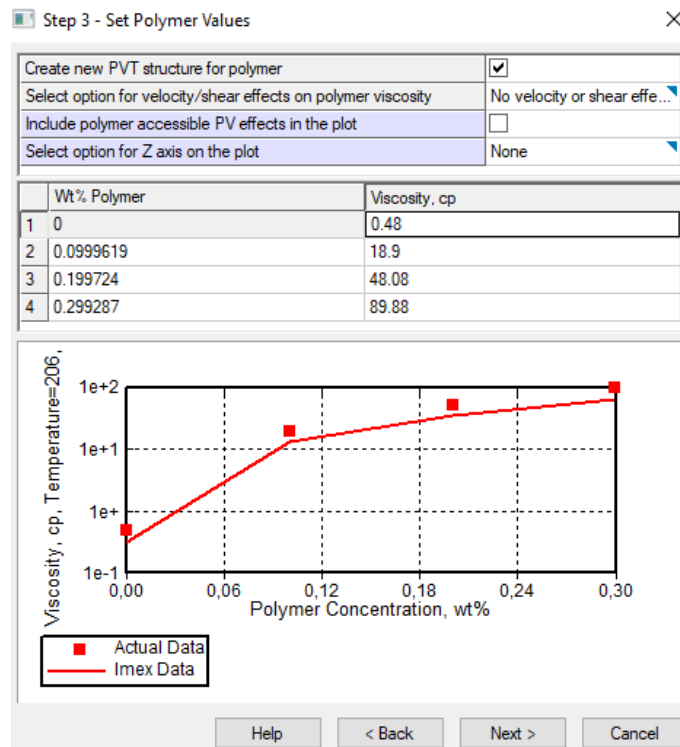


Figura 37: Configuración del polímero con los datos correspondientes a HPAM.

Fuente: (Tigrero, 2024)

Posteriormente, se mostrará una ventana donde se agregarán las propiedades de roca-fluido, y los valores de adsorción del polímero a utilizar según su respectiva concentración, entre otras características.

Rock type for conversion of adsorption valu...	Sandstone	
Rock Density, gm/cm3	2.65	
Polymer Adsorption		
Polymer resistance factor (1.0=no permeabili...	3	
Accessible pore volume for polymer adsorpti...	0.7	
Enter porosity of laboratory polymer adsorpti...	0.2494	
Number of polymer concentration vs. adsorp...	4	
	Weight % Polymer	Polymer Adsorption,....
	0	0
	0.0999619	1.43
	0.199724	2.78
	0.299287	4.0649

Buttons: Help, < Back, Next >, Cancel

Figura 38: Últimos datos correspondientes al polímero para su configuración.

Fuente: (Tigero, 2024)

Finalmente, se selecciona el pozo que inyectará el polímero para realizar el proceso de recuperación mejorada en el yacimiento, definiendo su fecha de inicio del proceso con su respectivo peso del polímero HPAM.

Step 6 - Choose Wells, Dates, and Set Injection Composition

Aqueous Components for Water Injectors	
Polymer injection wt%	0.299287

Well Name	Date
<input checked="" type="checkbox"/> CUY-RW01	2016-01-01 0:00:00

Sort Well/Date Display:

Auto Select Wells:

All
 Producers
 Injectors
 Highlighted
 Match name / wildcard

Figura 39: Selección del pozo inyector del yacimiento.

Fuente: (Tigrero, 2024)

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.

4.1. Análisis del caso de estudio.

En este presente capítulo se lleva a cabo el análisis de los resultados finales obtenidos de lo que respecta a la simulación de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección del polímero llamado HPAM en el yacimiento del campo Cuyabeno, arena U inferior, considerando sus diferentes concentraciones de polímero con las propiedades y características obtenidas de la información del campo en estudio para su respectiva corrida de simulación.

