



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

**TEMA:**

**“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”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH  
GONZÁLEZ GONZÁLEZ GINGER CAROLINA**

**TUTOR:**

**ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2024**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN DEL 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”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH  
GONZÁLEZ GONZÁLEZ GINGER CAROLINA**

**TUTOR:**

**ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2024**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



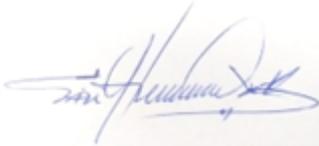
---

Ing. Carlos Portilla Lazo, Msc.  
DIRECTOR DE CARRERA  
(DESIGNADO)



---

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez  
Hiestroza, Ph.D  
DOCENTE TUTOR



---

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.  
DOCENTE GUIA DE LA UIC



---

Ing. David Vega González  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

*Dedico este trabajo principalmente a Dios, por permitirme cumplir cada uno de mis propósitos, por siempre ayudarme a no perder la fe y confianza en mí misma.*

*A mis padres por su apoyo incondicional y su esfuerzo día a día para siempre darme la mejor educación y formarme profesionalmente, gracias por guiarme en cada etapa de mi vida y darme sus mejores consejos, siempre estaré eternamente agradecida con ustedes.*

*A mi abuela que, aunque ya no estás conmigo terrenalmente me sigues cuidando y guiando desde el cielo, gracias por todas tus enseñanzas y consejos, nunca lo olvidaré.*

*A mis hermanos y amigos cercanos gracias por brindarme su apoyo y siempre estar conmigo en todo momento.*

*A todos ellos dedico este trabajo con mucho amor y cariño.*

- **Ginger González**

## DEDICATORIA

*A mis padres, quienes en todo momento me brindaron su apoyo incondicional, quienes me han enseñado y siguen enseñándome el valor del esfuerzo, perseverancia y honestidad; quienes me han dado el mejor ejemplo de vida. Les agradezco por creer en mí y por estar siempre a mi lado.*

*A mis hermanos, que han sido mis cómplices, mis rivales y mis aliados, que me han protegido, reprendido y motivado; que me han regalado momentos inolvidables de diversión, aprendizaje y cariño. Gracias por confiar en mí.*

*A mi grupo de amigos más cercanos, mi “People”, que han sido mi segunda familia, quienes me acompañan en las alegrías y tristezas de la vida, que me hacen reír y llorar, que me aconsejan, me brindan su ayuda y su lealtad. Gracias por estar presentes en todo momento y ser parte de mi historia.*

*A todos ellos les dedico este trabajo, el cual fue el resultado de muchos años de estudio, trabajo y sacrificio, pero también de ilusión, pasión y gratitud. Sin ustedes, nada de esto hubiera sido posible. Los quiero mucho.*

- Melendres Ronny

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “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” elaborado por los estudiantes Melendres Del Pezo Ronny Smith y González González Ginger Carolina, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS  
magister

## 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

**4%** Textos sospechosos

**4%** Similitudes  
2% similitudes entre comillas  
< 1% Idioma no reconocido  
0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: 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.docx ID del documento: c8a0669facd1b0d17fc79a5af5fd4a75135e4c7b Tamaño del documento original: 40,15 kB	Depositante: MARLLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA Fecha de depósito: 7/12/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 7/12/2023	Número de palabras: 5614 Número de caracteres: 34.189
---	--	--

FIRMA DEL TUTOR



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

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinstroza, Ph.D

C.I.: 0961027687

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Melendres Del Pezo Ronny Smith y González González Ginger Carolina, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “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”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

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

Atentamente,



-----  
González González Ginger Carolina  
Autor de Tesis  
C.I.: 2450569294



-----  
Melendres Del Pezo Ronny Smith  
Autor de Tesis  
C.I.: 0928147420

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hiestroza, Ph.D.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN Y FACTOR DE RECOBRO BASADO EN LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DEL POLÌMERO POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO SHUSHUFINDI” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. González González Ginger Carolina y el Sr. Melendres Del Pezo Ronny Smith, egresados 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.

FIRMA DEL TUTOR



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

---

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hiestroza, PhD

TUTOR

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, diciembre 16 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES  
*Magíster En Diseño Y Evaluación  
De Modelos Educativos*

## Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **MELENDRES DEL PEZO RONNY SMITH & GONZÁLEZ GONZÁLEZ GINGER CAROLINA**, cuyo tema es: **“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”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



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

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, queremos dar gracias a Dios por darnos vida, salud, inteligencia y la oportunidad de llevar a cabo el desarrollo de este trabajo de titulación. Sin su guía y amor, nada de esto hubiese sido posible.

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a nuestra tutora y querida directora de la Carrera, la Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD., por su constante apoyo, orientación profesional, sus valiosos consejos y su plena confianza en nosotros. Su gran dedicación y experiencia fueron fundamentales para desarrollar y terminar este trabajo.

Agradecemos al Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc., quien compartió con nosotros sus increíbles anécdotas y sus grandes conocimientos, los cuales nos enriquecieron personal y académicamente, despejando dudas durante la Carrera y durante el desarrollo de este trabajo. Su experiencia y sus consejos nos inspiran y motivan a seguir adelante.

Reconocemos y agradecemos al Ing. Edison Brito Ávila, por su colaboración y sus consejos en la parte metodológica de nuestro tema de investigación, su aporte fue muy útil y contribuyó a mejorar la calidad de nuestro trabajo.

Agradecemos de forma general la Universidad Estatal Península De Santa Elena, por brindarnos la grandiosa oportunidad de estudiar en sus prestigiosas instalaciones, por ofrecernos las facilidades y los recursos necesarios para llevar a cabo este trabajo y por formarnos como profesionales competentes y comprometidos con la sociedad.

Finalmente, agradecemos a nuestras familias, amigos, compañeros, profesores y a todas las personas que de una u otra forma estuvieron involucradas durante este proceso. Su apoyo, comprensión, paciencia y motivación fueron fundamentales para superar obstáculos y desafíos que se han presentado.

*~ Melendres Ronny & González Ginger*

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IV</b>
<b>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....</b>	<b>V</b>
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....</b>	<b>VI</b>
<b>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....</b>	<b>VII</b>
<b>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....</b>	<b>VIII</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>XIV</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>XV</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XIX</b>
<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>1</b>

<b>1.2. ANTECEDENTES.....</b>	<b>1</b>
<b>1.3. HIPÓTESIS.....</b>	<b>2</b>
<b>1.4. OBJETIVOS .....</b>	<b>3</b>
1.4.1. Objetivo General.....	3
1.4.2. Objetivos Específicos .....	3
<b>1.5. ALCANCE .....</b>	<b>3</b>
<b>1.6. VARIABLES.....</b>	<b>3</b>
1.6.1. Variables Dependientes .....	3
1.6.2. Variables Independientes.....	3
<b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. DESCRIPCIÓN REGIONAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI .....</b>	<b>4</b>
2.1.1. Antecedentes.....	4
2.1.2. Ubicación Geográfica.....	5
<b>2.2. GEOLOGÍA.....</b>	<b>6</b>
2.2.1. Geología estructural.....	6
2.2.2. Geología estratigráfica.....	9
a. Formación Hollín.....	11
b. Formación Napo .....	11
c. Formación Tena.....	13
d. Formación Tiyuyacu.....	14
e. Formación Orteguaza .....	14
f. Tope y bases .....	15
<b>2.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO.....</b>	<b>15</b>
<b>2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO.....</b>	<b>16</b>

<b>2.5.</b>	<b>HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....</b>	<b>17</b>
<b>2.6.</b>	<b>TEORÍA DE LA RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO .....</b>	<b>18</b>
2.6.1.	Recuperación mejorada .....	18
a.	Objetivos de la aplicación de los métodos de recuperación mejorada. ....	18
b.	Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.....	20
2.6.2.	Método de recuperación mejorada: Inyección de Polímeros.....	24
a.	Características de los polímeros .....	25
b.	Polímeros usados en la recuperación mejorada.....	28
c.	Criterios de selección para aplicar polímeros.....	29
d.	Factores por considerar para el uso de polímeros.....	31
2.6.3.	Tipos de inyección.....	32
a.	Inyección periférica o externa .....	33
b.	Inyección en arreglos o dispersa.....	34
2.6.4.	Información pertinente de la zona de estudio .....	36
 <b>CAPITULO III: METODOLOGÍA.....</b>		<b>39</b>
<b>3.1.</b>	<b>DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>39</b>
<b>3.2.</b>	<b>MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>39</b>
<b>3.3.</b>	<b>POBLACIÓN.....</b>	<b>40</b>
<b>3.4.</b>	<b>TAMAÑO DE LA MUESTRA .....</b>	<b>40</b>
<b>3.5.</b>	<b>RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO .....</b>	<b>41</b>
<b>3.6.</b>	<b>DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....</b>	<b>41</b>
3.6.1.	Descripción de la muestra.....	41
a.	Propiedades del área de estudio.....	42
b.	Cálculo del POES del área de estudio .....	43
3.6.2.	Diseño del contorno de la muestra .....	44

3.6.3. Diseño del mallado de simulación.....	48
3.6.4. Diseño del modelo de simulación.....	52
3.6.5. Diseño del modelo de recuperación.....	54
a. Diseño del modelo de inyección.....	54
b. Diseño del polímero.....	57
<b>CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>61</b>
<b>4.1. DESCRIPCIÓN DEL CAPITULO .....</b>	<b>61</b>
<b>4.2. ANÁLISIS DE LA TASA DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>62</b>
4.2.1. Recuperación primaria – Caso Base.....	62
4.2.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua .....	62
4.2.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros.....	63
4.2.4. Discusión de resultados .....	64
<b>4.3. ANÁLISIS DEL FACTOR DE RECOBRO .....</b>	<b>64</b>
4.3.1. Recuperación primaria.....	64
4.3.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua .....	65
4.3.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros.....	66
4.3.4. Discusión de resultados .....	66
<b>4.4. ANÁLISIS DEL CORTE DE AGUA.....</b>	<b>67</b>
4.4.1. Recuperación primaria – Caso base.....	67
4.4.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua .....	68
4.4.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros.....	68
4.4.4. Discusión de resultados .....	69
<b>CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>70</b>
<b>5.1. CONCLUSIONES .....</b>	<b>70</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>72</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Espesores totales de los reservorios en el campo Shushufindi.....	14
<b>Tabla 2.</b> Topes y bases de las formaciones productoras.....	15
<b>Tabla 3.</b> Características petrofísicas de las arenas productoras.....	15
<b>Tabla 4.</b> Características de las arenas y de los fluidos del campo.....	16
<b>Tabla 5.</b> Métodos no convencionales no térmicos en procesos EOR.....	22
<b>Tabla 6.</b> Métodos no convencionales térmicos en procesos EOR.....	23
<b>Tabla 7.</b> Criterios de diseño para invasión con polímeros.....	30
<b>Tabla 8.</b> Ventajas y desventajas del uso de polímeros.....	32
<b>Tabla 9.</b> Tipos de arreglos de pozos y sus características.....	35
<b>Tabla 10.</b> Coordenadas UTM de la zona de estudio.....	42
<b>Tabla 11.</b> Datos generales de la zona de estudio – arena U inferior.....	43
<b>Tabla 12.</b> Puntos que conforman el mapa de contornos de la zona de interés .....	47
<b>Tabla 13.</b> Información básica del polímero .....	57
<b>Tabla 14.</b> Datos de específicos del polímero a diferentes concentraciones.....	57

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del campo Shushufindi. ....	6
<b>Figura 2.</b> Mapa estructural de la arena T inferior del activo Shushufindi. ....	7
<b>Figura 3.</b> Mapa estructural de la arena U inferior del activo Shushufindi. ....	8
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica del campo Shushufindi. ....	10
<b>Figura 5.</b> Historial de producción del campo Shushufindi. ....	17
<b>Figura 6.</b> Petróleo residual en función del número capilar según Farouq y Thomas. ...	20
<b>Figura 7.</b> Métodos no convencionales de recobro adicional según Farouq y Thomas. 21	
<b>Figura 8.</b> Proceso de invasión con polímeros según Klins. ....	25
<b>Figura 9.</b> Concentración de polímero vs viscosidad de la solución. ....	25
<b>Figura 10.</b> Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo. ....	26
<b>Figura 11.</b> Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada. ....	28
<b>Figura 12.</b> Inyección periférica o externa. ....	33
<b>Figura 13.</b> Tipos de arreglos de pozos. ....	34
<b>Figura 14.</b> Mapa isópaco de la zona de estudio y ubicación del pozo AGU-051D. ....	37
<b>Figura 15.</b> Registros del pozo AGU-051D. ....	38
<b>Figura 16.</b> Selección de la zona de estudio. ....	42
<b>Figura 17.</b> Importación y visualización del mapa de la zona de interés en GMSH ....	45
<b>Figura 18.</b> Creación del mapa con sus respectivos puntos en GMSH. ....	46
<b>Figura 19.</b> Archivos correspondientes al mapa de contornos en formato ".bna" ....	47
<b>Figura 20.</b> Modulo I/O control configurado para el modelo de simulación en "Builder" de CMG. ....	48
<b>Figura 21.</b> Importación y visualización del mapa de contornos en "Builder" de CMG. ....	49
<b>Figura 22.</b> Configuración de la malla del yacimiento en "Builder" de CMG. ....	49

<b>Figura 23.</b> Malla del yacimiento en "Builder" de CMG.....	50
<b>Figura 24.</b> Ingreso de las profundidades y espesores de la zona de interés en "Builder", CMG .....	50
<b>Figura 25.</b> Vista aérea del yacimiento en 2D, CMG .....	51
<b>Figura 26.</b> Vista del yacimiento con líneas de contorno en 3D, CMG.....	51
<b>Figura 27.</b> Vista general del yacimiento en 3D, CMG .....	51
<b>Figura 28.</b> Ubicación de los pozos, CMG .....	52
<b>Figura 29.</b> Vista en 3D de la ubicación de los pozos, CMG .....	53
<b>Figura 30.</b> Periodo de simulación, CMG.....	53
<b>Figura 31.</b> Primera corrida de simulación para validar el modelo, CMG .....	54
<b>Figura 32.</b> Creación de los pozos de inyección, CMG .....	55
<b>Figura 33.</b> Configuración de los pozos de inyección, CMG .....	55
<b>Figura 34.</b> Ubicación del pozo inyector R&G-SHAGU-01, CMG .....	56
<b>Figura 35.</b> Ubicación del pozo inyector R&G-SHAGU-02, CMG .....	56
<b>Figura 36.</b> Selección de la inyección de polímero en "Process wizard" .....	58
<b>Figura 37.</b> Condiciones iniciales del modelo del polímero .....	58
<b>Figura 38.</b> Configuración del polímero según la data del HPAM.....	59
<b>Figura 39.</b> Configuración final del modelo del polímero .....	60
<b>Figura 40.</b> Selección de los pozos inyectores para el modelo del polímero .....	60
<b>Figura 41.</b> Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación primaria .....	62
<b>Figura 42.</b> Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria.....	63
<b>Figura 43.</b> Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada .....	63
<b>Figura 44.</b> Tasa de producción en el tiempo por cada proceso de recuperación .....	64
<b>Figura 45.</b> Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperación primaria.....	65
<b>Figura 46.</b> Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria.....	65

<b>Figura 47.</b> Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada .....	66
<b>Figura 48.</b> Factor de recobro de petróleo en el tiempo por cada proceso de recuperación .....	67
<b>Figura 49.</b> Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación primaria ..	67
<b>Figura 50.</b> Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria .....	68
<b>Figura 51.</b> Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada .	69
<b>Figura 52.</b> Corte de agua en el tiempo por cada proceso de recuperación .....	69

# **“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”**

## **RESUMEN**

Este estudio se centra en la implementación de técnicas de recuperación mejorada (EOR), específicamente la inyección de polímeros, en el campo Shushufindi-Aguarico, que después de un extenso período de producción, enfrenta dificultades en la extracción de petróleo debido a la pérdida de energía por flujo natural. La inyección del polímero HPAM se presenta como una solución para mejorar el factor de recobro y optimizar la tasa de producción. La metodología utilizada abarca la recopilación de datos para caracterizar tanto el yacimiento como el fluido, lo que permitió la construcción del modelo estático y dinámico utilizando el simulador IMEX de CMG. Se llevaron a cabo análisis de sensibilidades en diversos escenarios de inyección lo cual dio como resultado que la inyección de HPAM a 3000 ppm optimiza la tasa de producción y logra un factor de recobro del 27,20%, con un corte de agua que se presenta después de 12 años y 5 meses. Esto sugiere que, durante este período, se puede extraer petróleo sin interrupciones significativas, por lo tanto, se concluye que la inyección del polímero HPAM es un método óptimo para recuperar petróleo en la zona de estudio perteneciente a la arena U inferior del Campo Shushufindi-Aguarico.

**PALABRAS CLAVE:** IMEX / EOR / INYECCIÓN DE POLIMERO / PRODUCCIÓN / HPAM.

**“EVALUATION OF PRODUCTION RATE PERFORMANCE AND RECOVERY FACTOR BASED ON INJECTION APPLICATION OF PARTIALLY HYDROLYZED POLYACRYLAMIDE POLYMER IN THE LOWER U SAND OF THE SHUSHUFINDI FIELD”**

**ABSTRACT**

This study focuses on the implementation of enhanced recovery techniques (EOR), specifically polymer injection, in the Shushufindi-Aguarico field, which after an extensive production period, faces difficulties in oil extraction due to natural flow energy loss. HPAM polymer injection is presented as a solution to improve the recovery factor and optimize the production rate. The methodology used encompasses data collection to characterize both the reservoir and the fluid, which allowed the construction of the static and dynamic model using CMG's IMEX simulator. Sensitivity analyses were carried out under various injection scenarios which resulted in HPAM injection at 3000 ppm optimizing the production rate and achieving a recovery factor of 27.20%, with a water cut-off occurring after 12 years and 5 months. This suggests that, during this period, oil can be extracted without significant interruptions, therefore, it is concluded that HPAM polymer injection is an optimal method to recover oil in the study zone belonging to the lower U sand of the Shushufindi-Aguarico field.

**KEYWORDS:** IMEX / EOR / POLYMER INJECTION / PRODUCTION / HPAM.

# **CAPITULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

Cuando un yacimiento ha producido durante un largo periodo de tiempo, su energía empieza a declinar a tal punto que los métodos de recuperación secundaria no cumplen con su cometido, el cual es suministrar energía extra para lograr la extracción total del petróleo, por esta razón se busca implementar métodos de recuperación mejorada para extraer el máximo volumen de petróleo posible del yacimiento.

El campo Shushufindi tiene más de 40 años de actividad hidrocarburífera atribuidos principalmente a procesos de producción, estudios, análisis y proyectos de recuperación del petróleo que se han llevado a cabo en el campo. La recopilación de toda la información obtenida durante este periodo de actividad nos muestra que, con el pasar del tiempo, tanto la energía natural del yacimiento como la energía suministrada de forma artificial no es suficiente para extraer las reservas disponibles de petróleo in situ, pues según los estudios realizados en el campo, existen reservas certificadas que aún pueden ser producidas, pero, para esto se necesita la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Uno de los métodos más aplicados es la inyección de polímeros, por lo tanto, este estudio busca evaluar el comportamiento del yacimiento durante y después del proceso de inyección

## **1.2. ANTECEDENTES**

(Espín & Salas, 2021) El estudio denominado “Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la arena U inferior del campo Shushufindi - Bloque 57”, utiliza el software libre EORGui, el cual indica que para el campo Shushufindi la mejor opción de recuperación mejorada es la inyección de CO<sub>2</sub> y como segunda opción recomienda Micellar / Polímero / ASP / Alkalino, pero por la no disponibilidad de CO<sub>2</sub> y/o gas en sitio, los métodos más convenientes son los mencionados como segunda opción recomendada por el software (Polímeros y geles).

(Morales Cuevas & Perdomo Lozano, 2020), realizaron un proyecto titulado “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”, Bogotá. En este proyecto se evaluó el comportamiento del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) en diferentes fuentes de agua para un proceso de inyección por medio de una simulación numérica conceptual, se realizaron pruebas en el laboratorio cuyos resultados fueron utilizados en la simulación numérica para predecir un aproximado de producción en 20 años y junto con la evaluación técnica-económica del proceso dieron como resultado que la implementación de la fuente de agua de captación generan menores costos en cuanto al polímero, ya que la concentración a utilizar es menor comparado con otras fuentes de agua.

(Lopez Yela, 2015) Washington López realizó un estudio sobre “El desempeño de dos polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el campo Shushufindi”, se realizó una comparación entre las propiedades de los dos polímeros de alto y bajo peso molecular, dando como resultado que ambos polímeros tienen características diferentes por lo cual cada uno trabaja mejor en ciertas propiedades.

(Hernández, 2014) presentó un trabajo sobre “Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes”. Este estudio fue realizado en México, el cual se basó en las características que debe cumplir el surfactante, así como el polímero con el fin de que se maximice la producción y minimice el costo del volumen de químicos inyectados al yacimiento, dando como resultado que el mejor polímero a ser empleado en la recuperación mejorada es la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PAPH), debido a que tiene un gran rendimiento con bajas concentraciones del polímero y un bajo costo.

### **1.3. HIPÓTESIS**

Mediante la simulación numérica de yacimientos es posible obtener una mejora significativa en cuanto al factor de recobro y la tasa de producción inyectando el polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en la arena U inferior del campo Shushufindi.

## **1.4. OBJETIVOS**

### **1.4.1. Objetivo General**

Evaluar el comportamiento del factor de recobro y la tasa de producción basado en la inyección del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en la arena U inferior del campo Shushufindi.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Caracterizar la información de producción de la arena U inferior en el campo Shushufindi.
- Analizar el modelo estático y dinámico de la arena U inferior del campo Shushufindi.
- Modelar el comportamiento del yacimiento con la inyección de polímero mediante simulación por CMG.
- Determinar la factibilidad del método de inyección de polímero a partir de los resultados de la simulación para el desarrollo del campo.

## **1.5. ALCANCE**

Mediante simulación numérica de yacimientos se busca analizar el comportamiento del factor de recobro de la arena U inferior del campo Shushufindi a través del uso de software de simulación CMG aplicando inyección del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) como método de recuperación mejorada.

## **1.6. VARIABLES**

### **1.6.1. Variables Dependientes**

Optimización del factor de recobro y tasa de producción en la arena U inferior del campo Shushufindi.

### **1.6.2. Variables Independientes**

Inyección del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en la arena U inferior del campo Shushufindi.

## **CAPITULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. DESCRIPCIÓN REGIONAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

#### **2.1.1. Antecedentes.**

En el año de 1969 el consorcio Texaco- Gulf descubrió el campo Shushufindi gracias a la perforación del Shushufindi 1 a finales de 1968, el cual alcanzó una profundidad de 9772 ft. A través de pruebas realizadas en 1969 se dio a conocer que la capacidad productora del reservorio “T” era de 2621 BPD (barriles de petróleo diarios) con una gravedad API de 32, 5° y para el reservorio “U” era de 2496 bdp con una gravedad API de 26, 6°. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

La producción comercial de petróleo del campo Shushufindi inicio en agosto de 1972 teniendo su pico más alto en 1986 con un promedio de 126.400 barriles diarios. Este campo es uno de los más grandes del país en el cual hasta el año 2014 se habían perforado alrededor de 230 pozos, sobresaliendo el pozo Shushufindi-20 que cuenta con una producción acumulada de 40 millones de barriles y cuyas reservas iniciales probadas eran de 1.590 millones de barriles, esto representa el 18% de todas las reservas de la cuenca oriente, siendo el shshufindi-20 uno de los mejores pozos de la cuenca oriente. (Merino, 2015)

El informe de TECPETROL (Biedma, 2014), menciona que desde el año 1984 se reportaron descensos en la producción por lo cual en ese mismo año se implementó un proyecto de recuperación secundaria específicamente inyección de agua en los reservorios U y T con el objetivo de incrementar la recuperación del petróleo, sin embargo, dicho proyecto no dio los resultados esperados por lo cual en 1999 se decidió suspender la actividad y el campo entró en su etapa de madurez.