A continuación, se detallan los diferentes efectos observados de la mejora de producción del campo Cuyabeno, diferenciando cada método de recuperación de petróleo para un mejor análisis sobre el aumento en el factor de recobro, de acuerdo a su recuperación primaria, secundaria con una inyección de agua y por último la recuperación mejorada de hidrocarburos con la inyección de polímero HPAM. Este último proceso se simula en un lapso de 15 años, con un período de estudio comprendido entre la fecha 2013-01-01 y culmina en 2028-01-01.

Todo el proceso de desarrollo de la simulación, fue imprescindible la recopilación de datos específicos de la Arena U inferior del campo Cuyabeno donde incluyen sus propiedades petrofísicas, geometría del yacimiento, características roca-fluido, producción, geología, etc. Lo que ayudó significativamente a la construcción del modelado del yacimiento para la simulación con proceso de recuperación de petróleo.

Los siguientes resultados que se presentan a continuación, reflejan el comportamiento del yacimiento durante el tiempo asignado para este proceso de simulación, teniendo en cuenta su producción acumulada, sobre todo el mejoramiento en el factor de recobro durante el tiempo de la simulación para su análisis, permitiendo realizar una evaluación efectiva de la inyección del polímero HPAM como método esencial para la recuperación mejorada del petróleo en el campo Cuyabeno.

4.2. Análisis del factor de recobro y tasa de producción.

Los resultados obtenidos mediante la simulación en el software CMG, para obtener un mejor análisis del factor de recobro, se realizó con tres casos: primer caso fue Recuperación primaria, inyección de agua como recuperación secundaria y por último la recuperación terciaria o mejorada mediante la inyección de polímeros HPAM.

4.2.1 Recuperación primaria.

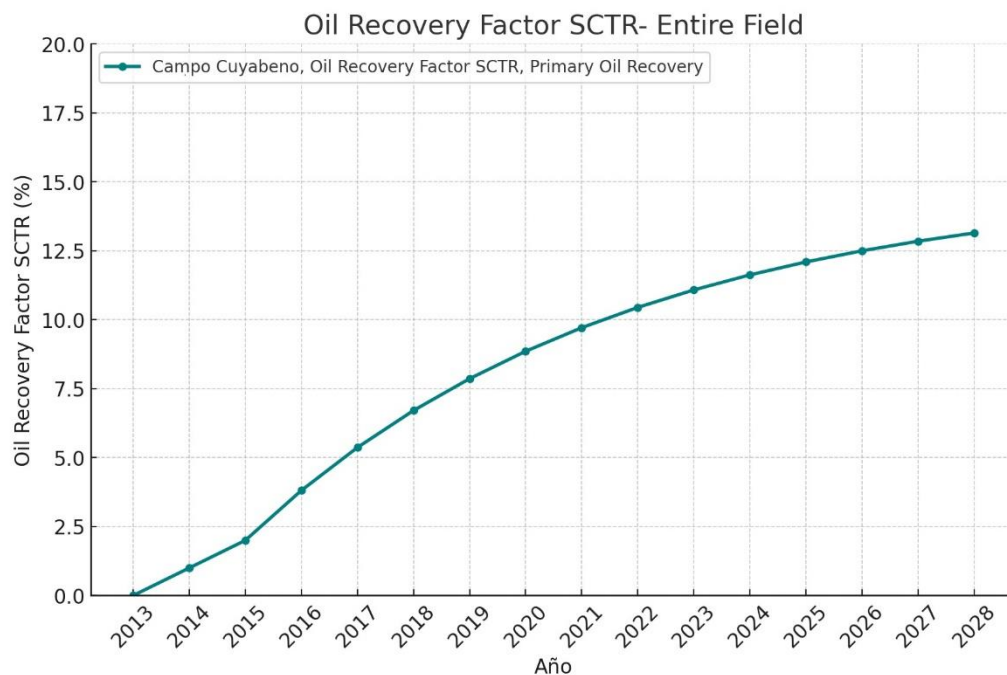


Figura 40: Factor de recobro-Recuperación primaria, CMG.