Con la finalidad de revertir la declinación del campo el gobierno ecuatoriano en el 2010 busco crear asociaciones con compañías prestadoras de servicios por lo cual en el tercer trimestre del 2012 la empresa pública de hidrocarburos (EP PETROECUADOR) firmó

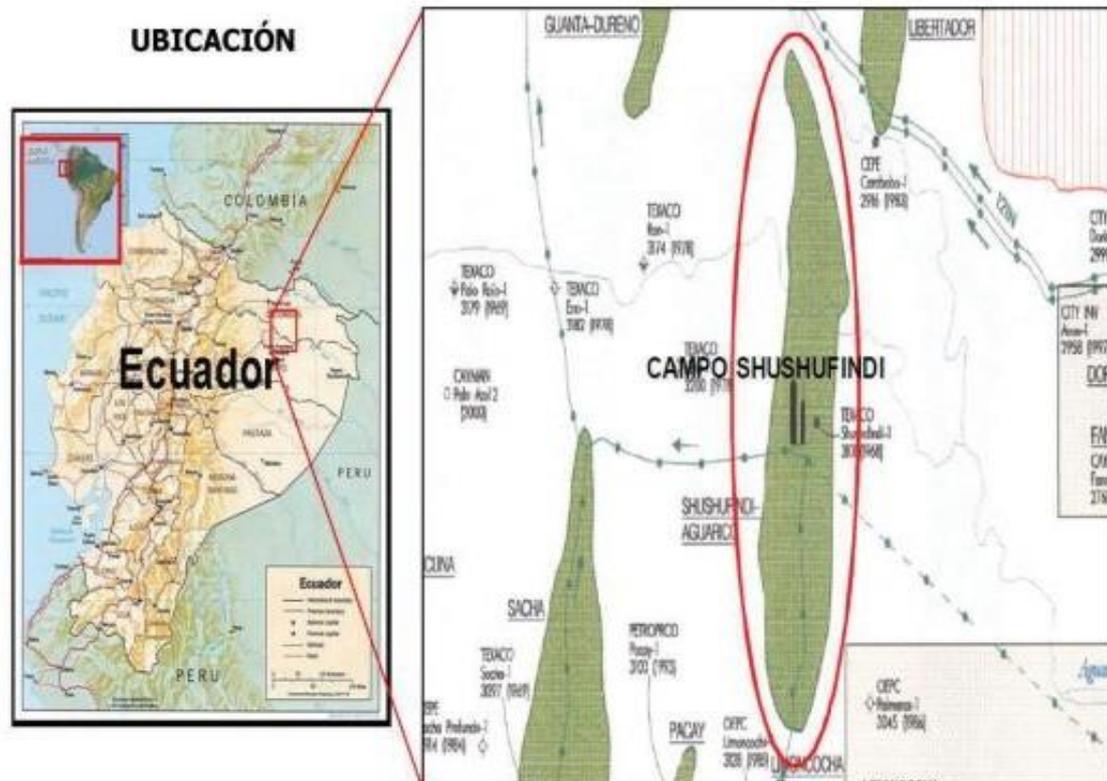
un contrato de 15 años con el consorcio Shushufindi S.A (CSSFD) para que sea la operadora del campo y optimizar la producción con la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria. Un año después EP PETROECUADOR es fusionada con PETROAMAZONAS ECUADOR S.A. convirtiéndose en la actual operadora del Shushufindi denominada Petroamazonas EP. (Biedma, 2014)

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

### **2.1.2. Ubicación Geográfica.**

El campo Shushufindi, considerado uno de los más grandes de la cuenca oriente del Ecuador, se encuentra ubicado geográficamente en la provincia de Sucumbíos al nororiente de la región amazónica y forma parte del Dominio central corredor Sacha – Shushufindi.

De acuerdo con la figura 1, se localiza entre las provincias de Napo y Sucumbíos, aproximadamente a 250 km al Este de Quito y 35 km al sur de la frontera con Colombia, con coordenadas geográficas que se extienden desde los 00°06 39” a los 00°17 58” latitud este, hasta los 76°36 55” de longitud oeste. Limita al norte con el campo Libertador y Atacapi, al sur con el campo Limoncocha y Pacay, al oeste con el campo Sacha y, por último, al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo. (Galárraga, 2023)



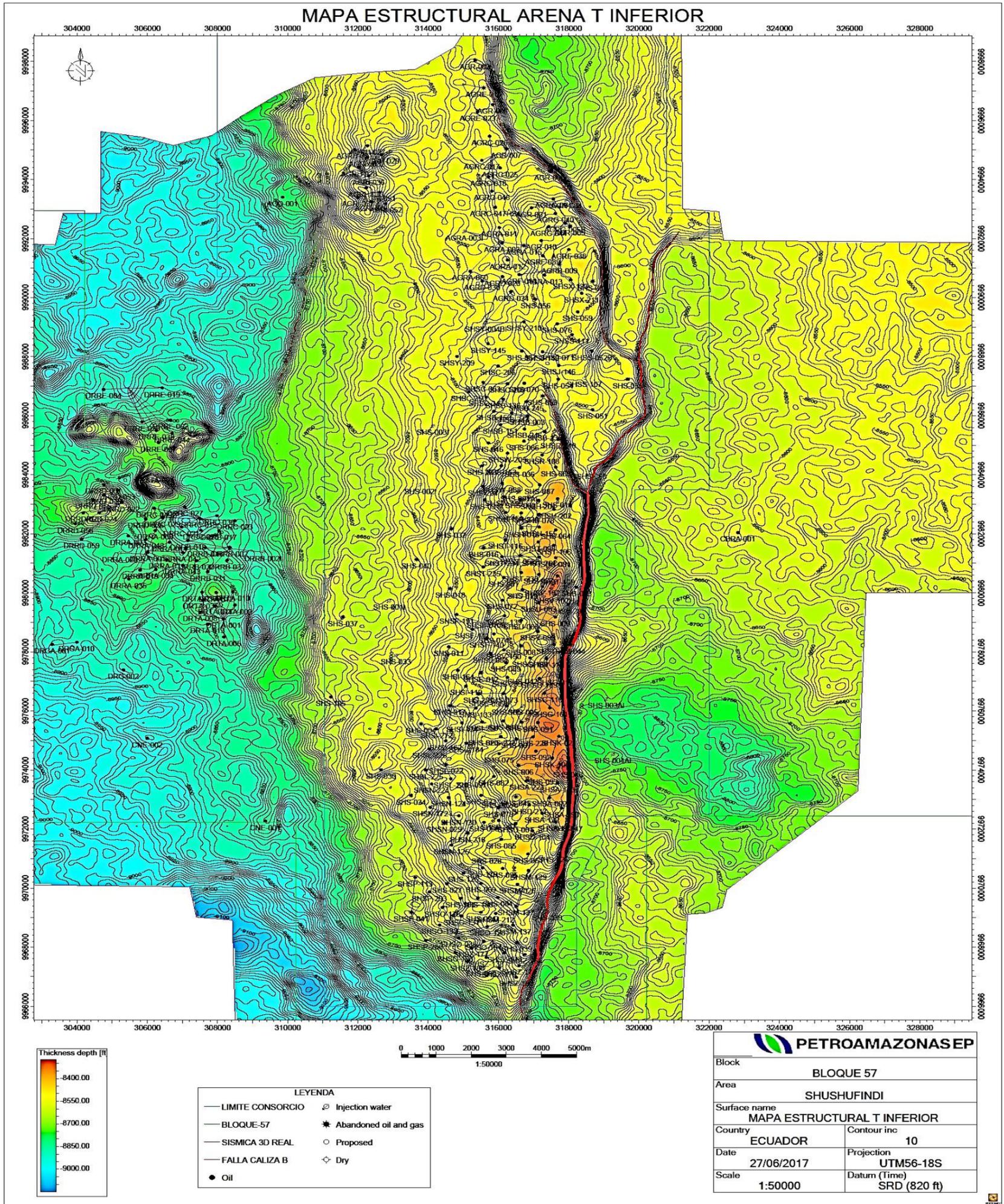
**Figura 1.** Ubicación del Campo Shushufindi.  
**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2014)

## 2.2. GEOLOGÍA

### 2.2.1. Geología estructural.

El campo Shushufindi ocupa un área aproximada de 43.200 acres y cuenta con un anticlinal asimétrico que tiene una orientación de NORTE-SUR con una longitud de 30km y un ancho de 7 km en dirección Este-Oeste (Petroecuador EP, 2021). Esta estructura fue definida con las campañas de sísmica 2D, pero actualmente se encuentra detallada con la sísmica 3D que se obtuvo en los años 2002-2003.

Los reservorios U y T son considerados la estructura principal de este campo los cuales se encuentran limitados en el flanco por un sistema de fallas no completamente sellantes en dirección ESTE y al OESTE están limitados por acuíferos laterales. El modelo estructural permite la comunicación de fluidos existentes entre los estratos porosos y permeables de las arenas productoras, la figura 2 y 3 muestran el mapa estructural de la arena T y U inferior. (Enríquez & Feijóo, 2008)



**Figura 2.** Mapa Estructural de la arena T Inferior del Activo Shushufindi.

*Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)*

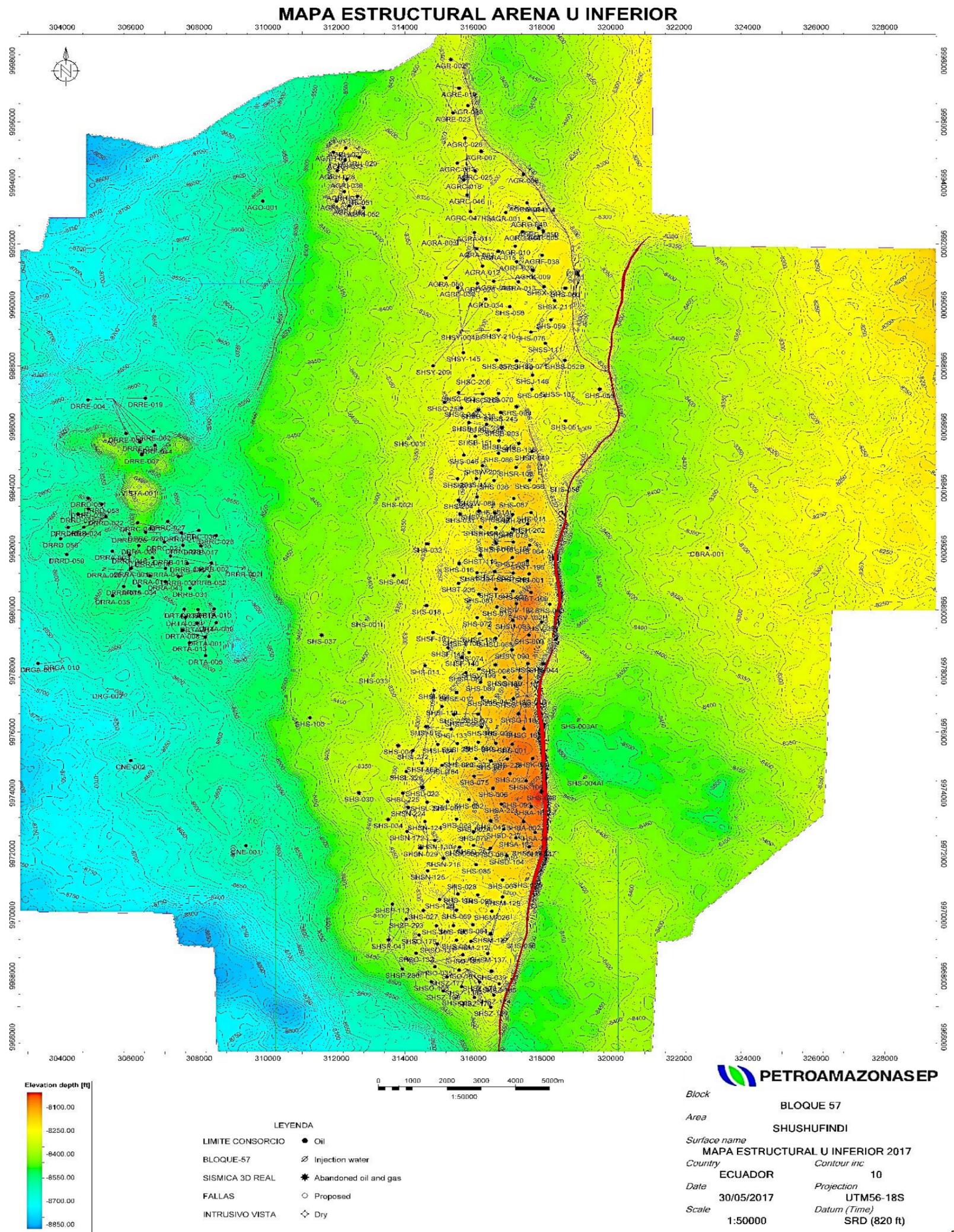


Figura 3. Mapa Estructural de la arena U Inferior del Activo Shushufindi.

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

### **2.2.2. Geología estratigráfica.**

La mayor parte del petróleo extraído de la cuenca oriente proviene de las arenas U y T, que comparten una analogía con reservorios de Medio Oriente y el Oeste de África que tienen latitudes y sedimentación similares. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Aproximadamente 600 pies de lutitas junto con la piedra caliza A dividen la arena basal tena de la U superior. Inmediatamente por debajo de la arena U superior se encuentra la arena U inferior, la misma que está separada de la arena T superior por una serie de lutitas y la caliza B, finalmente en la base se encuentra la arena T inferior.

La etapa final de depositación de sedimentos está representada por la caliza B. En la caliza A también se completa el ciclo de sedimentación de la arena Napo U. Las dos calizas se formaron como resultado de la depositación de sedimentos durante los eventos de mayor aumento del nivel del mar.

Los principales reservorios en este campo son Napo U y Napo T inferior, mientras que Basal Tena, Napo U y Napo T superior son reservorios secundarios, cabe mencionar que dicha clasificación fue realizada desde el punto de vista de producción de petróleo según (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004), lo cual se puede observar en la columna estratigráfica que se muestra en la figura 4. (Merino, 2015)

### COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

ERA	PERIODO	ETAPA	UNIDAD	ALTO (m)	ESPESOR (m)	LITOLOGIA	DESCRIPCION
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA			558'	CONTINENTAL	lutitas semiduras, semifósiles, gris o gris verde claro.
							Limolitos blanquecinos
		TIYUYACU		5795'	1821'	FLUVIAL	Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio.
							Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.
MESOZOICO	CRETACICO	TENA	BT	7526'	712'	CONTINENTAL	Variedad de arcillitas: rojizo café, gris moteada de blanca.
							Limolita multicolor, café, rojizo amarilla, marrón verde claro, moderadamente suave.
		NAPO		8238'	578'	MARINO	Arenisca Q7, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento, silicio, regular porosidad isoturado de Hc.
	Caliza gris negra.						
		8816'	58'		Caliza, blanca, crema, masiva, lizosa.		
		8844'	122'		Arenisca Q+ translúcida, grano f - m.		
		8966'	150'		Caliza gris oscura, medio dura a dura, blocosa, ligeramente fosilifera.		
		9076'	24'		Arenisca, grano fino.		
		9100'	76'		Caliza dura, gris clara o crema.		
		9176'	70'		Arenisca Q7, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.		
		9246'					
		P.T.		9400'			

Ing: L.E.PIEDRA/SAR/EE

ARCH: 0/MOIB/COLUM-LIT01.jpg

Figura 4. Columna Estratigráfica del campo Shushufindi.

Fuente: (L.E.Piedra, 2001)

### ***a. Formación Hollín***

La formación Hollín se encuentra dividida en dos niveles tanto superior como inferior, la sección inferior está constituida por areniscas con presencia de caolín y lutitas, mientras que la sección superior está compuesta por areniscas con presencia de glauconitas, lutitas y calizas, además esta formación no es productiva en el campo Shushufindi.

### ***b. Formación Napo***

Los yacimientos U y T al ser areniscas de grano fino son similares tanto en origen como en constitución; son regionalmente continuos, pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales, que dividen al campo en pequeños subcampos.

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi están constituidos de manera similar, cuentan con una sucesión de calizas, areniscas, arcillas y lutitas, además tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales las cuales dividen al campo en subcampos más pequeños que se describen a continuación. (Enríquez & Feijóo, 2008)

#### **➤ *Arenisca Napo T***

La arena Napo T es de origen deltaico transicional de continental a marino, la cual se divide en Napo T superior y Napo T inferior debido a sus características litoestratigráficas.

*Arenisca T inferior:* Esta formación está constituida por areniscas gris verdosa de grano muy fino, además muestra un paquete lutítico de origen marino en su parte basal, sobre estas lutitas se encuentra un paquete arenoso de buen desarrollo como roca almacenadora con una buena calidad de reservorio de 30 a 110 pies de espesor.

Arenisca T superior: Cuenta con un paquete arenoso continuo de buen desarrollo vertical con un espesor entre los 60 a 145 pies, pero a diferencia de la T inferior esta arena tiene menor calidad como roca almacenadora por eso este reservorio productivamente es secundario. Además, tiene una permeabilidad menor a la arena T inferior con valores menores a los 1000 milidarcys. (Galárraga, 2023)

➤ *Arenisca Napo U*

Es una arenisca de grano muy fino que se encuentra dividida en dos paquetes arenosos con presencia de caolín y glauconita. La caolinita es la arcilla predominante en esta arena, además presenta cemento silíceo y la porosidad es intergranular, pero en ciertas ocasiones es intragranular a causa de la disolución de feldespatos. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Arenisca U inferior: Las correlaciones estratigráficas han demostrado que esta arenisca se encuentra en todo el subsuelo del campo Shushufindi, cuenta con un paquete arenoso de buen desarrollo que se encuentra entre los 10 a 100 pies de espesor, es de buena calidad como roca reservorio.

De acuerdo con su litología, esta arenisca se encuentra conformada por: hialina, café claro, cuarzosa, de tamaño de grano medio a fino con inclusiones de pirita. Los estudios de sísmica que se han llevado a cabo en esta arena indican la posible existencia de una serie de canales preferenciales de desarrollo arenoso casi lineales que están orientados en dirección NW-SE, este acontecimiento da a entender una notable influencia estructural en la deposición de los sedimentos.

Arenisca U superior – G2: Conocida como “G2”, esta arena cuenta con un paquete arenoso de buen desarrollo vertical que tiene un espesor entre los 60 a 140 pies, en cuanto a la producción, es de baja calidad lo cual la convierte en un reservorio secundario. Está constituida por arenisca: gris oscura, gris clara, cuarzosa, grano muy fino a fino, posee matriz arcillosa y cemento calcáreo, con presencia de glauconita.

Este reservorio es resultado de procesos de depositación en distintos ambientes geológicos en donde los sedimentos contienen glauconita y pirita diseminada, que por ser minerales conductivos hacen que la resistividad en los registros eléctricos disminuya considerablemente, por lo cual este hecho alimenta la posibilidad de que este reservorio contenga petróleo en zonas de baja resistividad. De acuerdo con lo estudios realizados en esta arena se estima alrededor de 367 millones de barriles de petróleo en sitio. (Enríquez & Feijóo, 2008)

### *c. Formación Tena*

La formación Tena cuenta con un gran espesor de aproximadamente 600 pies y está constituida en su mayoría por arcillolita, con intercalaciones de limolitas, además contiene capas de arenisca y en su base se encuentra un paquete de arenisca las cuales se comportan como reservorio secundario para el campo.

#### ➤ *Basal Tena*

Este reservorio cuenta con una gran cantidad de petróleo en sitio de aproximadamente 71 millones de barriles de petróleo, sin embargo, uno de los problemas más serios de este reservorio es que presenta una estructura grano decreciente y de menor espesor, de acuerdo con lo mencionado en el informe de Petroecuador. (Petroecuador EP, 2021)

Está compuesta de arcillolitas y areniscas blancas traslucidas, cuarzosas de grano muy fino, además posee una porosidad promedio de 15% lo cual se considera una porosidad pobre y sus espesores están en un rango entre 1 a 22 pies, por lo cual es considerado un reservorio de menor importancia.

En la Tabla 1 se muestran los reservorios del campo Shushufindi junto a sus espesores totales, valores tomados de (Enríquez & Feijóo, 2008).

**Tabla 1.** *Espesores totales de los reservorios en el Campo Shushufindi.*

**Fuente:** (Enríquez & Feijóo, 2008)

<b>Reservorio</b>	<b>Arena</b>	<b>Espesor (ft)</b>
Secundario	U-Superior	60-140
Principal	U-Inferior	10-100
Secundario	T-Superior	60-145
Principal	T-Inferior	30-110

#### ***d. Formación Tiyuyacu***

Esta formación es de origen fluvial la cual ha sido dividida de acuerdo con criterios sedimentológicos y tectónicos en:

##### ➤ *Tiyuyacu inferior*

Es un conglomerado de ambiente continental que posee un espesor de 500 pies aproximadamente, contiene un 90% de cherts rojizos y angulosos; y un 10% de cuarzos lechosos y rocas metamórficas.

##### ➤ *Tiyuyacu superior*

Pertenece a un ambiente de deposición continental que se encuentra formada en su mayoría por conglomerados y en menor proporción por areniscas y lutitas. Su base posee un espesor de aproximadamente 800 pies y está constituida por una serie de deposición de arcillolitas y limolitas. (López, 2014)

#### ***e. Formación Orteguaza***

Esta formación está constituida por depósitos marinos que en su mayor parte son lutitas seguidas por areniscas, limolitas y pequeñas capas de carbón. De acuerdo con su litología los bancos de areniscas son de color blanco, blanco verdoso, traslucidas, de grano fino a muy fino. En el tope y base de la formación existe presencia de lutitas gris verdosa. (López, 2014)

### *f. Tope y bases*

Los topes y bases de las formaciones reservorios T inferior y U inferior del campo han sido subdivididos de acuerdo con estándares litoestratigráficos y hasta cierto punto de producción. Los registros eléctricos, registros de densidad, registros de litología, sísmica y los núcleos de perforación son las principales herramientas utilizadas para segmentar los yacimientos del subsuelo (Galárraga, 2023). Las profundidades en pies del tipo MD (Profundidad medida) de los topes y bases de los reservorios: Basal Tena, Arenisca U y Arenisca T, se muestran en siguiente Tabla 2.

**Tabla 2.** *Topes y Bases de las formaciones productoras.*

**Fuente:** (Enríquez & Feijóo, 2008)

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

## **2.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO**

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

**Tabla 3.** *Características petrofísicas de las arenas productoras.*

**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2016)

<b>PARÁMETROS</b>	<b>BASAL TENA</b>	<b>U</b>	<b>T</b>
Profundidad promedio (ft)	9250	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (ft)	16,0	52,0	48,0
Porosidad, $\emptyset$ (%)	16,0	18,0	17,0
Área, A (Acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30,0	53,0	53,0
Permeabilidad, K (md)	150	40-1100	10-900

## 2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO

Las características de los fluidos de las tres arenas productoras son casi similares debido a la estructura del yacimiento, en la tabla 4 se indican las principales características de los fluidos.

*Tabla 4. Características de las arenas y de los fluidos del campo.*

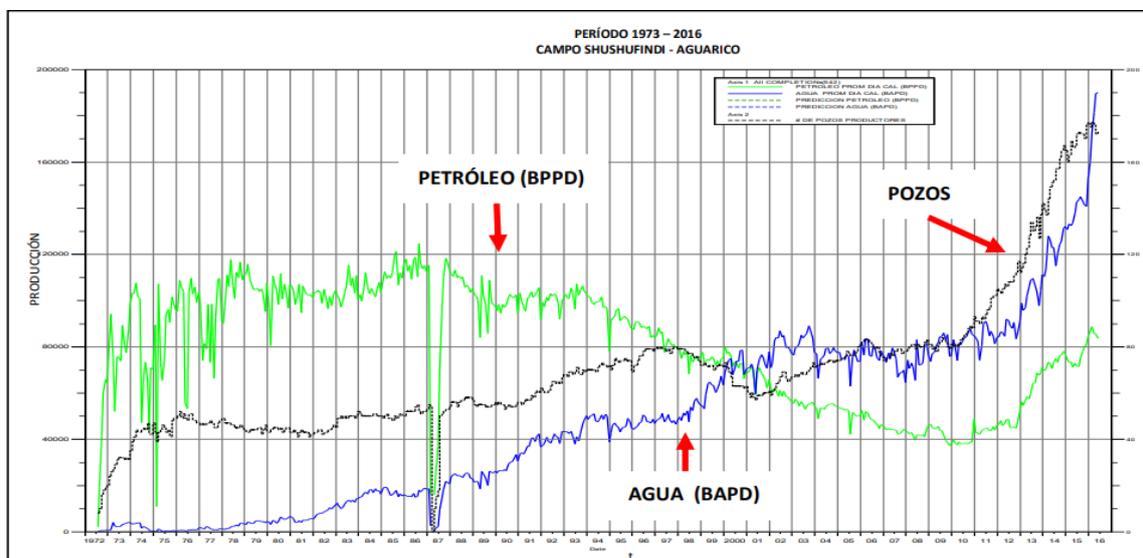
*Fuente: (Petroamazonas EP, 2016)*

PARÁMETROS	BASAL TENA	U	T
Presión inicial, $P_i$ (psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, $P_b$ (psi)	807	1010	1053
Temperatura de formación, $T$ (°F)	195	218	218
Gravedad específica del petróleo (°API)	19 - 30	22,4	31,88
Factor volumétrico inicial de petróleo, $B_{oi}$ (BL/BF)	1,3097	1,288	1,3003
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	400	233	383
Saturación de agua inicial, $S_{wi}$ (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl-1 (ppm)	65000	60000	14000
Resistividad @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, $\mu_o$ (cp)	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua, $\mu_w$ (cp)		0,25 – 0,5	
Compresibilidad del petróleo, $C_o$ (psi-1)		7,756 x 10-6	
Gravedad específica del gas, $\gamma_g$		0,65	

## 2.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La producción del campo Shushufindi inicio en el año 1972 con la perforación de los 10 primeros pozos que tenían una tasa de producción de 10,000 BPPD, para el mes de diciembre de ese mismo año la tasa aumentó a 70,000 BPPD. En el año 1994 la producción era de 98,500 BPPD, desde entonces su producción ha declinado considerablemente con el pasar de los años debido al aumento acelerado de la producción de agua, sin embargo, se han ejecutado proyectos de inyección de agua al campo con el objetivo de aumentar la tasa de producción, pero los resultados no han sido los esperados y por lo tanto cada vez la producción va decayendo. (Salazar, 2014)

En la figura 5 se puede observar el historial de producción desde 1973 hasta 2016 del Campo Shushufindi.