Fuente: (Tigrero, 2024)

En la figura 40, se muestra el período de recuperación primaria en relación con el factor de recobro, donde se observa que desde inicios de la recuperación años entre 2013 -2015, el factor de recobro aumenta de forma lineal alcanzando alrededor del 2% en el 2015, después de esta fecha, el factor de recobro sigue incrementando pero esta vez con una trayectoria curva, permitiendo que el flujo natural aumente sin requerir de otros métodos de recuperación de petróleo alcanzando un 13% hasta el año 2028.

4.2.2 Recuperación secundaria (Inyección de agua).

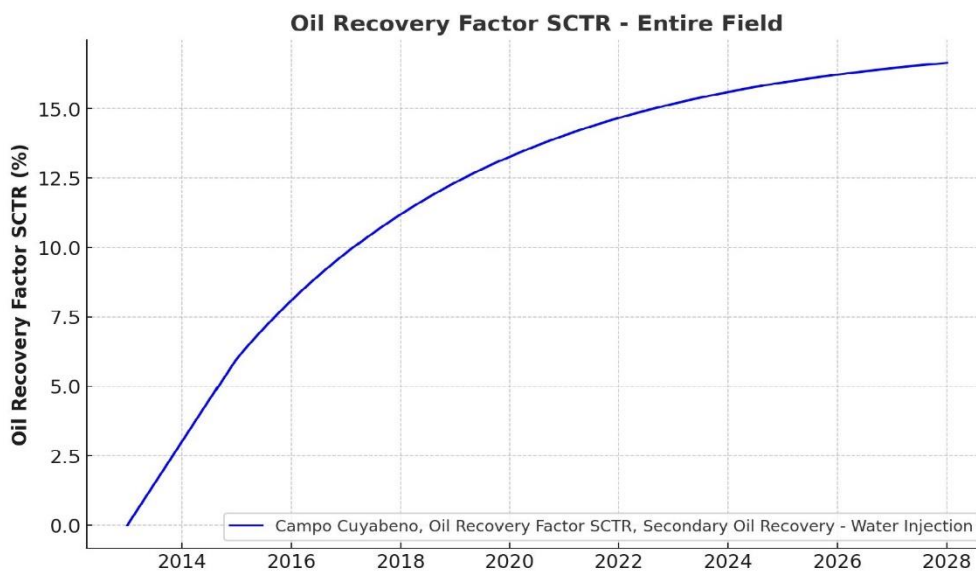


Figura 41: Factor de recobro del petróleo, recuperación secundaria, CMG

Fuente: (Tigero, 2024)

Desde inicios del año 2013 hasta el comienzo de la recuperación secundaria (inyección de agua), muestra un factor de recobro de forma lineal incrementándose hasta un 6% FR. Una vez implementado la inyección de agua con una tasa de 1000 bbls/d, presenta un aumento curvo más suave hasta alcanzar un límite de 17,5%

4.2.3 Recuperación terciaria o mejorada (Inyección de polímeros).

La inyección de polímeros HPAM refleja un incremento en el factor de recobro en relación con los dos métodos de recuperación de petróleo antes mencionados, en la figura 42 obteniendo un factor de recobro de 22% hasta el año 2028, periodo de simulación propuesto para la implementación del proceso de inyección, teniendo un aumento significativo en relación con la recuperación primaria.