**Figura 5.** Historial de producción del Campo Shushufindi.

**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2016)

De acuerdo con el informe estadístico de Petroecuador (Petroecuador EP, 2022) en el 2022 cerraron con una producción de 56.679 BPPD, pero en el último informe publicado en el mes de septiembre del presente año Petroecuador indica que la producción del campo se ubica en los 55.604 BPPD. (Petroecuador EP, 2023),

## **2.6. TEORÍA DE LA RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO**

En el proceso de producción de hidrocarburos, una recuperación de petróleo se establece como el cumplimiento de una gama de esfuerzos en operaciones que permitan obtener una mayor cantidad de petróleo y gas con referencia a la producción estimada del yacimiento. Un pozo petrolero durante su vida tiene una tasa de producción variable, por lo que la ingeniería busca especialmente mantener los volúmenes de producción a niveles sostenibles el mayor tiempo posible, con el fin de lograr una recuperación óptima del petróleo. Para esto se hace uso de la tecnología y la aplicación de técnicas de recuperación según el estado y la edad del pozo, las características del yacimiento y los costos de operación.

### **2.6.1. Recuperación mejorada**

La recuperación mejorada de petróleo o EOR por sus siglas en inglés “*Enhanced Oil Recovery*”, es un proceso en el cual se estimula al yacimiento con el fin de aumentar la recuperación de petróleo posterior a la capacidad limitada de sostener volúmenes de producción deseados aplicando técnicas de recuperación secundaria. Por otro lado, se aplican procesos de EOR cuando tenemos petróleo atrapado en zonas que presentan accesibilidad compleja como una baja permeabilidad, cuando existen contactos deficientes de agua-petróleo, o segmentos de fallas irregulares.

Los principales procesos y operaciones EOR incluyen la inyección de productos químicos, vapor y gas. Estos métodos generalmente requieren tecnología de recuperación mejorada de petróleo no estándar. (Hildemaro, 2022)

#### ***a. Objetivos de la aplicación de los métodos de recuperación mejorada.***

La aplicación de métodos EOR, puede darse al comienzo de la vida productiva del yacimiento en ciertos casos donde se presente un petróleo muy viscoso o se encuentren lutitas petrolíferas, por otro lado, también puede darse después de la producción primaria y/o secundaria, debido a que, en estas etapas, cierta cantidad de petróleo queda atrapada en la roca yacimiento y permanece irrecuperable (Petróleo remanente). Hablando teóricamente, se dice que, si la roca es humectada por agua, este petróleo puede ser

desplazado por la fase mojante siempre y cuando el gradiente de presión sea suficientemente alto, pero en la práctica, el petróleo desplazado será dependiente de la cantidad de agua inyectada, velocidad y razón de movilidad, por lo tanto, entre los objetivos que tiene la aplicación de los métodos EOR podemos identificar los siguientes:

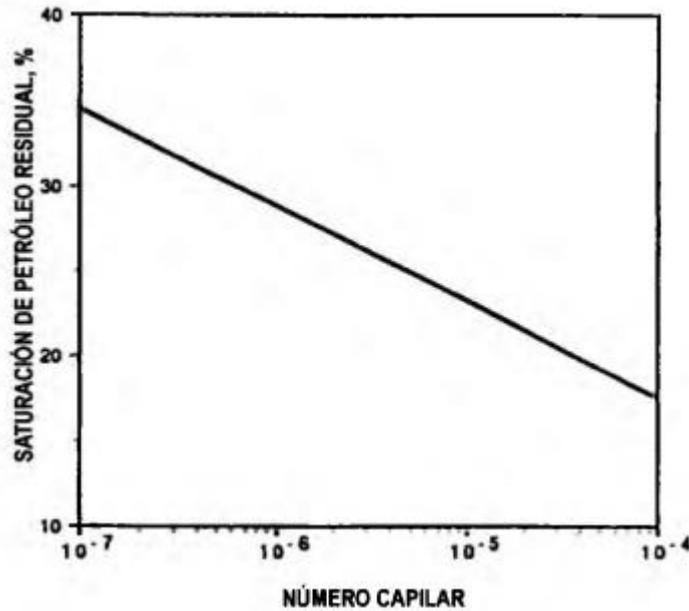
➤ *Mejorar la razón de movilidad ( $M$ ).*

Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento, si  $M > 1$ , el fluido desplazante se mueve más fácil que el fluido desplazado generando un desplazamiento ineficiente debido al fenómeno conocido como canalización viscosa. Para obtener un desplazamiento óptimo debe cumplirse que  $M < 1$ , esto se puede lograr inyectando más fluido con el fin de alcanzar una determinada saturación de petróleo residual en los poros.

En procesos EOR, por la complejidad y a pesar de que los conceptos básicos de  $M$  se mantienen válidos, su definición es complicada y arbitraria. Independientemente de lo que se ha mencionado, la razón de movilidad en EOR se puede mejorar disminuyendo la viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase mojante. (Paris de Ferrer, 2001)

➤ *Aumentar el número capilar ( $N_C$ ).*

En la figura 6 podemos ver el comportamiento del petróleo residual en función del número capilar, nótese que a medida que aumenta  $N_C$ , la saturación de petróleo residual disminuye. Para lograr esto en procesos EOR, se debe reducir la viscosidad del petróleo, aumentar el gradiente de presión y/o disminuir la tensión interfacial. Si se consigue reducir completamente la tensión interfacial, es decir, si esta llega a cero, el número capilar será infinito y se elimina la interfase entre los fluidos (desplazante y desplazado), es decir el petróleo se desplaza misciblemente logrando una eficiencia de desplazamiento del 100% en aquellos poros donde exista contacto entre ambos fluidos.

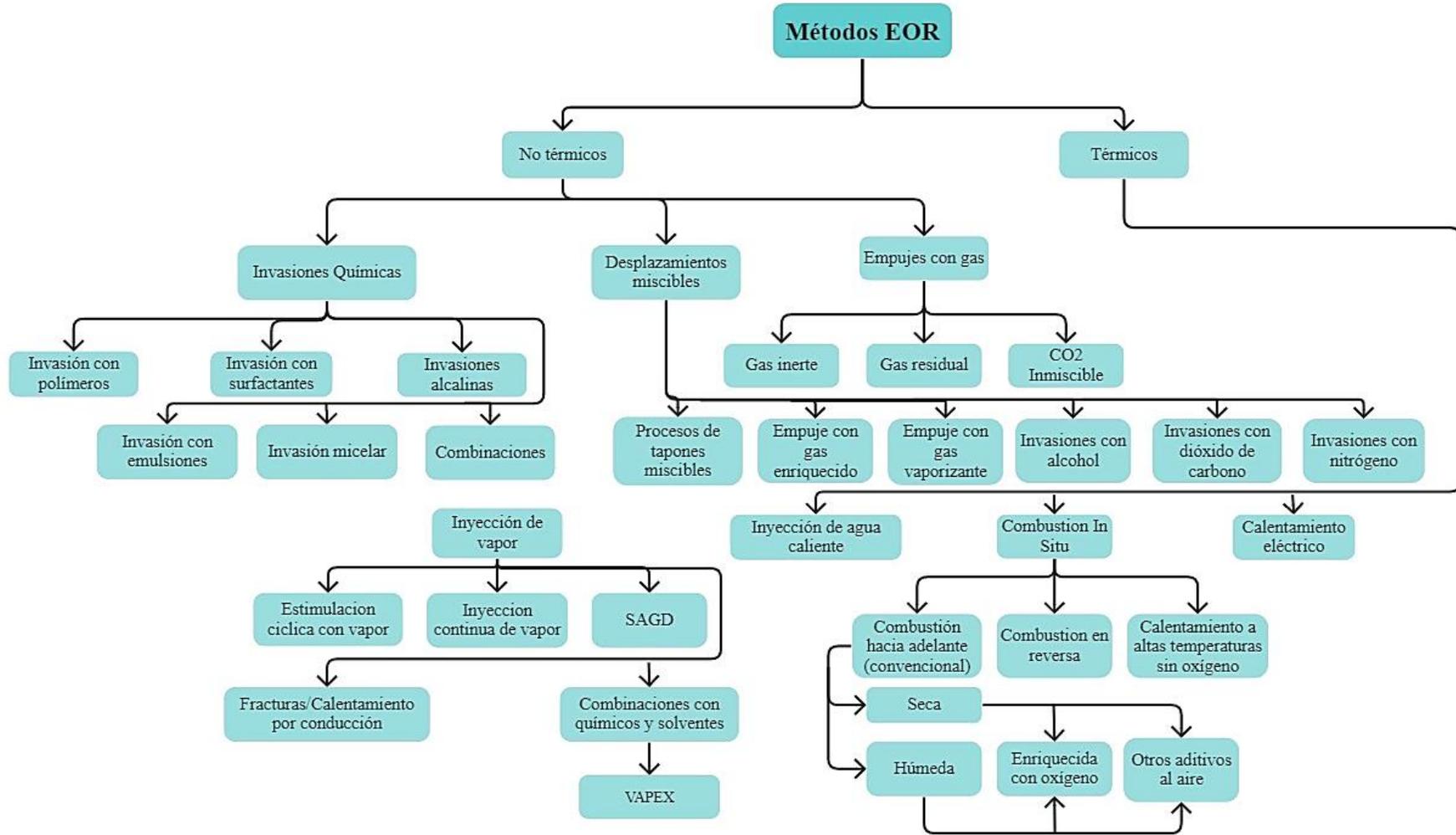


**Figura 6.** Petróleo residual en función del número capilar según Farouq y Thomas.  
**Fuente:** (Paris de Ferrer, 2001).

La recuperación de petróleo depende de la razón de movilidad y del número capilar, por lo tanto, es esencial tener en cuenta los cambios en la tensión interfacial, puesto que, afecta directamente a la presión capilar y consecuentemente a las permeabilidades efectivas, dando como resultado efectos en la razón de movilidad y número capilar. Esta situación es muy compleja por los factores involucrados en los diferentes procesos de EOR, como la presencia de emulsiones, interacciones roca-fluido, efectos de temperatura, compactación y otros factores que son difíciles de cuantificar. También se debe tomar muy en cuenta la humectabilidad, ya que juega un papel muy importante en estos procesos. (Paris de Ferrer, 2001)

***b. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.***

Una posible clasificación de métodos de recobro no convencional se puede definir en dos grandes grupos que corresponden a métodos térmicos y no térmicos como se presentan en la Fig. 7. Generalmente los métodos térmicos son utilizados para recuperar crudos pesados y los métodos no térmicos para recuperar crudos livianos, pero en aplicaciones de campo, estos últimos han sido utilizados para recuperar crudo pesado con resultados no tan exitosos.



**Figura 7.** Métodos no convencionales de recobro adicional Según Farouq y Thomas.  
**Fuente:** (Paris de Ferrer, 2001).

A pesar de que los conocimientos fundamentales de los diferentes métodos puedan descartar su aplicación en un yacimiento; la geología y las propiedades de los fluidos son quienes determinan que método es el mejor para ser aplicado. Siguiendo la clasificación mencionada antes, se discuten los métodos EOR más prácticos, con mayor popularidad y sus diferentes aplicaciones.

➤ *Métodos no convencionales no térmicos.*

Abarcan procesos químicos y miscibles. En procesos químicos podemos distinguir el uso de polímeros, surfactantes, cáusticos, invasión micelar/polímero y combinaciones. En procesos miscibles se incluyen empujes miscibles a alta presión utilizando gas de hidrocarburo, nitrógeno o Co<sub>2</sub>, así como el desplazamiento de hidrocarburos líquidos. (Paris de Ferrer, 2001). En la tabla 5, se muestran los tipos de métodos no convencionales no térmicos y su clasificación.

**Tabla 5. Métodos no convencionales no térmicos en procesos EOR.**  
**Fuente:** (Paris de Ferrer, 2001)

<b>Clasificación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Método EOR</b>
<b><i>Invasiones químicas</i></b>	Involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos.	➤ Invasión con polímeros
		➤ Invasión con surfactantes
		➤ Invasión alcalina (o cáusticas)
		➤ Invasión micelar
		➤ Inyección de espuma
<b><i>Desplazamientos miscibles</i></b>	Consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente, dando como resultado que la tensión interfacial entre los fluidos se reduzca a cero (No existe interfase).	➤ Proceso de tapones miscibles
		➤ Proceso con gas enriquecido o empuje con gas condensante
		➤ Empuje con gas vaporizante o de alta presión
		➤ Inyección alternada de agua y gas (Proceso WAG)
		➤ Inyección usando solventes
		➤ Inyección de alcohol
	➤ Inyección de dióxido de carbono	
	➤ Inyección de nitrógeno	

<b>Empuje con gas</b>	<p>Inyección continua de gas que disminuye la tensión interfacial y mejora la movilidad del crudo, dando como resultado que los desplazamientos miscibles e inmiscibles puedan lograr altas eficiencias de barrido</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Inyección cíclica de gas</li> <li>➤ Inyección de agua carbonatada</li> </ul>
-----------------------	--

*\*Tabla 5. (Continuación).*

➤ *Métodos no convencionales térmicos.*

Tienen como objetivo reducir la viscosidad del crudo con la finalidad de mejorar su movilidad, dando como beneficios la reducción de la saturación de petróleo residual, y el aumento de la eficiencia areal. Su clasificación corresponde a la inyección de fluidos en la formación, como agua caliente y vapor, en sus modalidades cíclica y continua; y los procesos que generan calor en el propio yacimiento (procesos in situ), destacando la combustión in situ. (Paris de Ferrer, 2001). En la tabla 6, se muestran los tipos de métodos no convencionales térmicos y su clasificación.

**Tabla 6. Métodos no convencionales térmicos en procesos EOR.**  
**Fuente:** (Paris de Ferrer, 2001).

<b>Método EOR</b>	<b>Descripción</b>
<b>Inyección de agua caliente</b>	Proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente. Es considerado como un método de recuperación simple y seguro, dependiendo del yacimiento; puede ser económico y ventajoso.
<b>Inyección continua de vapor</b>	Método de empuje en arreglos, con pozos de inyección y producción. Es probable que el recobro de petróleo por este método sea alto, por encima del 50%.
<b>Inyección alternada o cíclica de vapor</b>	Consiste en inyectar un volumen preestablecido de vapor por un periodo de tiempo (entre 1 y 3 semanas), después de la inyección el pozo es cerrado y se deja en remojo por unos días, esto con el fin de que el vapor caliente la zona productora y se disperse alrededor del pozo. Luego se abre el pozo a producción y se realiza el mismo proceso hasta que deje de ser económicamente rentable.

<b>Drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD)</b>	Tiene como objetivo introducir el vapor continuamente y remover el vapor condensado que se va formando junto con el petróleo que se va calentando. El proceso se aprovecha de la segregación vertical del vapor a través de un par de pozos horizontales, con el pozo productor horizontal localizado en el mismo plano vertical.
<b>Combustión in situ</b>	Método único en el que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10%) se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica. Existen tres tipos: combustión convencional, combustión en reverso y combustión húmeda.

*\*Tabla 6. (Continuación).*

Existen parámetros para seleccionar cualquier método EOR discutido hasta ahora, los cuales ayudan a definir el método más apropiado para un yacimiento dado. Cabe mencionar que estas guías se deben utilizar con mucha precaución, priorizando la experiencia y el conocimiento para cualquier diseño de proyecto EOR.

El presente estudio se enfoca en EOR por métodos químicos, específicamente en la inyección de polímeros en las arenas U del campo Shushufindi ubicado en el Oriente Ecuatoriano, por lo tanto, a continuación, se profundiza acerca de este método de recuperación mejorada.

### **2.6.2. Método de recuperación mejorada: Inyección de Polímeros**

La inyección de polímeros es un proceso químico clasificado como método no convencional no térmico. Se conoce como invasión química en donde se inyecta un material que no está presente en el yacimiento, en este caso, el polímero. Como se mencionó en la sección anterior, la inyección de polímeros es una modificación de la inyección de agua, la cual consiste en añadir un tapón de polímero al agua de inyección antes de ser inyectada en el yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

El tapón de polímero posee una concentración de 200 a 1000 ppm y un alto peso molecular que va desde 2 hasta 5 MM. Las soluciones son muy viscosas, propiedad que mejora la razón de movilidad agua-petróleo resultando en un buen desplazamiento y un barrido casi completo en el yacimiento; mejoras significativas en comparación con la

inyección de agua convencional (Paris de Ferrer, 2001). La figura 8, describe un esquema del proceso de la inyección de polímeros.



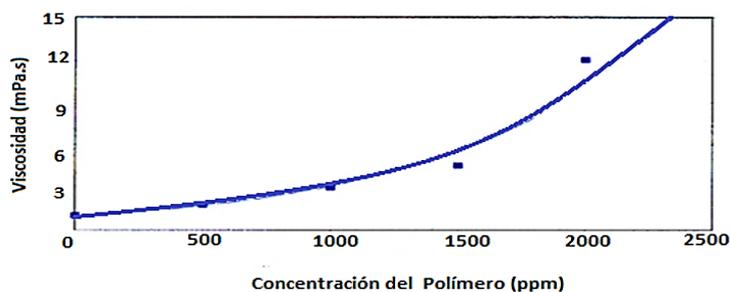
**Figura 8.** Proceso de invasión con polímeros según Klins.  
*Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).*

**a. Características de los polímeros**

➤ **Concentración del polímero**

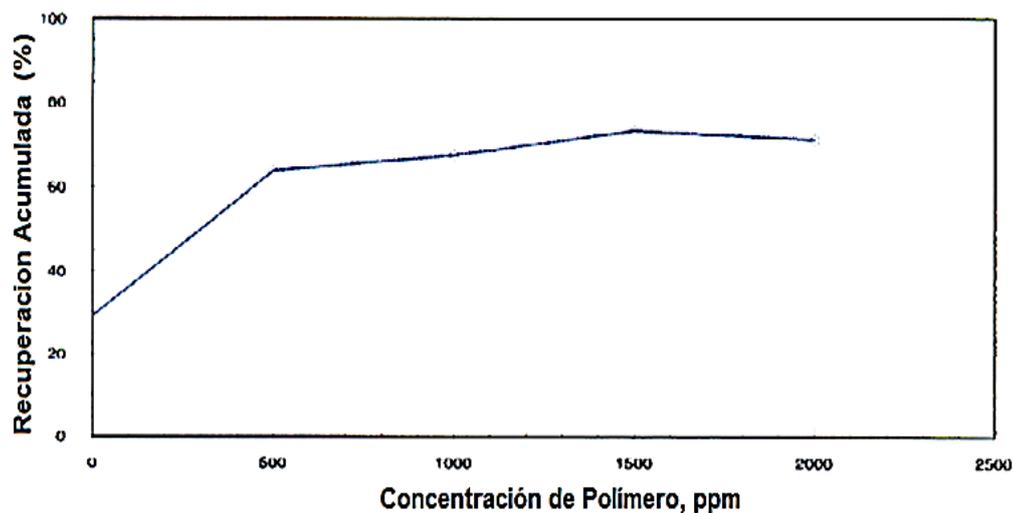
La concentración de los polímeros es una de las condiciones más importantes en la recuperación del petróleo puesto que a mayor concentración de las soluciones de polímeros mayor será la viscosidad aparente que, al mismo tiempo, ayuda a elevar los volúmenes de petróleo recuperado. (Hernández, 2014)

En la Fig. 9 se puede observar la relación entre la concentración de la solución del polímero y la viscosidad, por lo tanto, se comprueba que a mayor concentración polimérica la viscosidad aumentara considerablemente.



**Figura 9.** Concentración de polímero vs Viscosidad de la solución.  
*Fuente: (Hernández, 2014)*

El efecto en la recuperación de petróleo remanente a causa de las diferentes concentraciones de las soluciones de polímeros se observa en la Fig.10, la cual indica que cuando la concentración de polímero esta entre los 100 a 1300 ppm, el factor de recobro aumenta hasta llegar a los 1500 ppm a partir de ese instante la recuperación del petróleo empieza a descender a medida que la concentración del polímero aumenta, por lo tanto, es muy importante tener en cuenta los niveles de concentración de las soluciones poliméricas ya que no siempre se necesitan altas concentraciones para obtener una recuperación favorable.



**Figura 10.** Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo.  
**Fuente:** (Hernández, 2014)

#### ➤ Temperatura

La temperatura desempeña un papel fundamental en el comportamiento de los polímeros ya que cuando se encuentran a temperaturas bajas, los polímeros tienden a volverse más rígidos, lo que resulta en una disminución en la movilidad entre las cadenas que componen el material, la temperatura a la cual las regiones cristalinas del polímero se funden se conoce como la temperatura de fusión ( $T_f$ ). Si se mantiene la solución de polímeros a una temperatura elevada durante un período prolongado, su viscosidad va a disminuir. Para lograr esto, es esencial tener en cuenta dos factores: la temperatura a la que se somete el polímero y la duración de esta condición. (Neira & Tomalá, 2018)

### ➤ Viscosidad

Otro factor clave es la estructura del material. Los polímeros lineales que tienen enlaces intermoleculares débiles muestran una baja viscosidad, ya que permite un deslizamiento más sencillo de una molécula con respecto a otra. La viscosidad aumentará cuando las cadenas tengan una mayor longitud, lo que conlleva a un mayor desorden y dificulta aún más sus movimientos. Por otro lado, una amplia distribución del peso molecular resulta en una menor viscosidad, lo que los hace más fáciles de extraer.

### ➤ Salinidad

La salinidad y el intercambio iónico pueden tener un impacto significativo en el proceso de degradación química. El agua de formación a menudo contiene altas concentraciones de cationes divalentes, especialmente  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , lo que puede alterar la viscosidad de la solución polimérica. Para mitigar este efecto, se lleva a cabo la inyección de un prefluido de agua con el objetivo de eliminar cierta cantidad de sales presentes en el yacimiento y reducir la exposición del fluido de inyección. (Neira & Tomalá, 2018)

### ➤ Peso molecular

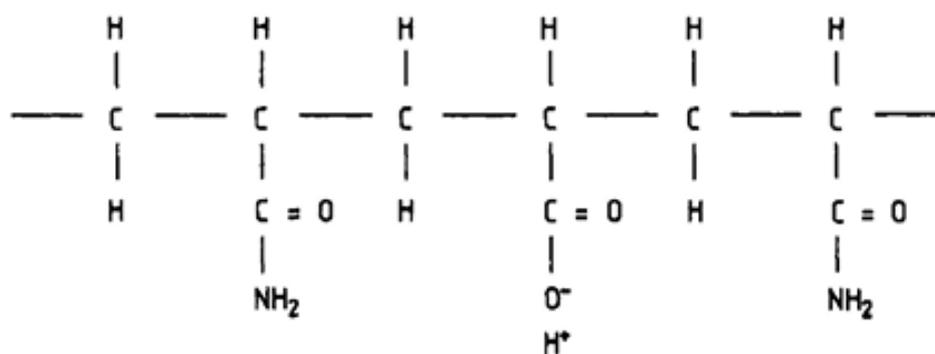
El peso molecular de los polímeros es un aspecto de gran relevancia con relación a su aplicación, junto con las propiedades mecánicas que están vinculadas a estos materiales poliméricos. En la mayoría de los casos, dentro de un rango específico de pesos moleculares, se encuentra una propiedad óptima que los hace aptos para su uso en una determinada formación. Las características intrínsecas de los polímeros se componen de una mezcla de polímeros que son homogéneos, pero que varían en la longitud de sus cadenas y, en consecuencia, en su peso molecular. Para los polímeros, solo es posible calcular un peso molecular promedio. (Gomez, Hernández, & Merchán, 2011)

## ***b. Polímeros usados en la recuperación mejorada***

### ➤ Poliacrilamidas

El HPAM, que es una abreviatura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, se destaca como el polímero sintético más ampliamente utilizado en aplicaciones relacionadas con la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) y están compuestas por unidades monoméricas de acrilamida, que a su vez se deriva del ácido acrílico. El peso molecular del HPAM guarda una relación directa con el tamaño de la molécula y la permeabilidad del medio poroso a través del cual se planea inyectar este polímero. El peso molecular de la poliacrilamida varía generalmente en un rango de aproximadamente  $1 \times 10^6$  a  $8 \times 10^6$ , y el tamaño de la molécula suele situarse en torno a 0.1 - 0.3 micrómetros.

La inyección de polímero se ha documentado en diversos procesos de EOR que abarcan una variedad de formaciones geológicas, niveles de salinidad y rangos de temperatura. La Fig. 11 ilustra la estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada. (Hernández, 2014)



**Figura 11.** Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

**Fuente:** (Hernández, 2014)

### ➤ Polisacáridos

Los polisacáridos son biomoléculas formadas por la repetición de unidades de monosacáridos unidas mediante enlaces glucosídicos. La masa molecular de estos compuestos puede ser significativamente elevada, dependiendo del número de unidades de monosacáridos que componen su estructura.

En procesos de inyección de productos químicos, dos sustancias ampliamente empleadas son la hidroxietilcelulosa (HEC) y la goma xantana. La goma xantana, es un polisacárido producido por la bacteria *Xanthomonas Campestris*, la cual sintetiza este polímero como una defensa contra la deshidratación. (Hernández, 2014)

*c. Criterios de selección para aplicar polímeros.*

El proceso de inyección a simple viste parece ser sencillo, pero en el diseño de inyección es crucial definir el polímero a utilizar y su concentración. Los polímeros más utilizados este proceso EOR, son aquellos solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol, entre ellos se encuentran las poliacrilamidas, los polisacáridos y los polióxidos de etileno. Las poliacrilamidas son los más populares debido a que aumentan la viscosidad y alteran la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas disminuyendo la movilidad efectiva del agua inyectada. (Paris de Ferrer, 2001)

Para un proceso eficaz de invasión o inyección de polímeros, se deben tomar en cuenta los criterios de diseño que van desde las propiedades petrofísicas del yacimiento, las características geológicas y los fluidos presentes en el yacimiento. La tabla 7 presenta los criterios de diseño que debemos tomar en cuenta para este tipo de proceso.

**Tabla 7. Criterios de Diseño para invasión con polímeros**  
**Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).**

<b>Petróleo</b>	Gravedad	> 25° API
	Viscosidad	< 150 cp (Preferiblemente < 100)
	Composición	No crítica
<b>Yacimiento</b>	Saturación de Petróleo	> 10% del VP de petróleo móvil
	Espesor neto	No crítico
	Profundidad	< 9000 ft
	Razón de movilidad	2 – 40
	Permeabilidad	> 20 md
	Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,85
	Temperatura	< 175 °F (Algunos polímeros son estables a temperaturas mayores)
<b>Agua</b>	Salinidad preferiblemente baja	
<b>Litología</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Areniscas preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos</li> <li>- Se deben evitar las calizas con alta porosidad</li> </ul>	
<b>Factores favorables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones apropiadas para la inyección de agua</li> <li>- Alta saturación de petróleo móvil</li> <li>- Alto (espesor y porosidad)</li> </ul>	
<b>Factores desfavorables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facturas extensivas</li> <li>- Empuje fuerte de agua</li> <li>- Capa de gas</li> <li>- Alto contraste de permeabilidad</li> <li>- Agua de formación altamente salina</li> <li>- Problema severo de inyectividad</li> <li>- Alto contenido de arcilla y calcio</li> </ul>	

*d. Factores por considerar para el uso de polímeros.*

La recuperación de petróleo mediante el uso de polímeros puede ser afectada por muchos factores, como la degradación del polímero debido a la alta salinidad del agua intersticial, la temperatura, el envejecimiento, formación de geles, altos esfuerzos de corte, entre otros. Otro factor muy importante que considerar es la etapa en la que se encuentra la inyección de agua al momento de inyectar el polímero. (Paris de Ferrer, 2001)

Antes de iniciar con el proceso de inyección, se debe tener toda la información posible acerca del pozo, estatus y condiciones de saturación del yacimiento. Esta información es fundamental para la predicción de reservas recuperables de petróleo. La recolección de estos datos es responsabilidad del Ingeniero y Geólogo, quienes crearan programas de requerimientos de datos durante la vida del yacimiento. (Márquez, págs. 1-2).

➤ *Geometría del yacimiento*

Uno de los factores más importantes para determinar si un yacimiento es candidato para la aplicación de recuperación mejorada es la geometría del yacimiento, esto es debido a que la estructura y estratigrafía del yacimiento controlan la localización de los pozos, por lo tanto, pueden diagnosticar los métodos por los cuales el yacimiento será producido mediante diferentes tipos de inyección. (Hernández, 2014)

La mayoría de los campos en donde se han aplicado técnicas de recuperación ya sea por inyección de agua o gas, han sido en yacimientos que presentan un relieve estructural moderado y que al no tener presencia de acuíferos cercanos que puedan inundar el yacimiento no reciben un empuje natural más que por gas en solución, por consiguiente, existe una alta saturación de petróleo una vez que se haya efectuado la producción primaria. Por lo tanto, es muy importante determinar y evaluar la geometría y comportamiento del yacimiento para posteriormente ajustar la localización de los pozos productores e inyectores de acuerdo con las propiedades y condiciones del yacimiento. Además, esto facilita identificar posibles presencias de acuíferos cercanos y analizar si es

necesario realizar una inyección de agua adicional o si el empuje natural es más que suficiente para proporcionarle energía al yacimiento. (Paris de Ferrer, 2001)

➤ *Ventajas y desventajas del uso de polímeros*

La tabla 8, muestra las ventajas y desventajas de los polímeros, datos importantes para tener en cuenta a la hora de diseñar el proceso de inyección.

**Tabla 8.** *Ventajas y desventajas del uso de polímeros*

**Fuente:** (Márquez, págs. 1-2)

Ventajas	Desventajas
- Mejoran el barrido vertical	- Son sensibles a la salinidad
- Sustancias muy viscosas cuando son altamente diluidas	- Taponamiento que se origina en la formación
- Mejora la razón de movilidad agua-petróleo	- Es muy susceptible al ataque bacterial
- Son los más aplicables en pruebas de campo	- Grandes costos al momento de tener problemas
- Factor económico	- Efecto de esfuerzos y altas temperaturas

Los criterios y factores descritos en esta sección son importantes para la selección de yacimientos y pozos candidatos para la inyección de polímeros. No obstante, se deben realizar evaluaciones individuales para distintos casos de recuperación mejorada, considerando las características específicas del campo, yacimiento, el fluido y el pozo. Para esto se debe hacer uso de softwares de simulación de yacimientos que permitan modelar procesos EOR en yacimientos con fluidos complejos.

### **2.6.3. TIPOS DE INYECCIÓN**

Según la localización de los pozos inyectoros y productores, la inyección se puede dar de dos formas:

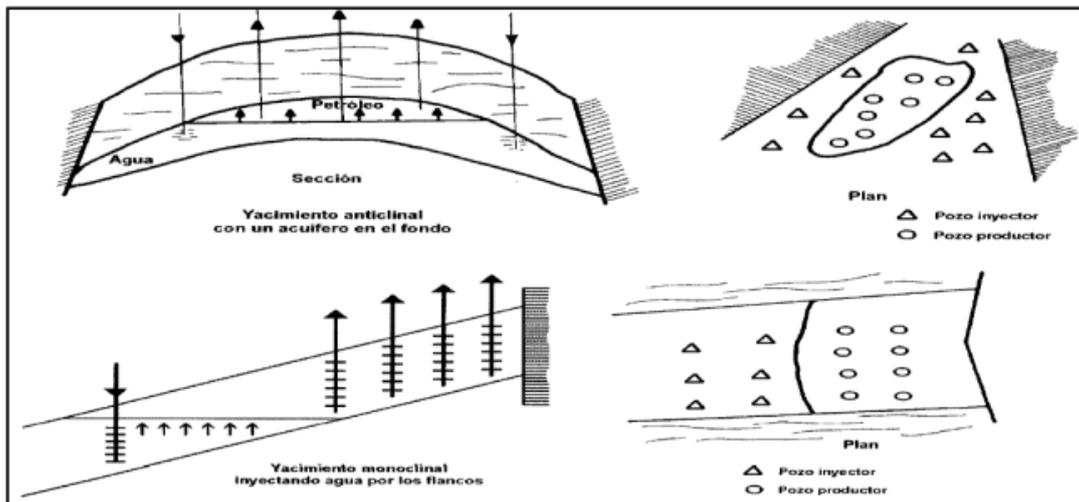
- ✓ Inyección periférica o externa: Inyección fuera de la zona de petróleo.
- ✓ Inyección en arreglos o dispersa: Inyección dentro de la zona de petróleo.

### a. Inyección periférica o externa

La inyección periférica o externa se basa en inyectar fluidos fuera de la zona de petróleo, específicamente en los flancos del yacimiento. Es una de las formas más tradicionales de inyectar, donde el fluido se inyecta en cerca de la zona de contacto agua – petróleo.

#### ➤ Características de la inyección periférica

- ✓ Se utiliza cuando el yacimiento no presenta una buena descripción y su estructura es favorable para la inyección de agua.
- ✓ Los pozos inyectoros se ubican en el acuífero, es decir se encuentran fuera de la zona de petróleo, tal y como se observa en la Fig. 12, en donde se puede apreciar la forma en que como se lleva a cabo la inyección en la periferia del pozo y de este modo poder tener una mayor recuperación del petróleo por segregación gravitacional.

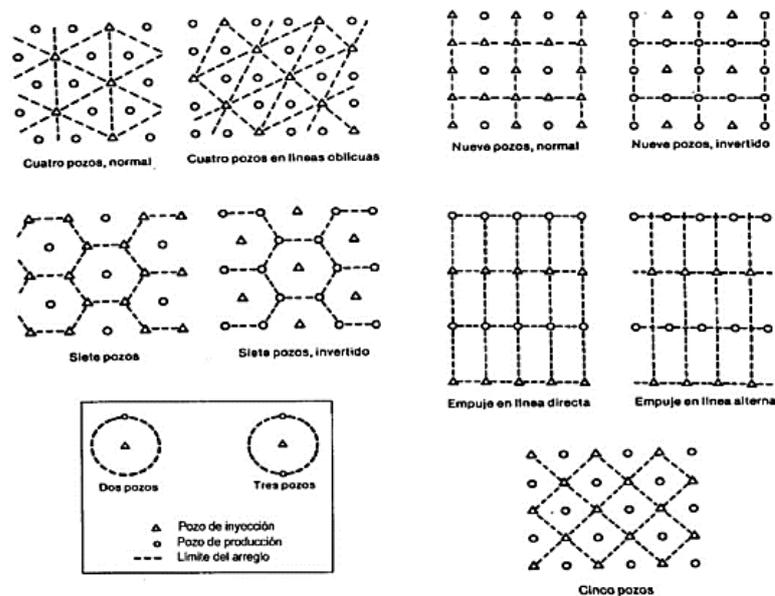


**Figura 12.** Inyección periférica o externa.  
**Fuente:** (Hernández, 2014)

**b. Inyección en arreglos o dispersa**

Se basa en inyectar fluidos dentro de la zona de petróleo, lo que permite que el agua al invadir esta zona empieza a desplazar los fluidos hacia los pozos productores. A este tipo de inyección se la conoce también como inyección interna, esto es debido a que el fluido inyectado se da mediante un cierto número de pozos inyectores que junto con los pozos productores forman un arreglo geométrico.

En el pasado cuando se quería hacer algún tipo de distribución de pozos no se seguía ningún tipo de distribución geométrica, por lo cual en la mayoría de los casos la aplicación de procesos de inyección no era la adecuada ya que se realizaba en espaciados no uniformes. Actualmente se ha desarrollado una mejor distribución de los pozos logrando cubrir la mayor parte del área de manera uniforme con la finalidad de llevar a cabo procesos de inyección que ayudaran a tener una mejor recuperación de petróleo, entonces esto significa que, al momento de planificar un proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre una base de arreglo regular en donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas compuestas como se aprecia en la Fig. 13. (Lin & Reyes, 2017)



**Figura 13.** Tipos de arreglos de pozos.  
**Fuente:** (Hernández, 2014)

➤ *Tipos de arreglo de pozos*

La tabla 9, muestra los tipos de arreglo para un proceso de inyección y su configuración.

**Tabla 9.** *Tipos de arreglos de pozos y sus características.*  
**Fuente:** (Peña & Pilozo, 2022)

<b>Tipo de arreglo</b>	<b>Pozos productores e inyectores</b>	<b>Geometría</b>
Empuje en línea recta	Se establece por los inyectores y productores en línea recta.	Rectángulo
Empuje en línea alterna	Se establece por lo inyectores y productores en línea alternada.	Líneas desfasadas de pozos
Arreglo regular de 5 pozos	Un pozo productor en el centro y 4 inyectores en las esquinas.	Cuadrado
Arreglo invertido de 5 pozos	Un pozo inyector en el centro y 4 productores en las esquinas.	Cuadrado
Arreglo regular de 7 pozos	Un pozo productor en el centro y 6 inyectores.	Triangulo equilátero
Arreglo invertido 7 pozos	Un pozo inyector en el centro y 6 productores en las esquinas.	Triangulo equilátero
Arreglo regular de 9 pozos	Un pozo productor y 8 inyectores.	Cuadrado
Arreglo invertido de 9 pozos	Un pozo inyector y 8 productores.	Cuadrado

Se debe tomar en cuenta que la selección del tipo de arreglo a utilizarse en un proceso de inyección dependerá de los siguientes factores:

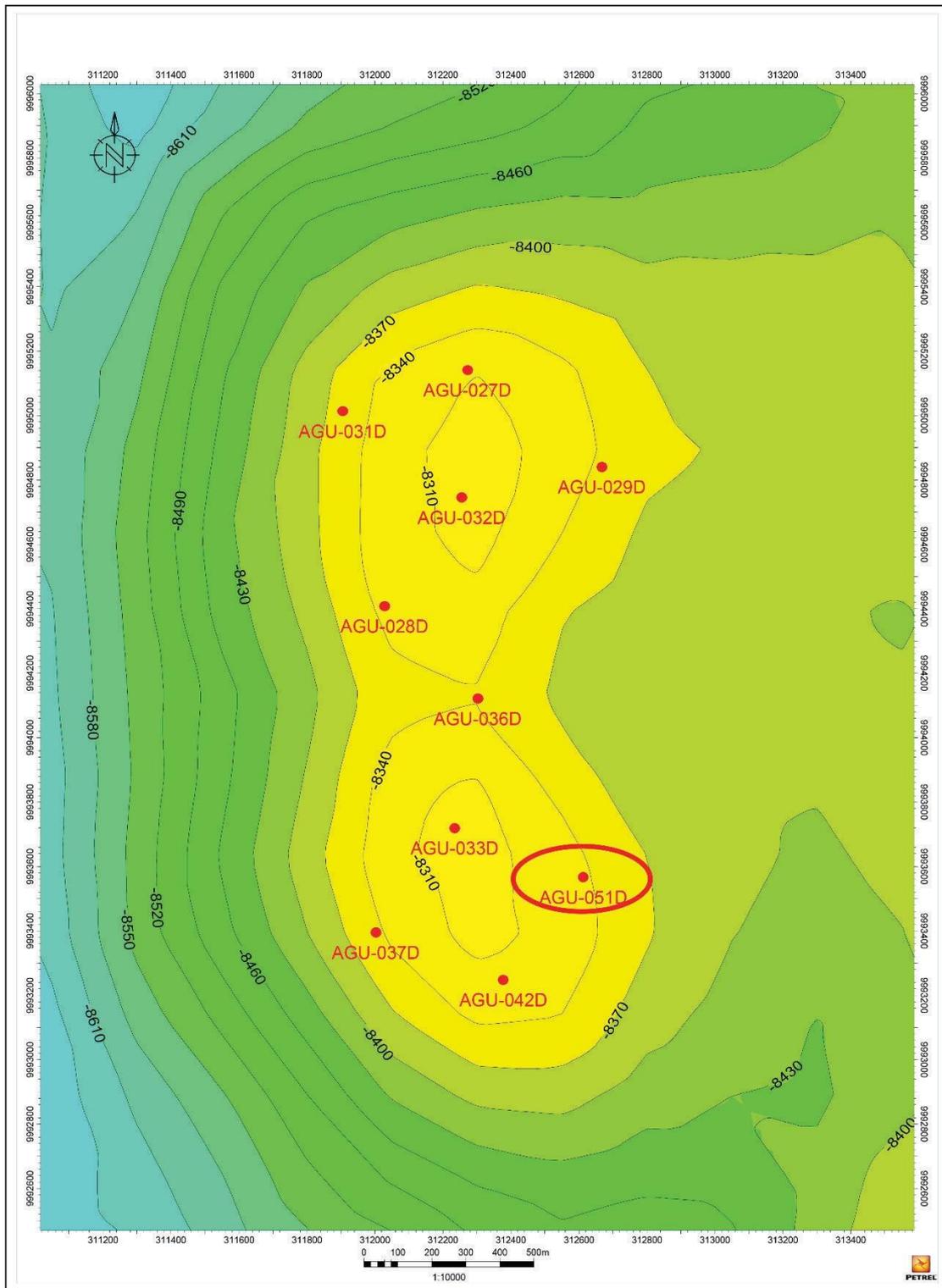
- ✓ Permeabilidad del yacimiento
- ✓ Razón de movilidad
- ✓ Límites del yacimiento
- ✓ Estructura y características geológicas del yacimiento
- ✓ Viscosidad de los fluidos

#### **2.6.4. Información pertinente de la zona de estudio**

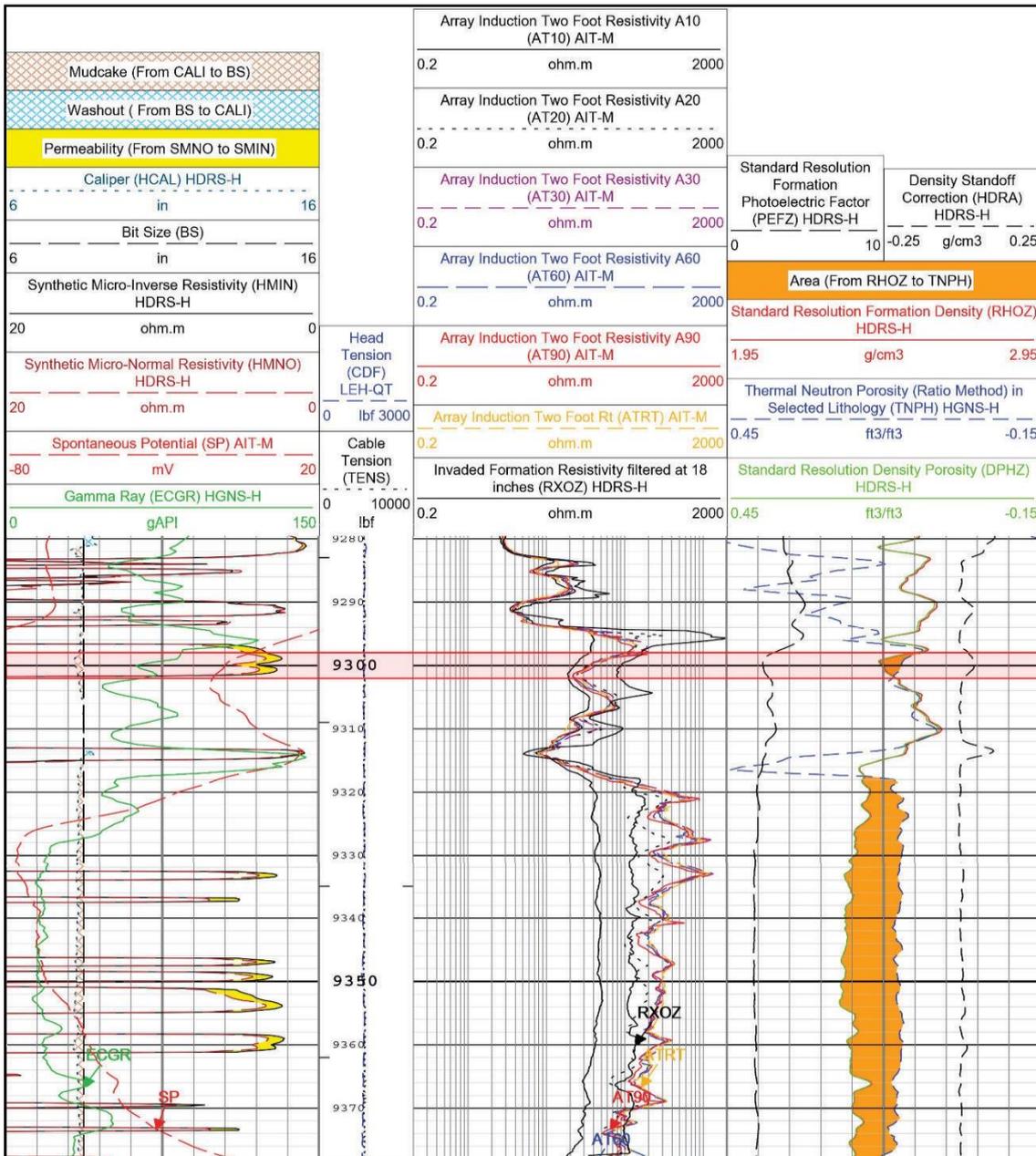
En la zona de estudio encontramos el pozo Aguarico - 51D, el cual se ubica en el flanco Sur-Este de la estación Aguarico, el cual alcanzó una profundidad de 9,502 pies en TVD y 9,600 pies en MD. Inició su producción el 14 de agosto de 2015, generando 971.71 BPPD de petróleo, 245 MSCF de gas y 325 BAPD de la formación U Inferior hasta el 7 de diciembre de 2015, el pozo ha experimentado un aumento en la producción, llegando a 3,452.99 BPPD de petróleo, 958 MSCF de gas y 34.58 BAPD de agua. En la Fig. 14 se puede apreciar la ubicación del pozo AGU – 51D.

De acuerdo con el análisis del registro del pozo Aguarico-51D, se puede observar en la Fig. 15 que, al evaluarla cualitativamente, se aprecia que la curva de Gama Ray presenta una desviación hacia la izquierda, lo que indica bajos niveles de material radioactivo sugiriendo la presencia de una arenisca. Además, el Potencial Espontáneo (SP) muestra intercalaciones en su curva, posiblemente debido a la presencia de arcillas.

La intersección de las curvas de neutrones y density en este intervalo confirma la presencia de líquido. La resistividad promedio en los primeros 2 pies de este intervalo sugiere la presencia de hidrocarburos, mientras que la baja resistividad en los 2 pies siguientes podría interpretarse como agua, también indica una porosidad estimada en torno al 14%. (Moromenacho & Salinas, 2016)



**Figura 14.** Mapa isópaco de la zona de estudio y ubicación del pozo AGU-051D  
**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2015)



**Figura 15.** Registros del pozo AGU-051D  
**Fuente:** (ARCH, 2015)

## **CAPITULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Esta investigación es cuantitativa como lo menciona (Neill & Cortez, 2017), debido a que se centra en la recopilación y análisis de datos numéricos medibles que son necesarios para llevar a cabo la simulación y de esa manera tener resultados favorables. Además, la investigación es de tipo:

- ✓ No experimental: Consiste en el desarrollo de la investigación sin realizar cambios intencionados en las variables independientes. En lugar de ello, se centra en observar los fenómenos tal y como se presentan en su entorno natural para posteriormente analizarlos.
- ✓ Analítico: La información recopilada fue examinada y evaluada en su totalidad con el propósito de llevar a cabo la investigación.
- ✓ Descriptiva: Propone describir características fundamentales de una población en estudio haciendo uso de teorías y análisis de datos.
- ✓ Inductivo: Hace uso de datos de estudios previos y/o proyectos de investigación similares de procesos EOR aplicados en el campo de estudio para llevar a cabo la simulación del proceso propuesto en este trabajo.

### **3.2. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN**

El presente trabajo de titulación se adscribe al método hipotético – deductivo ya que parte de la observación de un problema para posteriormente plantear una hipótesis que será puesta a comprobación de acuerdo con los resultados que se obtengan del caso de estudio.

La lógica científica define este método de investigación como el procedimiento que siguen las ciencias con la finalidad de alcanzar sus verdades, dicho de otra forma, es un orden lógico que se debe seguir para alcanzar una meta o fin (Dión Martínez, 1990), por esta razón, se adapta perfectamente al trabajo.