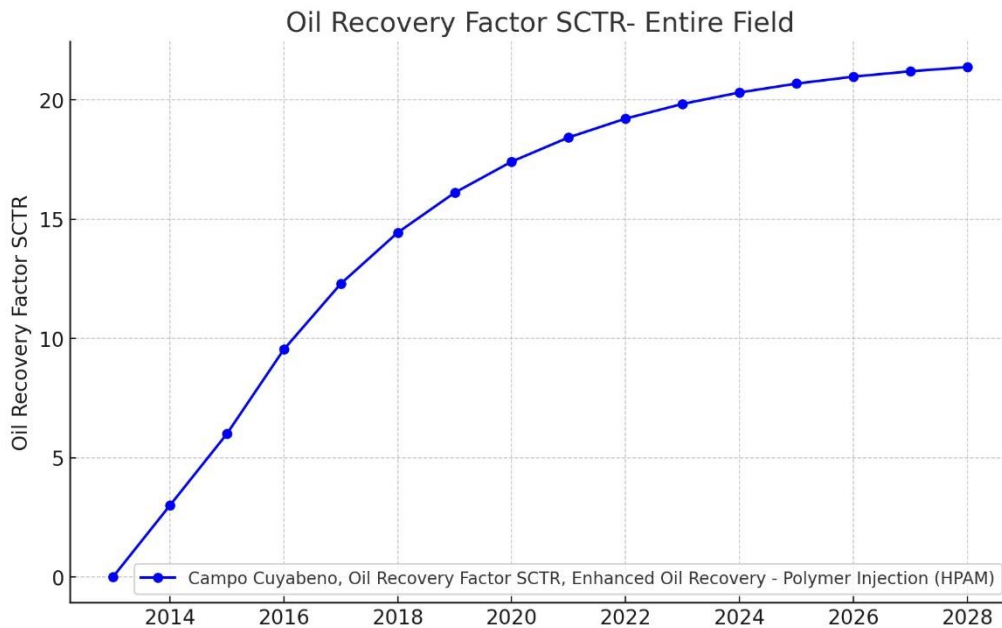


Figura 42: Factor de recobro de petróleo, recuperación terciaria (Inyección de polímero HPAM), CMG.

Fuente: (Tigrero, 2024)

4.2.4 Discusión de resultados.

En las figuras anteriormente mostradas, se muestra la variable de recobro con cada uno de los métodos de recuperación, en diferentes corridas de simulación, siendo estas: la primera con la energía natural del yacimiento, segunda con una inyección de agua como recuperación secundaria, tercera y última realizada con la inyección del polímero HPAM lo que representa a una recuperación terciaria o mejorada (Método EOR), los mismos que se realizaron con una duración de 15 años, desde 2013 hasta el año 2028.

Se analiza que el factor de recobro se mantiene inalterado a un periodo prolongado, sin tener caídas significativas, es decir que las técnicas usadas para la recuperación de petróleo en el campo Cuyabeno resultaron efectivas para maximizar la producción en futuras intervenciones.

En el primer caso, no se visualiza afectado el factor de mejoría a lo largo del tiempo, lo que resulta que el yacimiento puede alcanzar cierta extracción de petróleo sin exigencia de la implementación de procesos químicos.

Sin embargo, analizando la segunda simulación con una inyección de agua se evidenció una mejora en las estimaciones del factor de recobro, sin obtener variaciones decrecientes significativas a lo largo del periodo de simulación, siendo óptima la ejecución de esta técnica en el Campo, dado a que su capacidad de aumentar la presión del yacimiento permite un mejor rendimiento de la movilidad del petróleo.

A pesar de que la técnica anteriormente realizada, resultó favorable, se optó por simular una implementación de una recuperación mejorada mediante la inyección de polímeros denominados HPAM dentro del periodo establecido, en el cual se observa un aumento más en el factor de recobro, en comparación con las técnicas de recuperación primaria y secundaria. Estos resultados indican que esta implementación adicional por buscar una mejora en la eficiencia de la recuperación de petróleo residual y aumentar la extracción de petróleo en el periodo proyectado dentro de la simulación.

La aplicación de las técnicas de recuperación en el campo de estudio, se aprueban como métodos para un mejor rendimiento en la extracción de petróleo en el yacimiento.