### **3.3. POBLACIÓN**

De acuerdo con (Bernal, 2010), la población se refiere a la totalidad de elementos bajo estudio, abarcando todas las unidades de análisis que componen dicho fenómeno. En un estudio particular, se representa como un conjunto N de entidades que comparten una característica específica. Este conjunto se conoce como la población, ya que representa la totalidad del fenómeno objeto de investigación.

- Población finita: Hace referencia a una población que es cuantificable y que involucra un número finito de mediciones y observaciones que pueden ser identificadas o contadas.
- Población infinita: Es infinita, dado que engloba un vasto conjunto de mediciones y observaciones, por lo tanto, resulta imposible medirla por completo.

En este trabajo de investigación la población comprende toda la Arena U inferior del Campo Shushufindi – Aguarico ubicado en la Provincia de Sucumbíos, en el cual la producción de petróleo va decayendo con el pasar del tiempo, por lo tanto, necesita someterse a procesos de recuperación mejorada, la cual da paso al estudio de cómo se comporta el factor de recobro y la tasa de producción tras la inyección del polímero HPAM.

### **3.4. TAMAÑO DE LA MUESTRA**

La muestra seleccionada es una parte significativa de la población que ayuda a tener resultados más precisos y confiables. Para la presente investigación el tipo de muestreo seleccionado es el muestreo por conveniencia debido a que la información recopilada se encuentra accesible y disponible para el investigador (Tamayo, 2010).

De acuerdo con lo antes mencionado, se procede a seleccionar una sección del área total de la arena Napo U inferior perteneciente al campo Shushufindi – Aguarico. Esta sección del campo consta de 10 pozos productores: AGU-027D, AGU-028D, AGU-029D, AGU-031D, AGU-032D, AGU-033D, AGU-036D, AGU-037D, AGU-042D, AGU-051D, siendo este último de gran utilidad para este estudio, puesto que se cuenta con información del pozo que contribuye en el desarrollo el modelo del yacimiento.

### **3.5. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO**

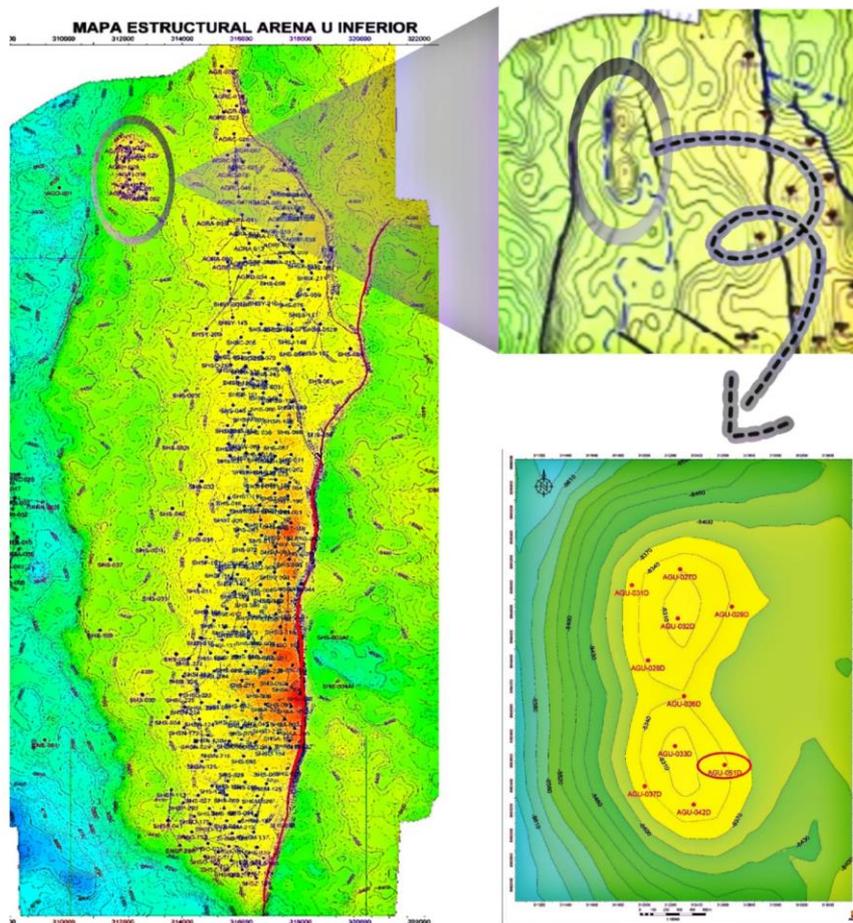
La recopilación de información que permita diseñar el modelo del yacimiento para su estudio proviene de varias fuentes que han sido mencionadas en este trabajo, en estas fuentes se ha obtenido información importante sobre el campo Shushufindi – Aguarico, tales como: Mapas estructurales de la formación, propiedades de los fluidos y del reservorio, datos de pozos en el área de estudio, historial de producción, entre otros.

El procesamiento de los datos recopilados se lleva a cabo gracias a la implementación de softwares de modelamiento y de simulación, los cuales corresponden al software GMSH y el software CMG con su simulador de petróleo negro IMEX para la creación del modelo estático y dinámico del yacimiento, con el fin de implementar y evaluar el método de inyección de polímeros propuesto para este trabajo.

### **3.6. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN**

#### **3.6.1. Descripción de la muestra**

En la sección 3.4, se detalla parte de la muestra seleccionada para el desarrollo del modelo estático y dinámico del yacimiento. Se expresa que se ha seleccionado una sección que compone la arena Napo U inferior del campo Shushufindi aguarico. Esta sección corresponde a la estación Shushufindi – Aguarico, ubicada en la parte Norte de la Arena Napo U inferior. Con el fin de mostrar la ubicación grafica del área de estudio, se ha creado la Fig. 16, utilizando los mapas estructurales tomados de los trabajos de investigación y proporcionados por (Petroamazonas EP); trabajos de los cuales se basó la recopilación de información del campo.



**Figura 16.** Selección de la zona de estudio.  
**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2017)

En la Tabla 10, se muestra la ubicación geográfica del área de estudio en coordenadas UTM, estos datos son esenciales para dimensionar el yacimiento de forma correcta y conseguir resultados confiables al momento de correr la simulación.

**Tabla 10.** Coordenadas UTM de la zona de estudio  
**Fuente:** (Petroamazonas EP, 2015)

COORDENADAS	X	Y
INICIALES	311860	9995460
FINALES	312980	9992960

**a. Propiedades del área de estudio**

La sección de la arena a evaluar posee un área de 691.89511 Acres, según las coordenadas antes descritas. En cuanto a las propiedades de la roca y de los fluidos, al tratarse de una

sección de la arena U inferior, se toma los datos generales de la misma. En la Tabla 11 se muestran los datos del área de estudio que nos permitirá establecer una base para el modelamiento del yacimiento.

**Tabla 11.** Datos generales de la zona de estudio – Arena U inferior  
**Fuente:** (Vaca, 2019)

Parámetro	Valor	Unidad
Densidad del petróleo ( $\rho_o$ )	55.81	Lb/ft <sup>3</sup>
Densidad del agua ( $\rho_w$ )	59.81	Lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )	1.41	Cp
Viscosidad inicial ( $\mu_o$ )	2.471	Cp
Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	0.41	Cp
Presión de burbuja (Pb)	1010	Psi
Presión inicial (Pi)	3300	Psi
Temperatura (T)	215	°F
Relación gas petróleo (GOR)	307	Ft <sup>3</sup> /bls
Profundidad (TVD)	9100	Ft
Espesor (h)	61.76	Ft
Porosidad ( $\emptyset$ )	0.1895	Fracción
Saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ )	0.12	Fracción
Saturación de petróleo residual (SOR)	0.25	Fracción
Volumen de arena limpia	16.01	%
Permeabilidad (K)	350	mD
Factor Volumétrico del petróleo inicial ( $B_{oi}$ )	1.365	BY/BN
Factor volumétrico del agua ( $B_w$ )	1.04	BY/BN
Espesor (h)	61.76	Ft

### **b. Cálculo del POES del área de estudio**

Para conocer el POES del área que está siendo evaluada, se opta por el cálculo por el método volumétrico, este método es el más confiable para este trabajo en comparación al método de balance de materiales, debido a que en este último se requiere de información precisa del reservorio, como presiones y análisis PVT (Enríquez & Feijóo, 2008). Según los datos disponibles del área de estudio, se procede a calcular el POES a continuación:

$$POES = \frac{7758 \times A \times H \times \emptyset \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde:

7758 = Factor de conversión (BY/Acre-ft)

A = Área (Acres)

H = Espesor neto (ft)

$\emptyset$  = Porosidad (frac.)

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial (frac.)

$B_{oi}$  = Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN)

Entonces el POES del área de estudio será:

$$POES = \frac{7758 \times 691.89511 \text{ Acres} \times 61.76 \text{ ft} \times 0.1895 \times (1 - 0.12)}{1.365 \text{ BY/BN}}$$

$$POES = 40500143.21 \text{ BN} \approx 40.5 \text{ MMBN}$$

El POES de esta zona nos permitirá tener una base sobre la cual construir el modelo del yacimiento; al ingresar los parámetros para el desarrollo del modelo de simulación, el valor del POES debe ser similar o coincidir con el valor obtenido del método volumétrico.

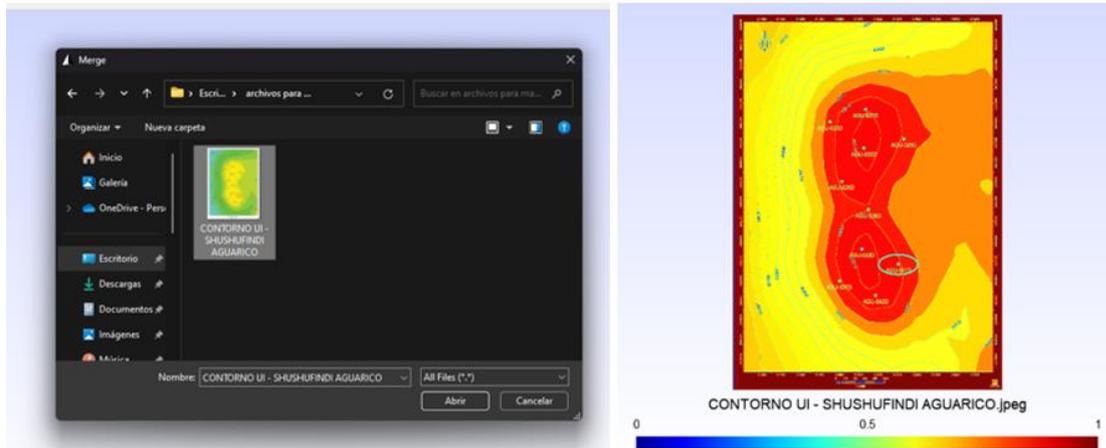
### 3.6.2. Diseño del contorno de la muestra

Para el diseño del mapa de contorno de la zona seleccionada se utiliza el software GMSH, el cual es un generador de mallas de elementos finitos en dos y tres dimensiones de código abierto. Este software posee un motor CAD y tiene como objetivo ser una herramienta de mallado rápida, ligera y fácil de usar. GMSH está basado en cuatro módulos: geometría, malla., solucionador y post-procesamiento. (Geuzaine & Remacle, 2009).

El contorno de la zona se elabora con el módulo geométrico del software GMSH, donde se genera el mapa estructural con sus respectivos puntos de contorno. Para esto es necesario el mapa isópaco de la arena U inferior en la zona de estudio descrito en la sección 3.6.1 y conocer la escala con la que se está trabajando; esto es importante para la creación correcta del mapa de contorno en unidades de campo, a continuación, se detalla el proceso a seguir para el diseño del mapa.

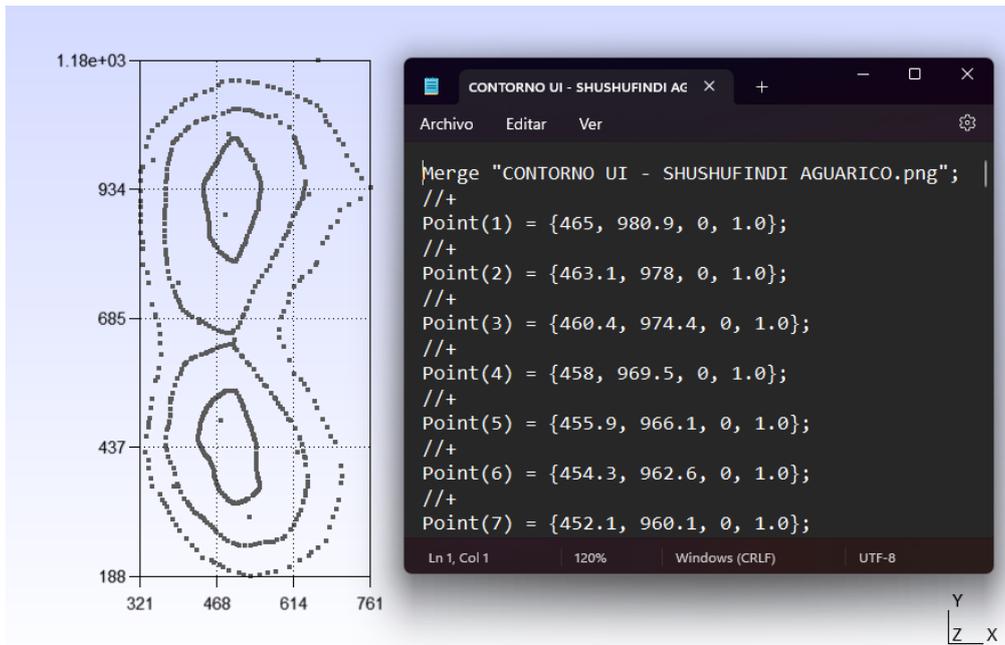
Al ejecutar el software se utiliza la función “Merge” para importar el mapa isópaco de la zona de interés como se muestra en la Fig. 17; al cargar el mapa en el software, se genera

y se guarda un archivo “.geo”, el cual permitirá utilizar el módulo geométrico del software y aplicar función “*points*” para delimitar el contorno de la zona.



**Figura 17.** Importación y visualización del mapa de la zona de interés en GMSH  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Con la función “Points” del módulo geométrico GMSH, se marca la silueta del mapa isópaco que queremos analizar, en esta fase se marca punto por punto tomando en cuenta la ubicación de cada uno de ellos junto con la curva isópaca a la que pertenecen, esto se debe realizar de forma manual y llevar dicho control de forma externa puesto que el programa genera y guarda los puntos de forma general, Fig. 18.



**Figura 18.** Creación del mapa con sus respectivos puntos en GMSH  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

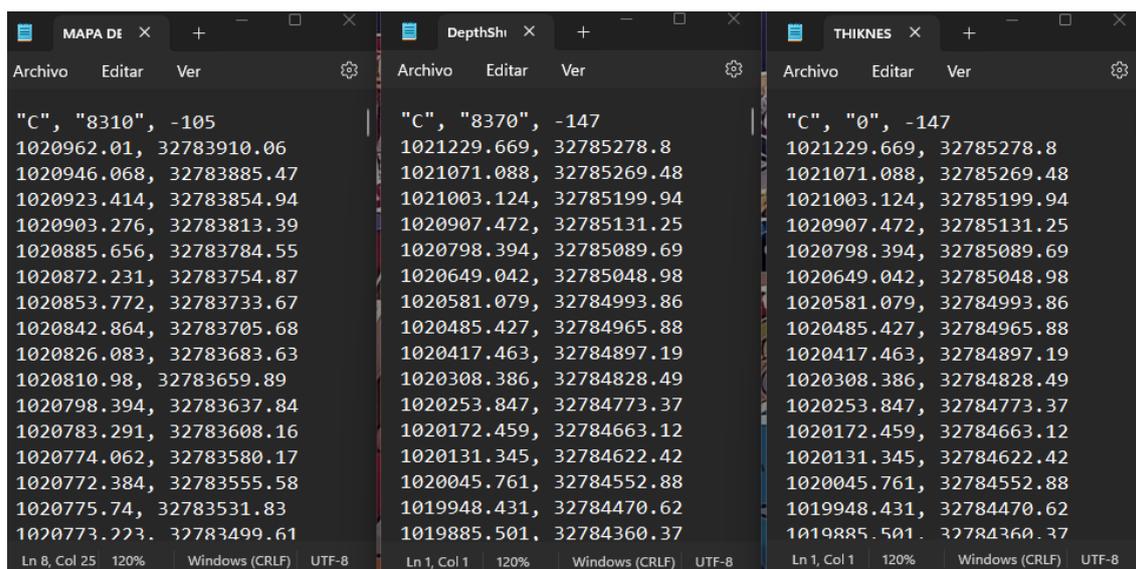
Los puntos de contorno creados en el software corresponden a un conjunto de coordenadas adimensionales en un plano bidimensional, por lo tanto, deben ser llevadas a la escala en la que se encuentra el mapa isópaco de la zona de estudio, para esto, las coordenadas “x” y “y” según las dimensiones del mapa serán denominadas como “x real” y “y real” cuyos valores estarán dados en metros, por otro lado, para este estudio los valores deben estar en unidades de campo, por lo tanto, deben ser convertidas en pies. En total se crearon 625 puntos que originarán el mapa de contorno de la arena U inferior del campo Shushufindi – Aguarico. En la tabla 12, se muestran los 10 primeros puntos del mapa y sus equivalencias hasta llegar a unidades de campo (pies).

**Tabla 12.** Puntos que conforman el mapa de contornos de la zona de interés

**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Puntos de contorno	X	Y	X "Real (m)"	Y "Real (m)"	X (ft)	Y (ft)
Point(1)	465	980,9	311189,2108	9992535,467	1020962,01	32783910,1
Point(2)	463,1	978	311184,3516	9992527,971	1020946,068	32783885,5
Point(3)	460,4	974,4	311177,4466	9992518,666	1020923,414	32783854,9
Point(4)	458	969,5	311171,3087	9992506	1020903,276	32783813,4
Point(5)	455,9	966,1	311165,9381	9992497,212	1020885,656	32783784,6
Point(6)	454,3	962,6	311161,8462	9992488,165	1020872,231	32783754,9
Point(7)	452,1	960,1	311156,2198	9992481,703	1020853,772	32783733,7
Point(8)	450,8	956,8	311152,8951	9992473,173	1020842,864	32783705,7
Point(9)	448,8	954,2	311147,7802	9992466,452	1020826,083	32783683,6
Point(10)	447	951,4	311143,1768	9992459,214	1020810,98	32783659,9

Por último, cuando se hayan manipulado los puntos de contorno hasta convertirlos en las unidades deseadas, se procede a identificar y separar los puntos correspondientes a cada capa de la arena; esto con el fin de generar y guardar los archivos en formato “.bna” que serán utilizados por el simulador, Fig. 19.

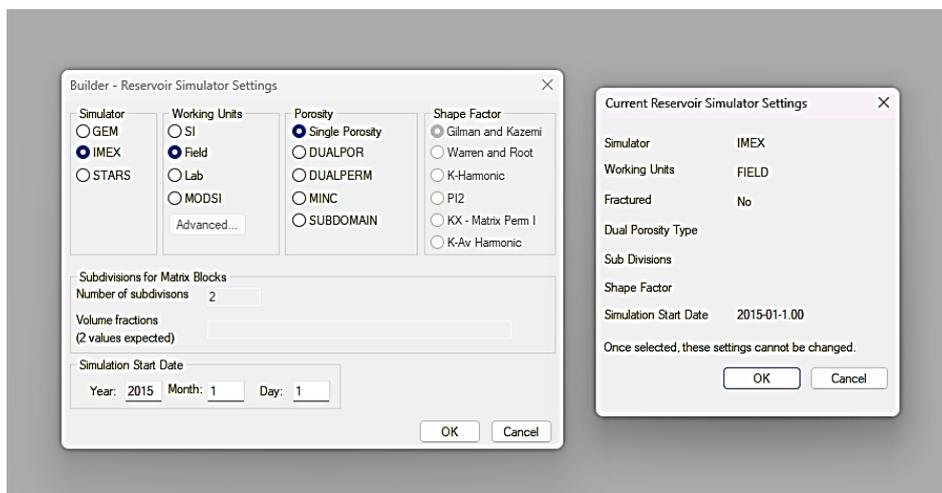


**Figura 19.** Archivos correspondientes al mapa de contornos en formato ".bna"

**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 3.6.3. Diseño del mallado de simulación

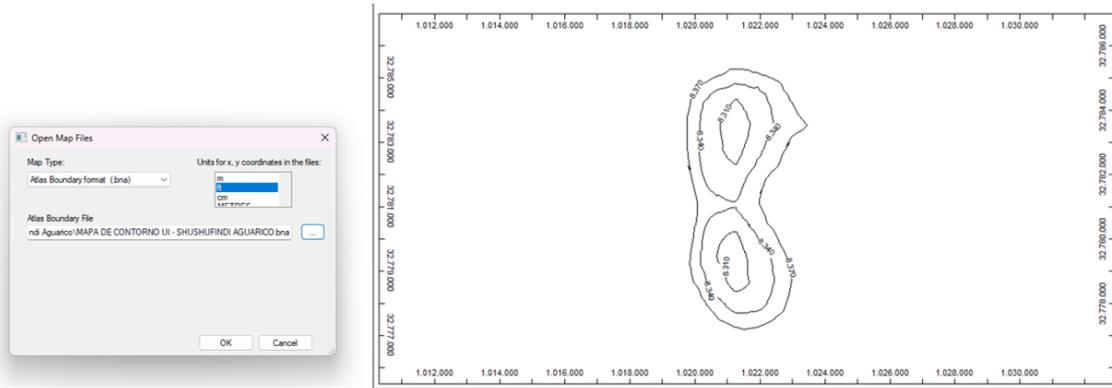
Esta sección indica la creación del modelo del reservorio, para esto se optó por utilizar la herramienta “*Builder*” del Software CMG de sus siglas en ingles “*Computer Modelling Group, Ltd*”, el cual cuenta con el simulador o suite de IMEX, un simulador de petróleo negro convencional y no convencional que modela procesos de recuperación primaria y secundaria de petróleo, este simulador también puede modelar procesos de inyección de agua, gas, CO<sub>2</sub> y polímeros. A continuación, en la Fig. 20, se muestra la configuración inicial del simulador, donde se indica el desarrollo en IMEX, las unidades de trabajo en unidades de campo, y una porosidad simple según como indican los datos de la Arena U inferior del campo Shushufindi – Aguarico.



**Figura 20.** Modulo I/O Control configurado para el modelo de simulación en “Builder” de CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

En la Fig. 20, se indica una fecha de inicio de simulación, la cual, para este trabajo se configuró a inicios del año 2015, según la cantidad de información disponible de la zona de estudio.

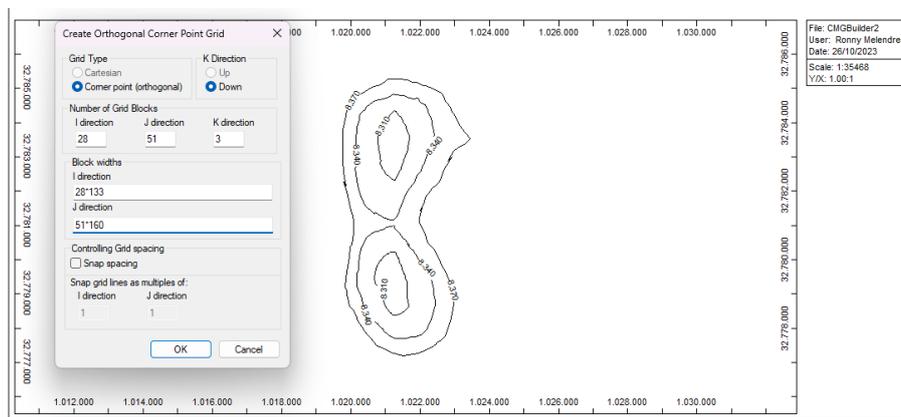
Posteriormente se hace uso de los archivos creados en la sección 3.6.2, en esta parte se importa el mapa de contornos en formato “.bna” y en unidades de campo para generar la imagen de la arena como se muestra en la Fig. 21, donde se puede notar la ubicación y las dimensiones reales de la zona de estudio.