En conclusión, las gráficas anteriormente mostradas reflejan el éxito de las estrategias de recuperación secundaria y terciaria en mantener y posiblemente mejorar la producción de petróleo en el campo Cuyabeno en cuanto al factor de recobro. La estabilidad en la producción y el aumento gradual de la inyección de polímeros sugieren que estas técnicas son viables y efectivas para maximizar el factor de recobro y prolongar la vida útil del campo.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES.

La simulación de la inyección de polímeros en el Campo Cuyabeno a lo largo de su simulación demuestra un aumento significativo en el factor de recobro del petróleo en comparación con la recuperación primaria (energía natural del yacimiento) y secundaria (inyección de agua). Se interpreta que el uso de polímeros HPAM mejora la efectividad en el barrido, incrementando de esta manera la cantidad de petróleo a recuperar en el yacimiento, los cuales serían complicados de alcanzar mediante métodos convencionales con los que estaba manejando el campo.

De esta manera se reduce la movilidad del agua, contribuyendo a una mejor distribución del flujo y un barrido más efectivo en el yacimiento. Lo que se traduce como una mayor eficiencia en el desplazamiento, maximizando la recuperación de petróleo y minimizando la producción de agua deseada, sobre todo maximizando el factor de recobro de petróleo.

Esta inyección de polímeros en comparación con la recuperación secundaria mediante la inyección de agua, podría ser más efectiva en relación con el factor de recobro final. Aunque la inyección de agua ayuda a mantener la presión del yacimiento, la aplicación de los polímeros logra una mejor recuperación.

A pesar de los resultados favorables obtenidos mediante la simulación, existen limitaciones que podrían afectar a los resultados.

El estudio realizado a lo largo de este proyecto de investigación, contribuye al conocimiento sobre la aplicación de técnicas de recuperación mejorada (EOR), siendo de gran utilidad los resultados obtenidos mediante la simulación con el software CMG (Computer Modelling Group, Ltd) para la evaluación respectiva sobre la factibilidad de la inyección de polímeros en yacimientos similares al en estudio.

5.2. RECOMENDACIONES.

- ✓ Realizar una investigación profunda, describiendo así sus principios teóricos, ventajas y limitaciones, para asegurarnos de la obtención de resultados a simular sean los más precisos para su respectivo análisis.

- ✓ Justificar la elección de las técnicas específicas que se está analizando a lo largo del proyecto investigación, estableciendo de esta manera un modelo predictivo para la inyección de polímeros en el campo.

- ✓ Establecer las limitaciones a la simulación, y explicar cómo estos podrían influir en los resultados obtenidos, lo que ayudará al fortalecimiento del trabajo y su comprensión crítica del proceso de simulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre, L. M. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA BOMBA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL ACTIVO CUYABENO*.
- Angarita Buitrago, N., & Buitrago Peña, S. (2016). *DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL*. Tesis, Programa de ingeniería de petróleos.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Oriente*. Quito, Ecuador.
- Barahona, W., Chávez, M., & Hernández, D. (2022). *Propiedades de los fluidos y manometría*.
- Basile, P. A. (2019). *Mecánica de fluidos avanzada*.
- Bird, Armstrong, & Hassager. (1987). *Polymer solutions: Theory and practice*.
- Bolaños Zárate, J., & Pinto Arteaga, G. (2016). *Desarrollo de software para la selección de métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo*. Universidad Central del Ecuador, Quito. doi:<https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.48>
- Bueno, L. V. (2008). *Inyección de Polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada*.
- CMG. (2022). *Computer Modelling Group*.
- Criollo, M., & Pantoja, F. (2019). *Diseño de un plan piloto para inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento U inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari*.
- Cusme, H., & Gálvez, L. (2013). *Actualización de las reservas y predicción de producción del Campo Cuyabeno - Sansahuari*. Quito. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6898/1/CD-5183.pdf>
- (2022). *El petróleo en cifras 2022*. Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador.