**Figura 21.** Importación y visualización del mapa de contornos en "Builder" de CMG

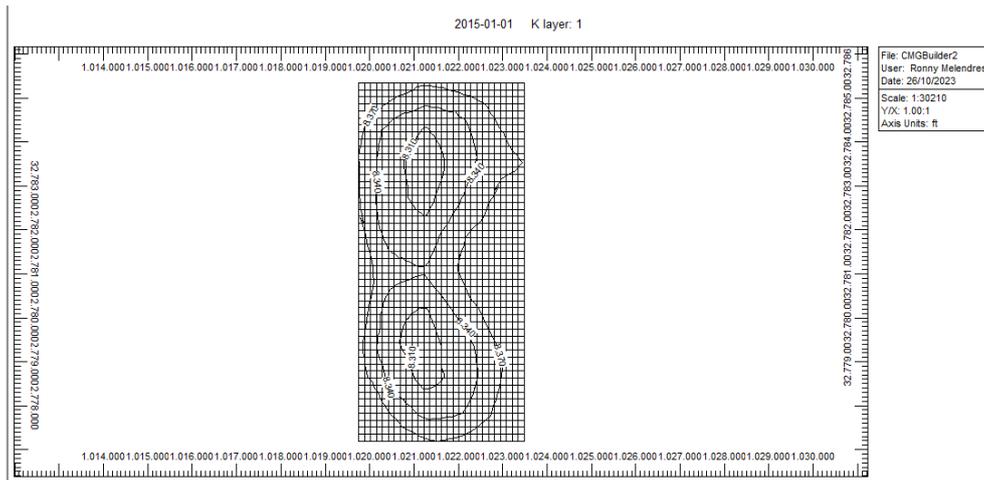
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Una vez importado el mapa de contornos de la arena, se procede a crear el mallado del reservorio, donde se optó por utilizar el mallado de punto de esquina (ortogonal), ya que es el tipo de malla más usado por su precisión en estructuras geológicas complejas (Angarita & Buitrago, 2016), por lo tanto, se adapta a nuestro yacimiento debido a que este presenta características irregulares. La dimensión de la malla es de 4284 bloques que de acuerdo con las direcciones i, j y k, se distribuyen de la siguiente manera:  $i = 28$  bloques,  $J = 51$  bloques, con un ancho de 133 y 160 ft respectivamente, esto es con el fin de asegurar que la malla cubra toda el área del reservorio, en la dirección k se cuenta con 3 bloques que corresponden a cada capa de la arena. En la Fig. 22 y 23, se muestra la configuración de la malla y la forma en la que se adapta al área del reservorio.



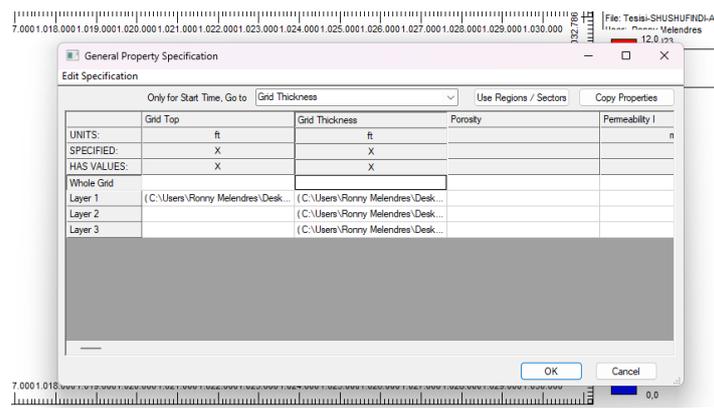
**Figura 22.** Configuración de la malla del yacimiento en "Builder" de CMG

**Fuente:** (Melendres & González, 2023)



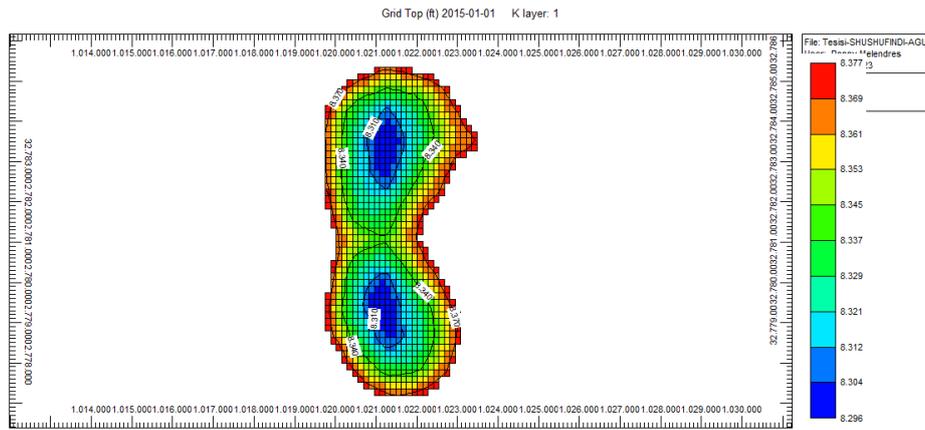
**Figura 23.** Malla del yacimiento en "Builder" de CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Con la malla configurada, se procede a introducir las características de la arena, en esta parte se hace uso de los archivos "Depth.bna" y "Thickness.bna", los cuales serán introducidos en la sección "array properties" como se muestra en la Fig. 24. El archivo "Depth.bna" se agrega únicamente en "Layer 1" en la sección "Grid Top", y el archivo "Thickness.bna" será agregado en cada uno de los layers o niveles de la arena en la sección "Grid Thickness" siendo este multiplicado por 0.25.

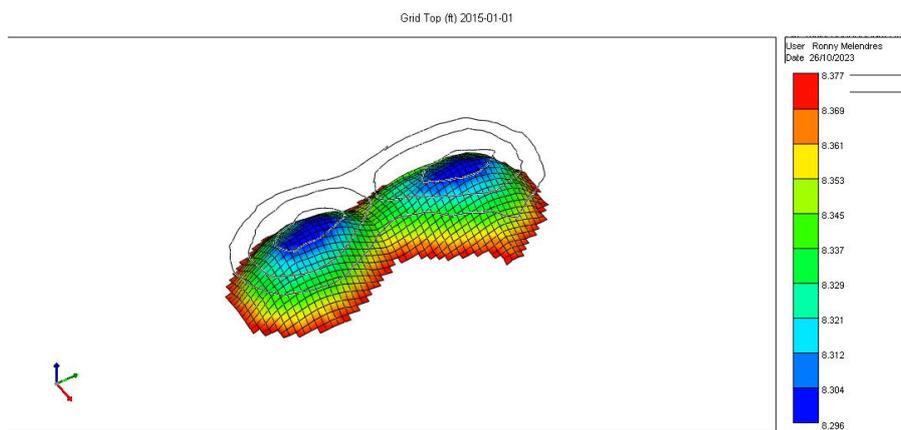


**Figura 24.** Ingreso de las profundidades y espesores de la zona de interés en "Builder", CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

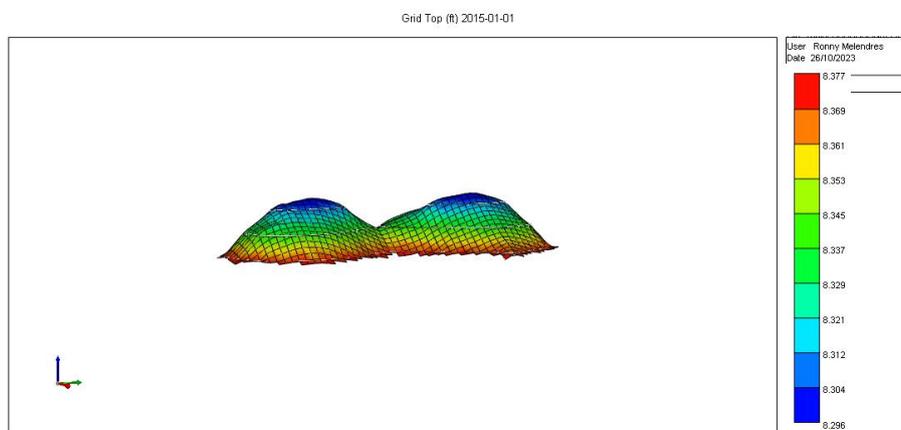
Cuando se apliquen los cambios ingresados de la información de profundidad y espesor de cada capa, el programa ajustará la malla con los datos ingresados, creando así el modelo del reservorio reduciendo el número de bloques a 3189. Estos datos nos permiten visualizar estéticamente la zona de estudio como se muestra en la Fig. 25, 26 y 27.



**Figura 25.** Vista aérea del Yacimiento en 2D, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)



**Figura 26.** Vista del yacimiento con líneas de contorno en 3D, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

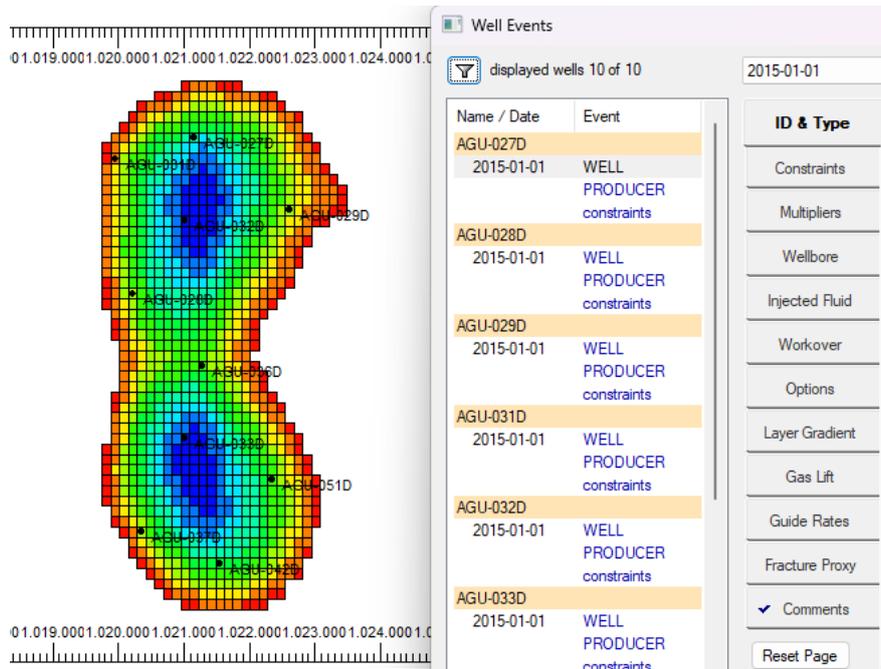


**Figura 27.** Vista general del yacimiento en 3D, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

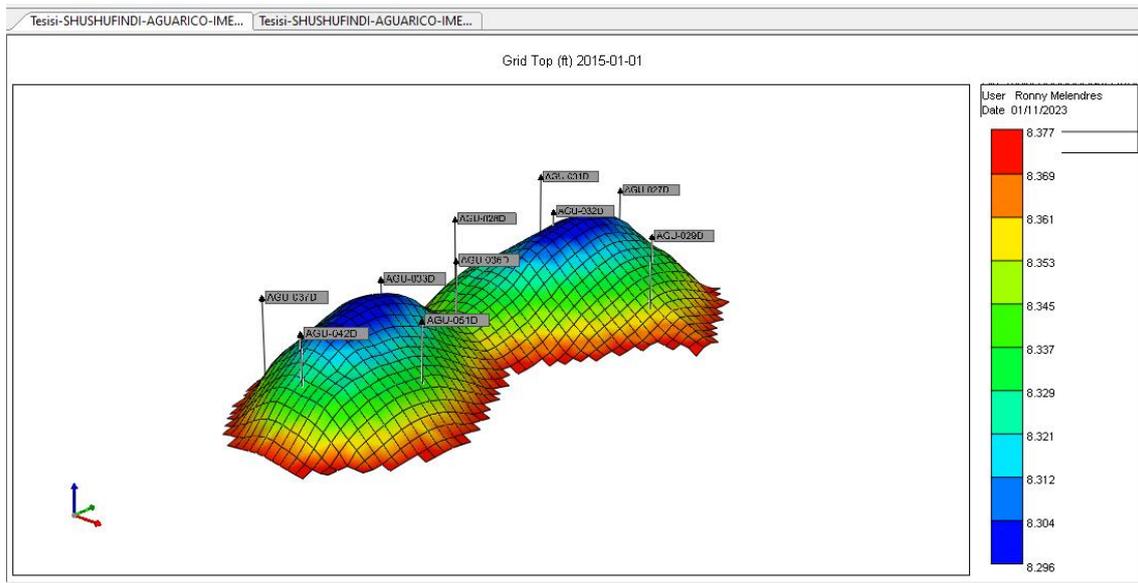
### 3.6.4. Diseño del modelo de simulación

Para el diseño del modelo de simulación, se introducen las propiedades del reservorio, en este caso, las propiedades de la arena U inferior disponibles, tales como las propiedades de la roca reservorio y las propiedades de los fluidos que se han descrito en el capítulo anterior con el fin de concretar el modelo geológico y configurar el modelo de fluido para poder validarlo y simular la recuperación primaria del reservorio, así como otros procesos de recuperación.

Para ver cómo se comporta el reservorio en su fase de recuperación primaria, se ubican los pozos en el modelo de simulación tal cual como se muestra en el mapa isópaco de la zona de estudio, En este caso, el reservorio posee 10 pozos de producción, donde se configura el inicio de sus operaciones al mismo tiempo que el inicio de la simulación, estos pozos poseen una tasa de producción de 500 BPPD, dando un total de producción del campo de 5 000 BPPD al inicio de la simulación. La construcción de los pozos y sus ubicaciones se muestran en la Fig. 28 y 29.



**Figura 28.** Ubicación de los pozos, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)



**Figura 29.** Vista en 3D de la ubicación de los pozos, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Una vez configurado el modelo del reservorio, se corre la primera simulación, la cual, para este trabajo se plantea un escenario de simulación de 20 años, culminando así en 2035-01-01, como se muestra en la Fig. 30. Esto permite validar el modelo de forma general.

Simulation Dates

\* - no keyword data exists on this date (it can be deleted)

#	Date & Time (day)	set STOP	Comments
221	* 2033-05-01 (6695.00)	<input type="checkbox"/>	
222	* 2033-06-01 (6726.00)	<input type="checkbox"/>	
223	* 2033-07-01 (6756.00)	<input type="checkbox"/>	
224	* 2033-08-01 (6787.00)	<input type="checkbox"/>	
225	* 2033-09-01 (6818.00)	<input type="checkbox"/>	
226	* 2033-10-01 (6848.00)	<input type="checkbox"/>	
227	* 2033-11-01 (6879.00)	<input type="checkbox"/>	
228	* 2033-12-01 (6909.00)	<input type="checkbox"/>	
229	* 2034-01-01 (6940.00)	<input type="checkbox"/>	
230	* 2034-02-01 (6971.00)	<input type="checkbox"/>	
231	* 2034-03-01 (6999.00)	<input type="checkbox"/>	
232	* 2034-04-01 (7030.00)	<input type="checkbox"/>	
233	* 2034-05-01 (7060.00)	<input type="checkbox"/>	
234	* 2034-06-01 (7091.00)	<input type="checkbox"/>	
235	* 2034-07-01 (7121.00)	<input type="checkbox"/>	
236	* 2034-08-01 (7152.00)	<input type="checkbox"/>	
237	* 2034-09-01 (7183.00)	<input type="checkbox"/>	
238	* 2034-10-01 (7213.00)	<input type="checkbox"/>	
239	* 2034-11-01 (7244.00)	<input type="checkbox"/>	
240	* 2034-12-01 (7274.00)	<input type="checkbox"/>	
241	2035-01-01 (7305.00)	<input checked="" type="checkbox"/>	

Add a new date:

Add a range of dates:

Delete selected empty dates:

Delete all empty dates:

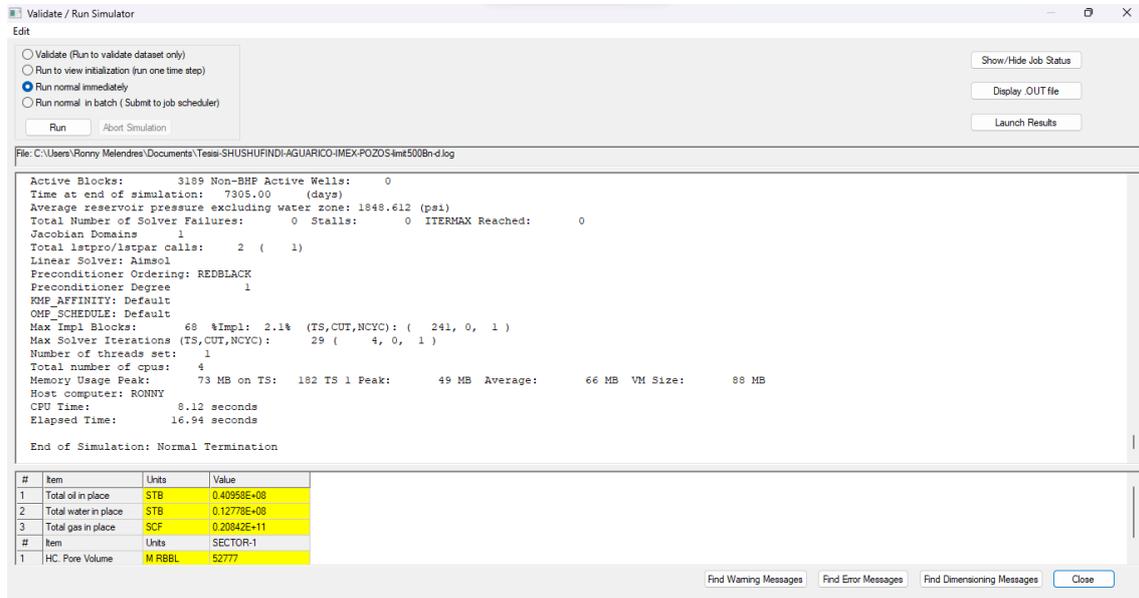
To limit output file size, limit grid output (with WSRF) to:

Do not limit grid output

Remove existing keywords (WSRF) to limit grid output

**Figura 30.** Periodo de simulación, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

En la Fig. 31 se puede observar la validación del modelo, donde se aprecian los datos de la simulación, la duración, el número de bloques utilizado, los valores de agua, gas y petróleo original in situ, el cual es semejante al valor calculado de forma volumétrica, y otros valores que muestran una mayor confiabilidad del modelo.



**Figura 31.** Primera corrida de simulación para validar el modelo, CMG

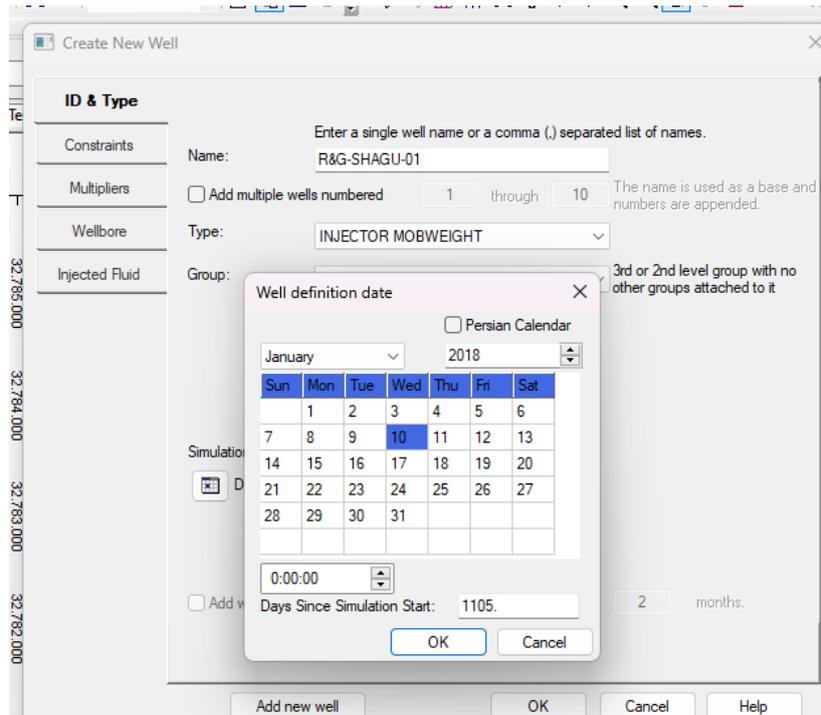
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 3.6.5. Diseño del modelo de recuperación

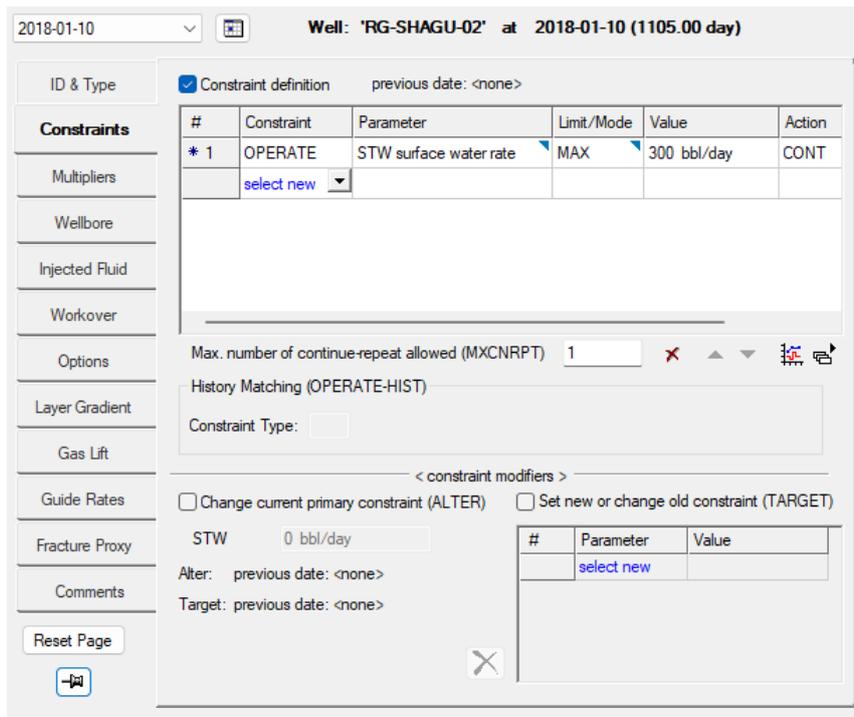
#### a. Diseño del modelo de inyección

Para el diseño del modelo de recuperación es necesaria la creación de un modelo de inyección, en el cual se perforan nuevos pozos cuya ubicación dependerá del tipo de inyección que mejor se adapte a las condiciones del yacimiento, tal como se especifica en el capítulo II – sección 2.3.6.

Principalmente se establece que el diseño de inyección consta de dos pozos inyectoros operando a una tasa constante de 300 BAPD a partir de tres años después del inicio de la simulación. En la Fig. 32 y 33 se muestra la creación y configuración de los pozos de inyección: R&G-SHAGU-01 y R&G-SHAGU-02.

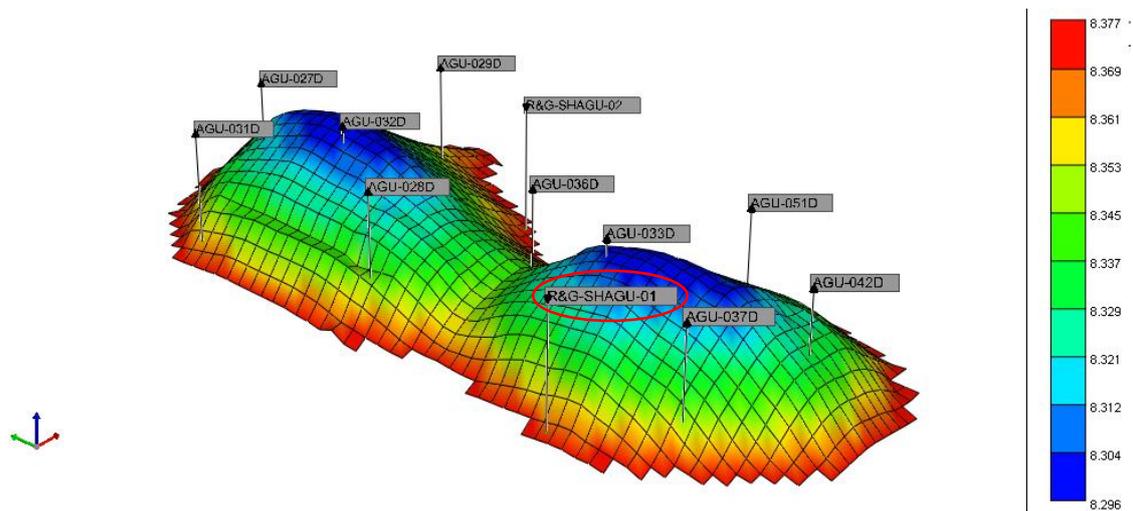


**Figura 32.** Creación de los pozos de inyección, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

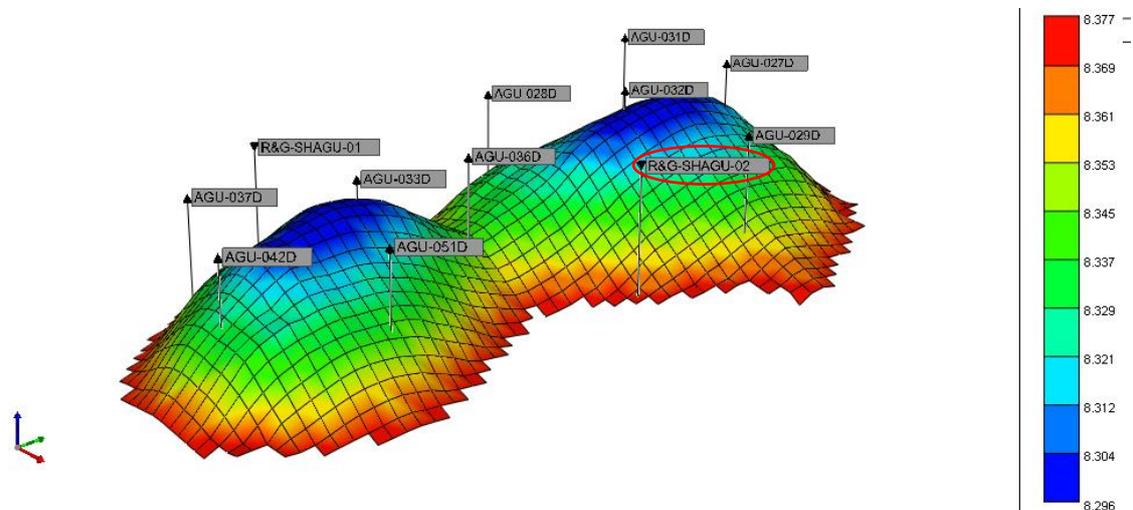


**Figura 33.** Configuración de los pozos de inyección, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Cuando se hayan establecido el número de pozos inyectoras y su configuración operacional, se procede a ubicarlos en el yacimiento tomando en cuenta el tipo de inyección. Para este trabajo, por la geometría del reservorio y la ubicación de los pozos, es más factible utilizar una inyección externa o periférica, la cual consiste en inyectar fluidos en los flancos del yacimiento, cerca del contacto agua – petróleo. Las Fig. 34 y 35, muestran la ubicación de los pozos inyectoras propuestos en este modelo de inyección, los cuales están ubicados en los flancos del yacimiento.



**Figura 34.** Ubicación del pozo inyector R&G-SHAGU-01, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)



**Figura 35.** Ubicación del pozo inyector R&G-SHAGU-02, CMG  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### ***b. Diseño del polímero***

El modelo del polímero se crea con la herramienta “*Process Wizard*” que forma parte del módulo “*Components*” en el simulador. Esta herramienta permite ingresar los datos del polímero y modelarlo para ser inyectado en un tiempo específico. Para esto es necesaria la información del polímero, la cual se muestra en la tabla 13 y 14. Estos datos son de gran utilidad para configurar el polímero y posteriormente implementarlo en el modelo de simulación para evaluar la reacción del yacimiento durante el proceso de inyección.

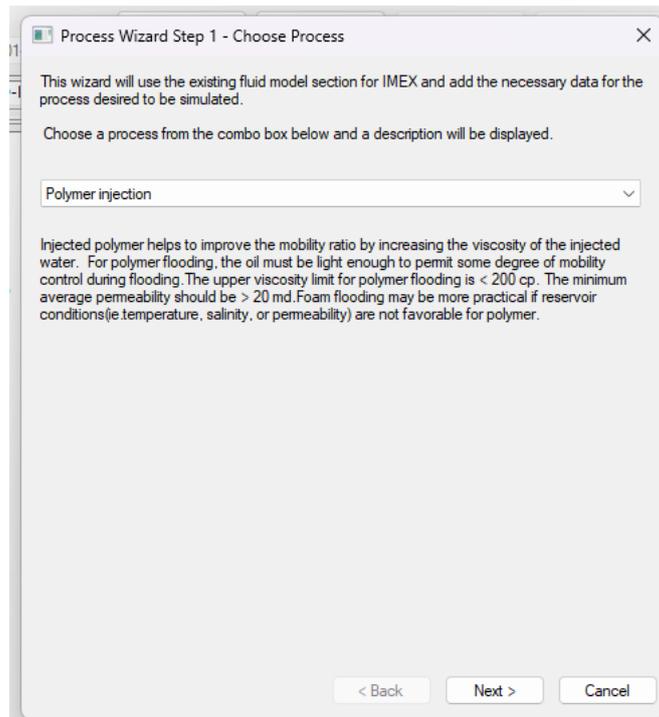
**Tabla 13.** Información básica del polímero  
*Fuente: (Angarita & Buitrago, 2016)*

<b>Polímero</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Factor de resistencia FR<sub>T</sub></b>	<b>Volumen Poroso Accesible VP<sub>acc</sub></b>
HPAM (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada)	0.438	3	0.7

**Tabla 14.** Datos de específicos del polímero a diferentes concentraciones  
*Fuente: (Angarita & Buitrago, 2016)*

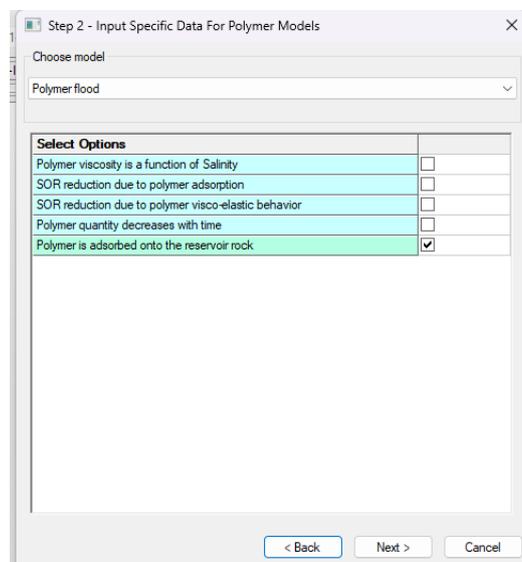
<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Peso (%)</b>	<b>Adsorción (mg/100g Roca)</b>	<b>Viscosidad (cp)</b>
0	0	0	0.48
1000	0.09996191	1.43	18.90
2000	0.19972417	2.78	48.08
3000	0.29928738	4.0649	89.88

Con los datos del polímero, se ejecuta la herramienta “*Process Wizard*” del simulador, la cual usara el modelo de fluido configurado en el desarrollo del modelo del yacimiento, en esta parte se selecciona el proceso “*Polymer injection*”, como se muestra en la Fig. 36, proceso que, al ser seleccionado, muestra un comentario que indica en breves rasgos la utilización adecuada de la inyección de polímero.



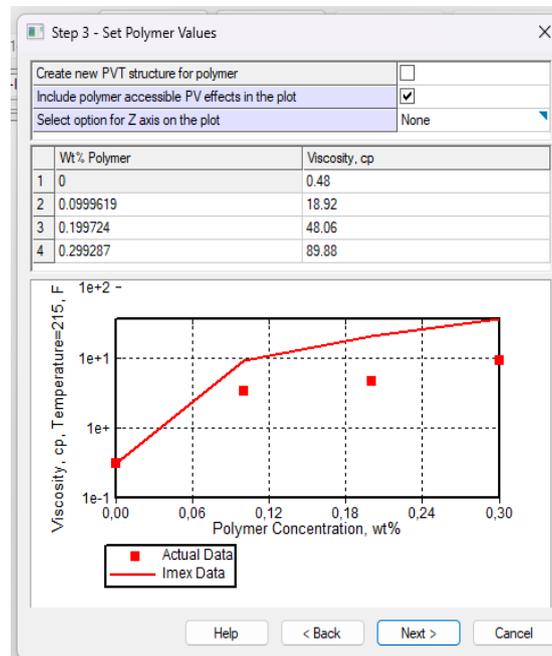
**Figura 36.** Selección de la inyección de polímero en "Process Wizard"  
**Fuente:** (CMG, 2021)

Para el modelo del polímero propuesto para este trabajo se toma en cuenta la adsorción del polímero en la roca reservorio y se asume que la cantidad de polímero se mantiene constante durante el tiempo de inyección, también se asume que no existe variación en la humectabilidad del polímero. En la Fig. 37, se muestran las opciones disponibles y la selección según el modelo propuesto.



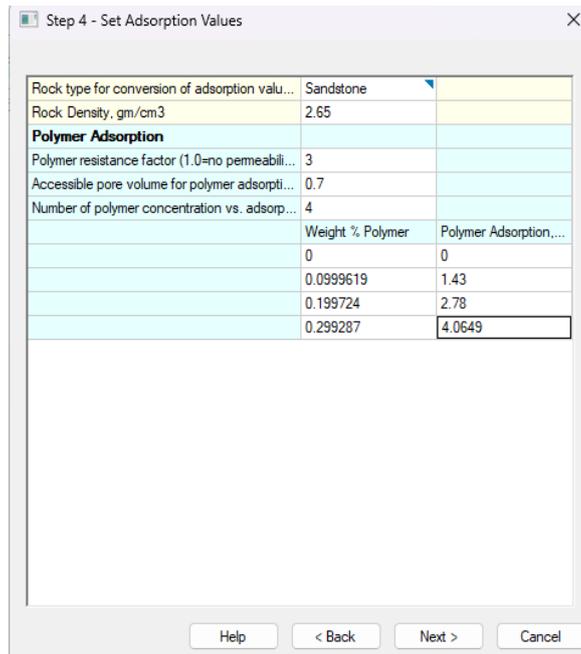
**Figura 37.** Condiciones iniciales del modelo del polímero  
**Fuente:** (CMG, 2021)

Siguiendo con la configuración del modelo de polímero, se ingresan los datos del polímero a utilizarse, en este caso las características del HPAM a concentraciones de 0, 1000, 2000 y 3000 ppm, a su vez se incluye el efecto del volumen poroso accesible por el polímero como se muestra en la Fig. 38.



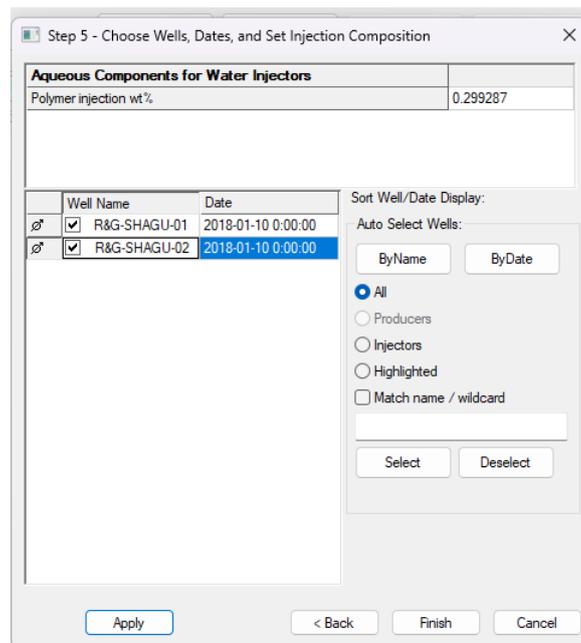
**Figura 38.** Configuración del polímero según la data del HPAM  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

A continuación, se ingresan las propiedades de la roca yacimiento y los valores de adsorción del polímero HPAM para cada concentración, así como el factor de resistencia y el volumen poroso accesible para la adsorción del polímero, Fig. 39.



**Figura 39.** Configuración final del modelo del polímero  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

Para finalizar el modelo del polímero a utilizarse en la simulación del proceso de recuperación mejorada en el yacimiento, se procede a seleccionar los pozos que inyectaran el polímero, definir la fecha de inicio de la inyección y el peso del polímero según la concentración del polímero que se inyectará, Fig. 40.



**Figura 40.** Selección de los pozos inyectores para el modelo del polímero  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

# **CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

## **4.1. DESCRIPCIÓN DEL CAPÍTULO**

La caracterización de la zona de estudio del campo Shushufindi – Aguarico se llevó a cabo gracias a la recopilación de información general acerca de las propiedades petrofísicas y del fluido de la arena U inferior, permitiendo identificar el tipo de yacimiento, su geometría y el tipo de fluido presente. Esta información indica que la zona seleccionada es apta para procesos de EOR como la inyección de polímeros.

De acuerdo con lo anterior, se crea el modelo de estático y dinámico del yacimiento, obteniendo así el modelo de simulación para procesos de recuperación de petróleo, por lo tanto, este capítulo se basa en la recopilación de los resultados de las iteraciones de la simulación obtenidos en los procesos de recuperación del petróleo en un periodo de 20 años.

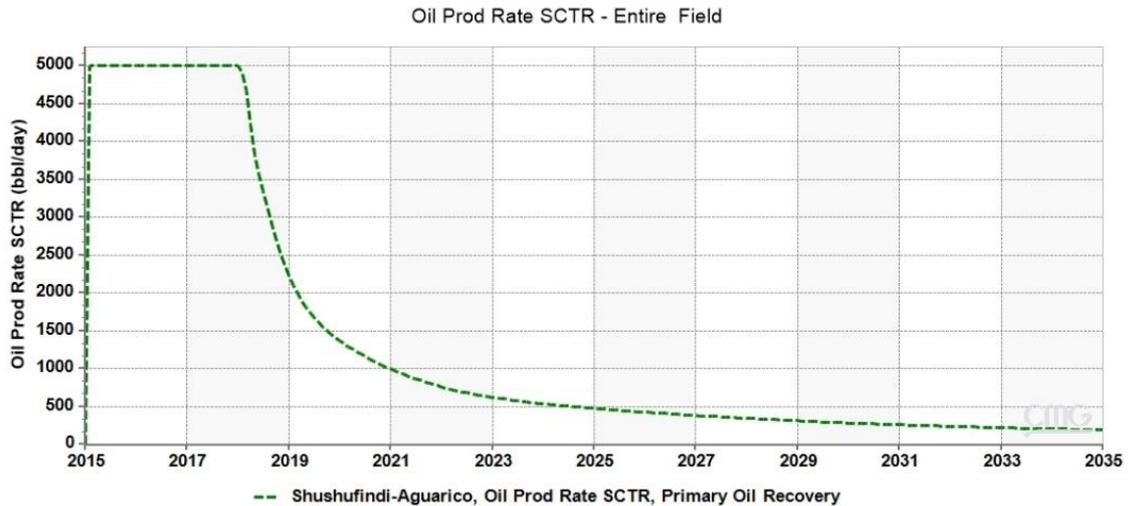
Es importante establecer que se toman en cuenta las etapas de recuperación desde la recuperación primaria hasta la mejorada, en las cuales, el caso base corresponde a la recuperación primaria del yacimiento, la recuperación secundaria y mejorada corresponden a la inyección de agua y polímeros como caso de estudio.

Los resultados de la simulación muestran el comportamiento del yacimiento en el tiempo por cada proceso de recuperación, para el cual se tomó en cuenta la tasa de producción y el factor de recobro tal como enfatiza el tema general de este estudio, a su vez también fue considerado el comportamiento del corte de agua durante el periodo evaluado.

## 4.2. ANÁLISIS DE LA TASA DE PRODUCCIÓN

### 4.2.1. Recuperación primaria – Caso Base

Los resultados de la simulación sobre la tasa de producción en la recuperación primaria se muestran en la Fig. 41, donde se puede observar que se mantiene una producción constante de 5000 BPPD hasta finales del año 2017, a inicios de 2018 la producción declina drásticamente hasta llegar a 2217 BPPD en el año 2019, tiempo después la producción sigue la misma tendencia hasta llegar a los 192 BPPD en el año 2035.

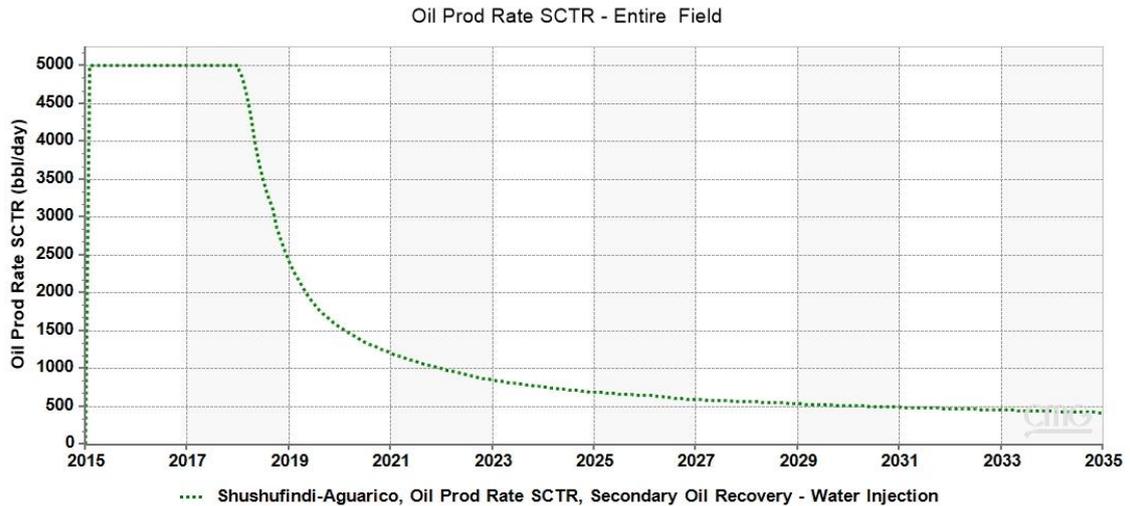


**Figura 41.** Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación primaria

**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 4.2.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua

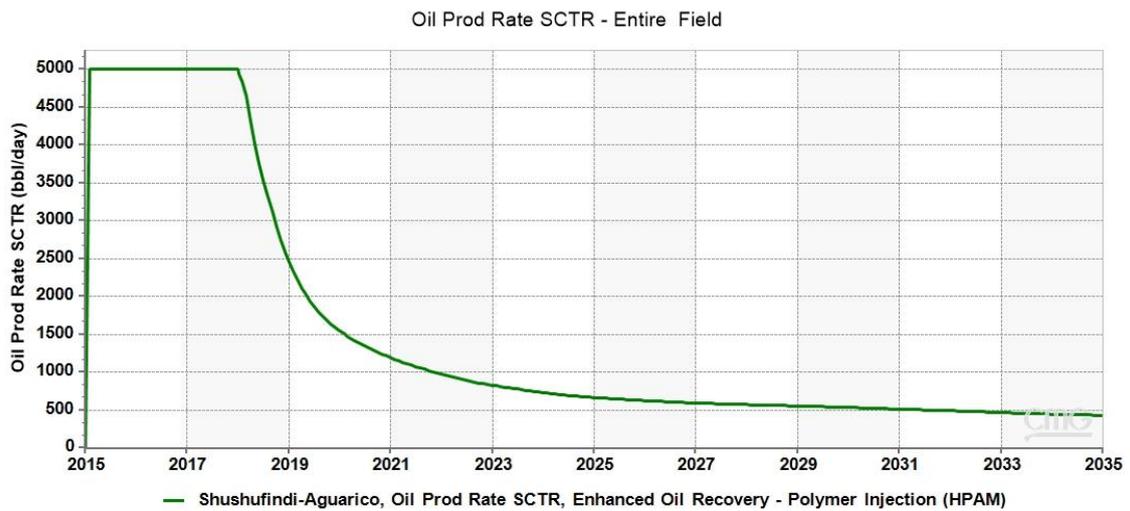
El proceso de inyección de agua se llevó a cabo a inicios de 2018, puesto que se vio un cambio drástico de la tasa de producción en la fase de recuperación primaria. En la Fig. 42, se muestra el comportamiento de la tasa de producción durante el proceso de inyección de agua, donde se puede notar que la tasa de producción se mantiene constante en 5000 BPPD hasta inicios del año 2018, a mediados de este año, la tasa de producción declina a 3716 BPPD y a partir del año 2019 hasta el 2035, la tasa de producción decae de 2414 BPPD hasta los 417 BPPD respectivamente.



**Figura 42.** Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 4.2.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros

El comportamiento de la tasa de producción durante la inyección del polímero HPAM, se muestra en la Fig. 43. Después de haber configurado el modelo del polímero, por la finalidad de este trabajo de titulación, se propuso dar inicio al proceso de inyección junto con la inyección de agua, esto llevó a una declinación evidente desde 5000 BPPD en el año 2018 hasta los 2452 BPPD a inicios de 2019, posteriormente la tendencia de declinación disminuye hasta llegar a 430 BPPD en el año 2035.



**Figura 43.** Tasa de producción en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

#### 4.2.4. Discusión de resultados

En la Fig. 44, se observa el comportamiento de la tasa de producción en las diferentes etapas de recuperación. Se puede distinguir una notable diferencia entre los procesos de recuperación asistida, haciendo referencia a la inyección de agua y de polímeros, en comparación con la recuperación primaria, la tasa de producción fue similar en los primeros años de la simulación, a partir de Mayo de 2018 se marca la diferencia entre los procesos de recuperación, desde esta fecha hasta el año 2035 se puede notar como la tasa de producción aumenta con la inyección de agua y polímero en comparación con la recuperación primaria.

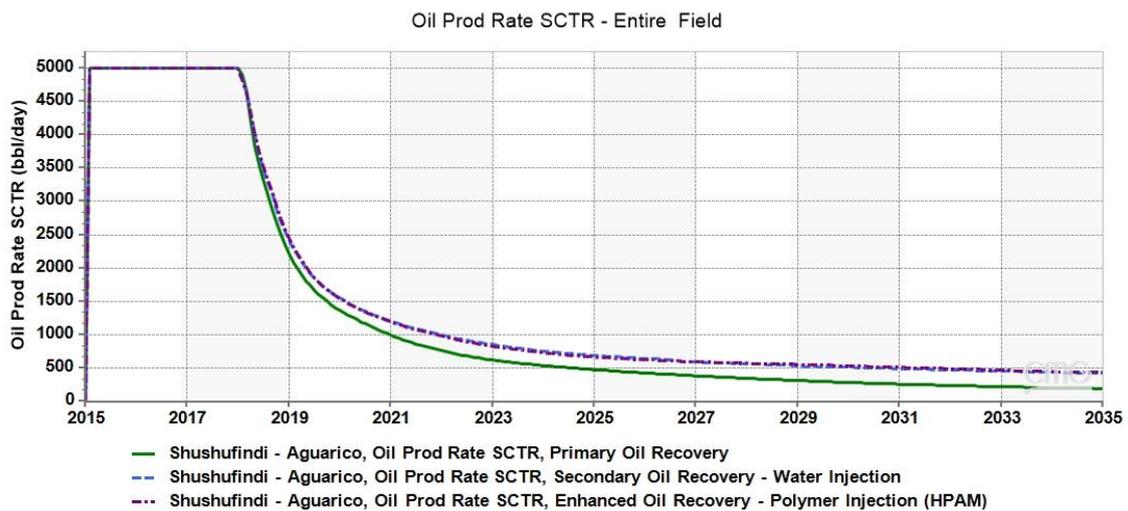


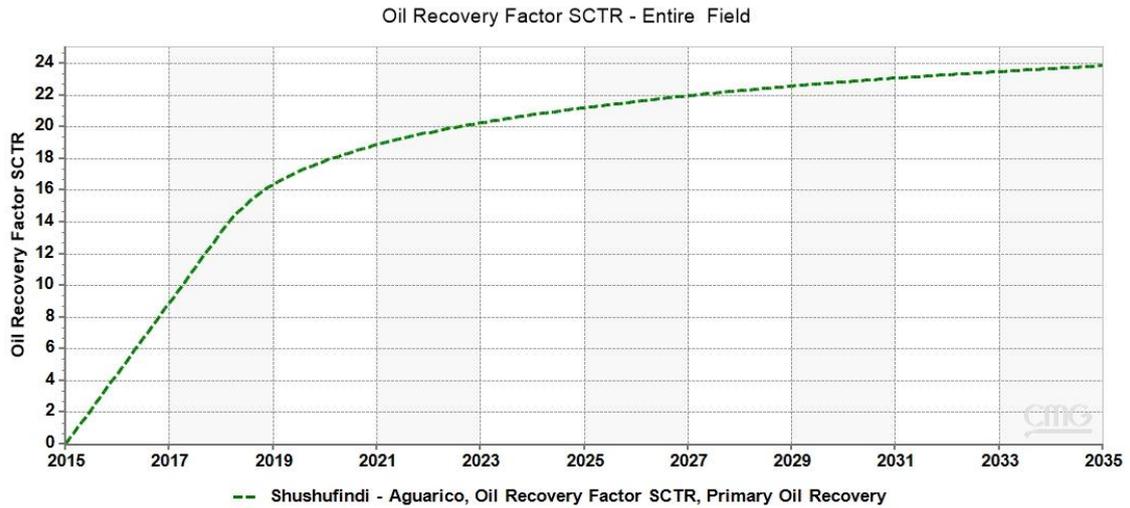
Figura 44. Tasa de producción en el tiempo por cada proceso de recuperación

Fuente: (Melendres & González, 2023)

### 4.3. ANÁLISIS DEL FACTOR DE RECOBRO

#### 4.3.1. Recuperación primaria

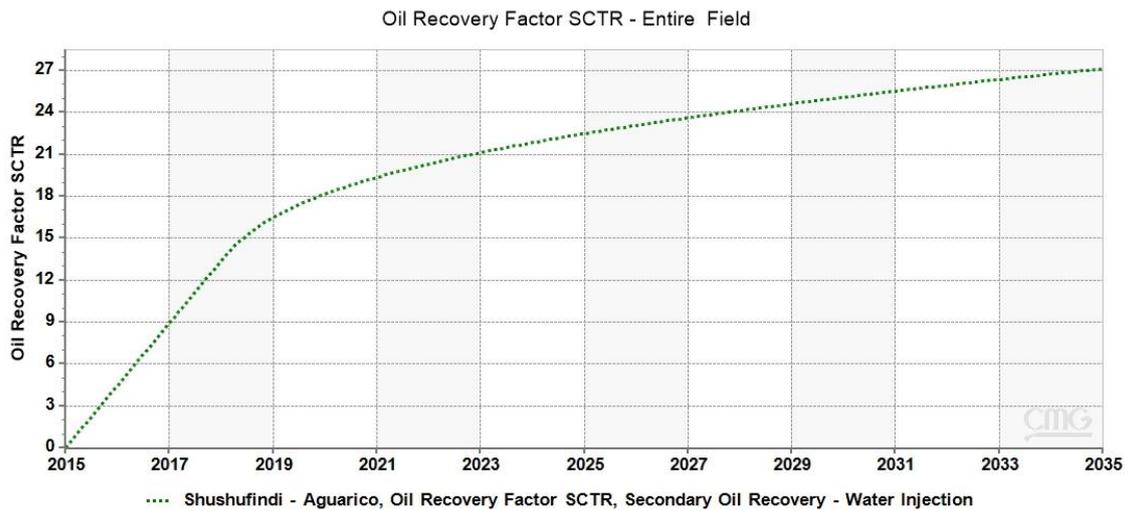
El factor de recobro en la fase de recuperación primaria se muestra en la Fig. 45, donde se puede notar que, desde inicios de la simulación en 2015 hasta mayo de 2018, el factor de recobro de petróleo se comporta de forma lineal llegando a 14.70 %, después tiene un comportamiento curvilíneo que va en aumento hasta llegar a un factor de recobro del 23.85% en el año 2035.