- Energy Glossary*. (2024). Obtenido de Schlumberger Limited:
https://glossary.slb.com/es/terms/t/thermal_recovery
- Escobar Macuelo, F. (2012). *FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. .
- Floerger. (2015).
- García Payan, J., & Molina Agon , A. (2019). *Análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el campo Palogrande-Cebú*. Tesis, Bogotá.
- González, D., & Pérez, G. (2013). *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. Caracas.
- Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017).
- Hermida, É. (2011). *Polímeros: Guía Didáctica*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires., Argentina.
- Hernández Serrano, A. (2014). *Recuperación mejorada de Hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes*. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas.
- Jiménez Hilarión, L., & Valencia Montiel, J. (2018). *Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en un área piloto del Campo Castilla*. Tesis, Fundación Universidad de América.Facultas de Ingenierías, Bogotá.
- Lake, J. M. (2014). *Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice*. (S. o. Engineers, Ed.)
- Martínez., J. T. (2023). *Estado del arte de la recuperación de petróleo: Inyección de polímeros como nueva perspectiva*. Centro de investigación en química aplicada, Saltillo.
- Melendres Ronny, & González , G. (2024). *Evaluación del comportamiento de la tasa de producción y factor de recobro basado en la aplicación de inyección del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en la arena U inferior del campo Shushufindi*. tesis.

- Montalván , A., & Borbor, R. (2021). *Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa-Bloque 1*. Tesis, Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Morales Cuevas, J., & Perdomo Lozano, J. (2020). *Evaluación de un proceso de inyección de polímero mediante simulación numérica considerando diferentes fuentes de agua de inyección y su impacto técnico-económico para el campo Yarigui-Cantagallo*. Tesis, Bogotá.
- Mosquera, L., & Rodríguez, V. (2010). *Optimización de las facilidades de producción del Campo Cuyabeno*. Quito. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1585/1/CD-2726.pdf>
- Nieto Barrero, L., & Ortega García, B. (2016). *Evaluación técnico financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el bloque Rio Ariari en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante simulación numérica de yacimientos*. Tesis, Bogotá.
- PDVSA-CIED. (s.f.).
- PDVSA-CIED. (1998). *Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos*. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas.
- Perfoblogger. (2020).
- Petrolera, I. (2013).
- Rodríguez., B. M. (2014). *Caracterización Geoquímica del crudo de Cuyabeno-40 (Unidad U-superior, Fm-Napo) en la Cuenta Oriente*. Escuela Superior Politécnica Del litoral. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/32239/1/T-70045%20MEDINA%20RODIGUEZ.pdf>
- Rojas Castillo, J. (2013). *Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del Oriente Ecuatoriano*. Tesis, Quito.
- Rosello, E., & Laprea, M. (2023). Efecto de la fracturación en el muestreo petrofísico de núcleos para la estimación de porosidad y permeabilidad. *Revista de Geología Aplicada a la Ingeniería y al Ambiente*.
- Sabag, J. R. (2013). *Matemáticas aplicada a la ingeniería petrolera*.

- Salager, J.-L. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. En J.-L. Salager, *Recuperación Mejorada del Petróleo* (pág. 5). Mérida, Venezuela. Obtenido de <https://oilproduction.net/files/S357C.pdf>
- Salvador, O. A. (2009). *El mundo del petróleo. Origen, usos y escenarios*. México.
- Sierra, C. (2019). *Polímeros: Generalidades y tendencias de investigación en Colombia*.
- Tigrero, E. (2024).
- Tomalá Reyes, L., & Neira Borbor, D. M. (2018). “*SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A DIFERENTES TEMPERATURAS*.”
- Torres, J. (2023). *ESTADO DEL ARTE DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO*:. Obtenido de [https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/747/1/C.E.%20Jose line%20Gpe%20Torres%20Mart%C3%ADnez%20-IPP.pdf](https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/747/1/C.E.%20Jose%20line%20Gpe%20Torres%20Mart%C3%ADnez%20-IPP.pdf)