**Figura 45.** Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperacion primaria  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 4.3.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua

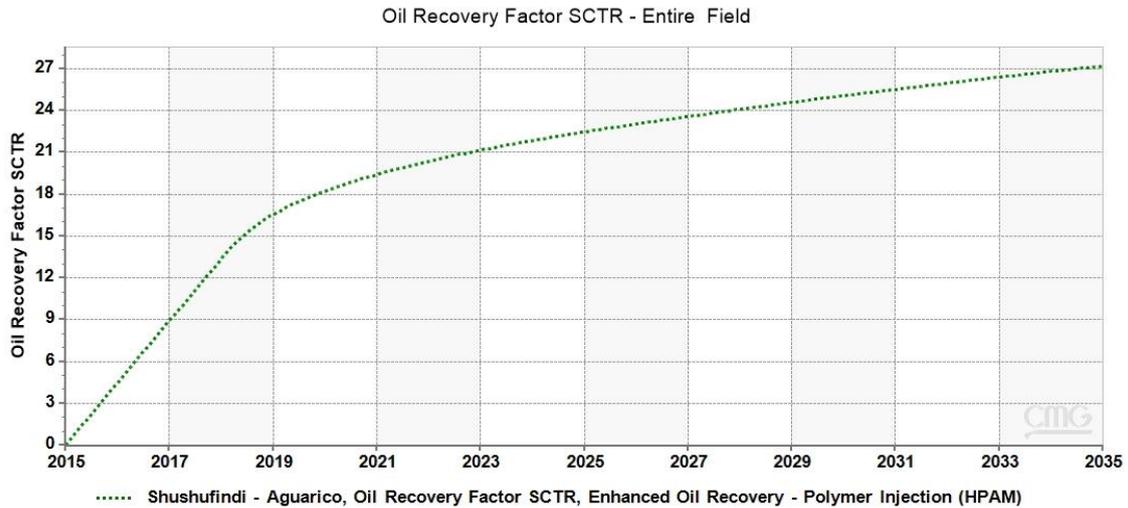
Desde el inicio de la simulación hasta el comienzo de la etapa de inyección de agua, el factor de recobro aumenta linealmente hasta un valor de 16.56%. Durante el periodo de inyección de agua, se observa el aumento gradual del factor de recobro creando una trayectoria semilineal que llega hasta un 27.14% en el año 2035, Fig. 46.



**Figura 46.** Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 4.3.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros

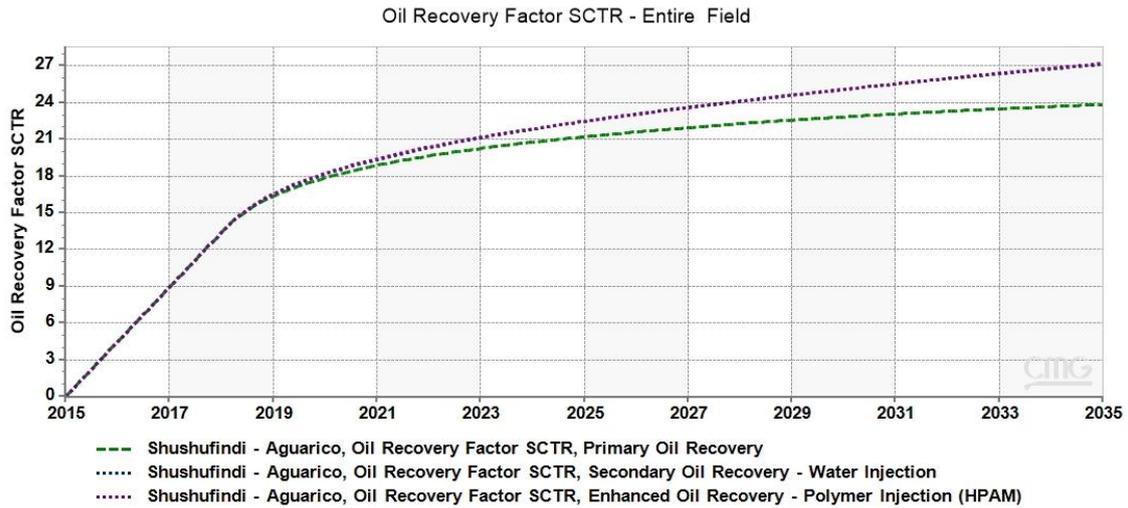
El efecto sobre el factor de recobro producido por la inyección del polímero HPAM se muestra en la Fig. 47, se toma en cuenta el comportamiento del factor de recobro posterior a la recuperación primaria, esto es en el año 2018, donde el factor de recobro aumenta de 13.38% antes de la inyección de polímeros hasta un valor de 27.20% en 2035, período en el cual se llevó a cabo el proceso de inyección.



**Figura 47.** Factor de recobro de petróleo en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

### 4.3.4. Discusión de resultados

Los procesos de recuperación de petróleo dan como resultado diferentes valores en el factor de recobro, en la Fig. 48 se puede observar el aumento del factor de recobro tanto con la inyección de agua como con la inyección del polímero HPAM en comparación al factor de recobro dado por la recuperación primaria de petróleo. Los procesos de inyección dieron lugar a inicios de 2018, a partir de esta fecha se puede observar la separación de las curvas del factor de recobro por cada proceso de recuperación, donde existe un notable aumento al finalizar el periodo de simulación en 2035. Se obtienen valores representativos del 27 % en los procesos de inyección tanto de agua como de polímero, estos procesos presentan una mejora considerable ante la producción del campo por recuperación primaria



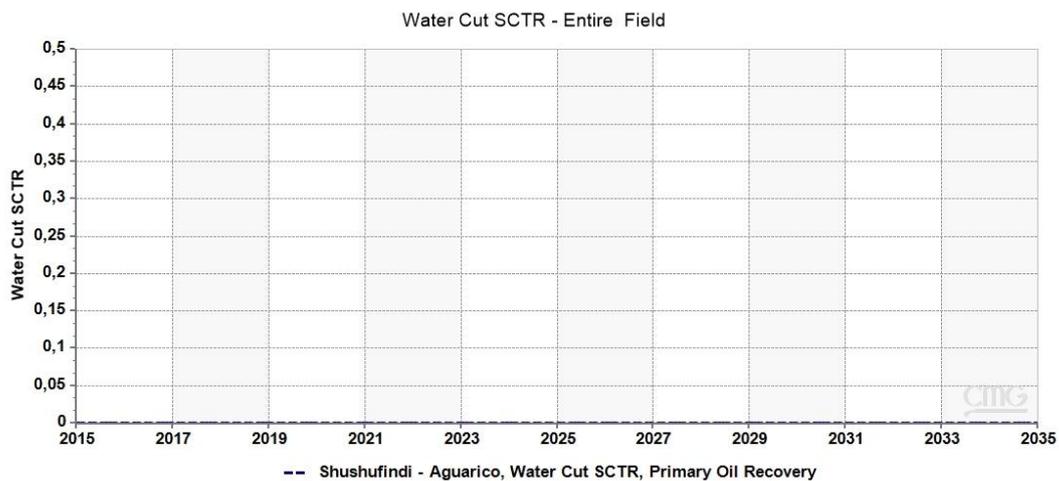
**Figura 48.** Factor de recobro de petróleo en el tiempo por cada proceso de recuperación  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

## 4.4. ANÁLISIS DEL CORTE DE AGUA

### 4.4.1. Recuperación primaria – Caso base

El comportamiento del corte de agua en la recuperación primaria mostrado en la Fig. 49, indica que no existe corte de agua, esto quiere decir que no hay influencia del acuífero en la zona de estudio y, por lo tanto, no hay producción de agua durante el periodo de simulación hasta el año 2035.

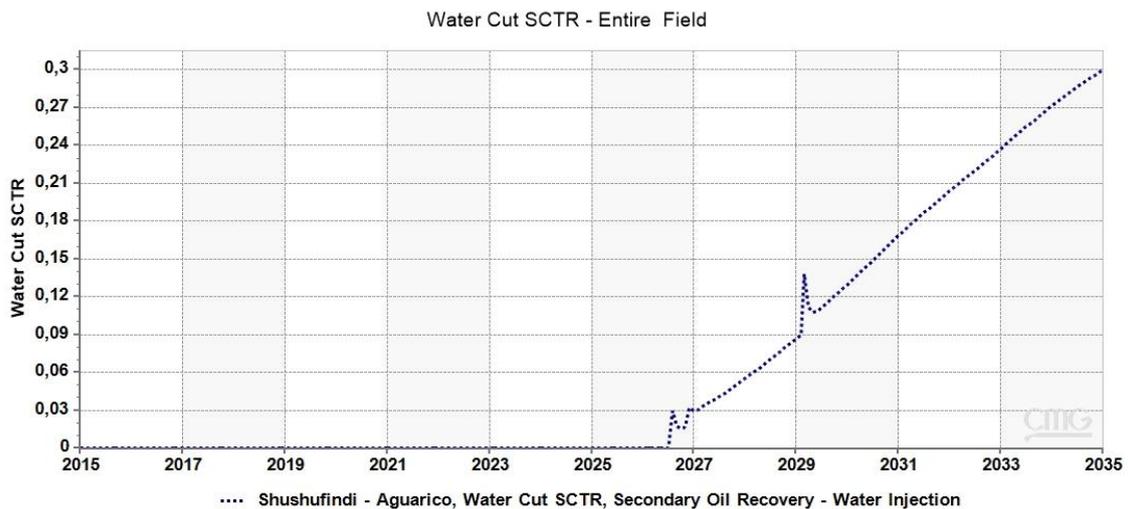
En la recuperación primaria el corte de agua es nulo, debido a los parámetros que existen en la zona de estudio, cabe mencionar que los pozos están ubicados lejos del contacto agua petróleo.



**Figura 49.** Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación primaria  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

#### 4.4.2. Recuperación secundaria – Inyección de agua

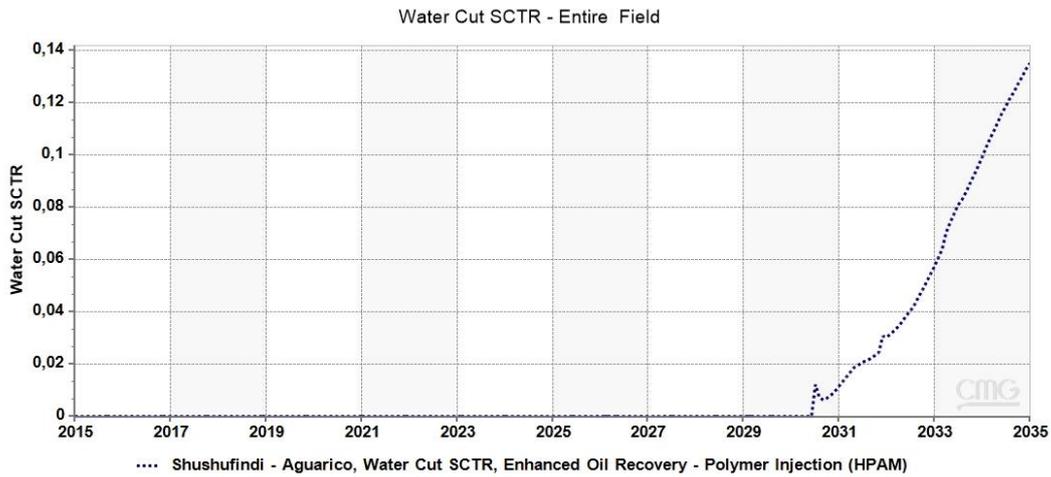
Cuando se inyecta agua en el yacimiento, hay que tener muy en cuenta el corte de agua para posteriormente evaluar la eficiencia del proceso de inyección. En la Fig. 50 se observa que, aunque la inyección de agua da inicio en 2018 no existe corte de agua hasta Julio de 2026, esto quiere decir que el yacimiento tuvo un ingreso de 300 BAPD durante 8 años y 7 meses sin tener valores de corte de agua en los resultados de la simulación; posteriormente, aparece un pico de 0.03 de corte agua en agosto de 2026 y un pico de 0.14 en marzo de 2029, luego el corte agua aumenta hasta llegar a 0.3 en 2035.



**Figura 50.** Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación secundaria  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

#### 4.4.3. Recuperación mejorada – Inyección de polímeros

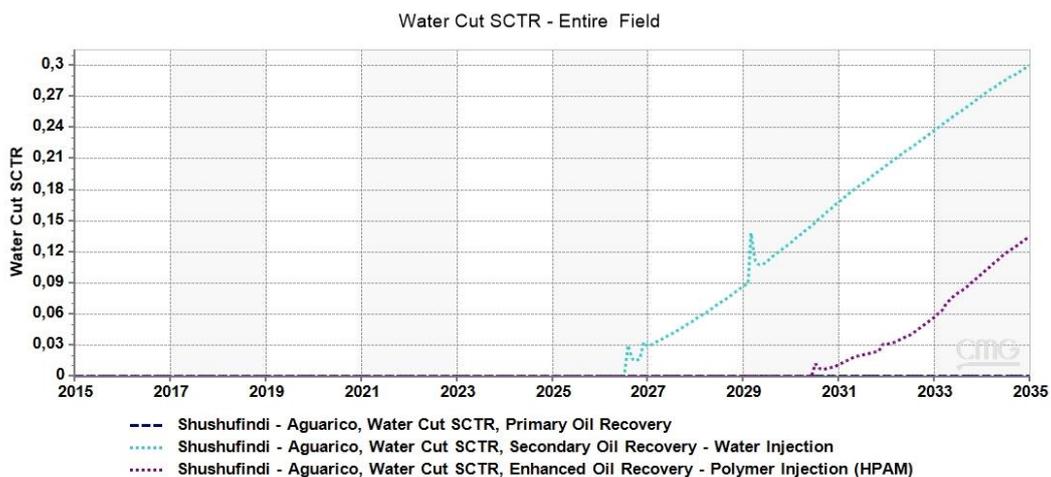
La inyección del polímero se lleva a cabo en 2018 al igual que la inyección de agua y se mantienen hasta 2035, tomando este período como referencia y visualizando la Fig. 51, se estima un corte nulo de agua durante 12 años y 5 meses desde el inicio de la inyección del polímero HPAM a una concentración de 300PPM, es decir que, durante este período de tiempo, el yacimiento no tuvo producción de agua a causa de los procesos de inyección. Sin embargo, en julio de 2030 se observa un pico en el corte de agua que llega 0.012, posterior a esto, el corte de agua aumenta gradualmente hasta llegar a 0.135 en 2035.



**Figura 51.** Corte de agua en el tiempo durante el proceso de recuperación mejorada  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

#### 4.4.4. Discusión de resultados

En la Fig. 52 se muestran los resultados del corte de agua en el tiempo por cada proceso de recuperación, donde podemos notar que solo existe corte de agua en los procesos de inyección tanto de agua como de polímero. Sin embargo, existe una gran diferencia entre estos procesos de inyección, pues al finalizar el período de evaluación, el corte de agua es mucho mayor en el proceso de inyección de agua en comparación al proceso de inyección del HPAM, otra de las diferencias entre estos comportamientos es el tiempo que tarda en aparecer el primer corte de agua, en este caso para la inyección de agua, el primer corte de agua aparece 8 años y 7 meses después de haber empezado el proceso, en cambio, en la inyección del polímero, el primer corte de agua aparece 12 años y 5 meses después de haber empezado el proceso de recuperación.



**Figura 52.** Corte de agua en el tiempo por cada proceso de recuperación  
**Fuente:** (Melendres & González, 2023)

# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1. CONCLUSIONES**

La caracterización de la zona de estudio del campo Shushufindi – Aguarico a partir de los datos de la arena U inferior, permitió establecer que la zona seleccionada para este estudio es apta para procesos EOR como la inyección de polímeros.

Se construyó el modelo estático y dinámico del yacimiento de acuerdo con la caracterización de la zona de estudio, cuyo análisis permitió definir un POES de 41 MMBN aproximadamente, así mismo una producción inicial del campo de 500 BPPD con 10 pozos productores, logrando un factor de recobro de 23.85% y una tasa de 192 BPPD en una proyección de 20 años por producción primaria.

IMEX de CMG permitió modelar el comportamiento del yacimiento con la inyección de polímero, el cual, inyectando una concentración de 3000 ppm de HPAM con 300BAPD por 2 pozos inyectoras, logra una optimización de la tasa de producción y del factor de recobro llegando a 431 BPPD y 27% respectivamente, en un periodo de 20 años.

Los resultados de la simulación determinan que la inyección del polímero HPAM es factible como método EOR, logrando no solo una optimización de la tasa de producción y del factor de recobro, sino reduciendo el corte de agua y su aparición en el periodo de recuperación en comparación con la inyección de agua, permitiendo producir petróleo sin corte de agua hasta 12 años y 5 meses después desde el inicio de la inyección.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

Realizar estudios y recopilar información a detalle de la zona de interés con el fin de caracterizarla con exactitud y mejorar la certeza de los resultados obtenidos al simular cualquier proceso de recuperación de petróleo.

Desarrollar el modelo estático y dinámico de la arena U superior y combinarlo con el modelo de simulación de la arena U inferior, con el fin de obtener el modelo de simulación completo de la Arena Napo U del campo Shushufindi – Aguarico y observar su comportamiento ante procesos de recuperación del petróleo.

Realizar minuciosos análisis de sensibilidad del modelo de inyección propuesto para esta zona de estudio, con el fin de generar el mejor escenario posible de inyección que permita optimizar de la mejor manera el desarrollo real del yacimiento.

Realizar un análisis técnico - económico completo que permita establecer que tan viable o factible resulta la inyección del polímero, centrándose en el análisis minucioso de los ingresos y egresos que se generan durante el proceso de recuperación del petróleo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Angarita, N., & Buitrago, S. (2016). *Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes - polímeros convencional*. Obtenido de Fundación Universidad De America.
- ARCH. (2015). *Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. (P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, Edits.) Lima : Instituto Francés de Estudios Andinos. Obtenido de <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>.
- Bernal, C. (2010). *Metodología de la Investigación*. Bogotá, Colombia: Pearson Educacion.
- Biedma, D. (2014). Shushufindi: El renacimiento de un gigante. *Tecpetrol S.A*, 3-4.
- CMG. (2021). *Computer Modeling Group Ltd*.
- Dión Martínez, C. (1990). *Curso de lógica*. México: Mc Graw Hill .
- Enríquez Pabón, J. R., & Feijóo Loayza, M. R. (Febrero de 2008). *REPOSITORIO DIGITAL - EPN*. Obtenido de Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi.: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1001/1/CD-1302.pdf>
- Enríquez, J., & Feijóo, M. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del Campo Shushufindi*. Escuela Politécnica Nacional.

- Espín, M. E., & Salas, D. J. (2021). *Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la arena U inferior del campo Shushufindi - Bloque 57*. Obtenido de Repositorio digital Universidad Central del Ecuador: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/23984>
- Galárraga, Y. P. (2023). *Evaluación geológica de un campo maduro para proponer la perforación de nuevos pozos en la Cuenca Oriente, caso: Shushufindi-Aguarico*. Universidad Central del Ecuador.
- Geuzaine, C., & Remacle, J.-F. (2009). Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *INTERNATIONAL JOURNAL FOR NUMERICAL METHODS IN ENGINEERING*.
- Gomez, J., Hernández, E., & Merchán, J. (2011). *Yacimientos sometidos a inyección de surfactantes y polímeros*. Bucaramanga, Colombia.
- Hernández, A. (Abril de 2014). *Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polimeros y surfactantes*. Obtenido de Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. México: <http://tesis.ipn.mx/handle/123456789/24514>
- Hildemaro, Y. (03 de MAYO de 2022). *Técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR)*. Obtenido de INNOVA+ BY NAKASAWA: <https://innovamas.nakasawaresources.com/tecnicas-de-recuperacion-mejorada-de-petroleo-eor/>
- L.E.Piedra, A. (2001). *Columna Litoestratigráfica Shushufindi*.
- Lin, E. M., & Reyes, D. (2017). *Desarrollo de un simulador para la toma de decisiones en la implementación de recuperación secundaria en campos maduros*.

- Lopez Yela, W. F. (26 de Enero de 2015). *Estudio del desempeño de dos Polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi*. Obtenido de Repositorio digital Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9108>
- López, W. (2014). *Estudio del desempeño de dos polímeros de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi*.
- Márquez, C. (s.f.). *Inyección de polímeros*. Obtenido de Monografias: <https://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2>
- Merino, W. S. (2015). *Estudio del potencial de recuperación avanzada de petróleo en las arenas Napo "U" y Napo "T" del Campo Shushufindi*. Universidad Central del Ecuador.
- Morales Cuevas, J. D., & Perdomo Lozano, J. V. (Febrero de 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*. Obtenido de Lumieres - Repositorio institucional Universidad de América: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7822>
- Moromenacho, S., & Salinas, D. (2016). *Análisis Técnico Económico para Punzonar Nuevas Zonas Prospectivas en Pozos del Campo Shushufindi - Aguarico*.
- Neill, D., & Cortez, L. (2017). *Procesos y fundamentos de la Investigación Científica*. Machala, Ecuador: UTMACH.

- Neira, D., & Tomalá, L. (2018). *Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas.* .
- Paris de Ferrer, M. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.* Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Peña, D., & Pilozo, V. (2022). *Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el Campo Pacoa en la Provincia de Santa Elena.*
- Petroamazonas. (2014). Ubicación de los Campos del Ecuador.
- Petroamazonas. (2017). Mapas Estructurales.
- Petroamazonas EP. (2014). Ubicación de los Campos del Ecuador.
- Petroamazonas EP. (2014). *Ubicación de los Campos del Ecuador.*
- Petroamazonas EP. (2015). *Estudio Técnico para Reinyección de Agua.*
- Petroamazonas EP. (2016). Factibilidad del uso de completación inteligente en el pozo Shushufindi-208D del Campo Shushufindi de la Amazonía Ecuatoriana para incrementar la producción de crudo.
- Petroamazonas EP. (2016). *Historial de Producción.*
- Petroamazonas EP. (2017). *Mapas Estructurales.*
- Petroecuador EP. (2021). Informe de reservas y Recursos Hidrocarburíferos. 26.
- Petroecuador EP. (2022). *Informe Estadístico Enero - Diciembre 2022.*
- Petroecuador EP. (2023). *Informe estadístico Agosto 2023.*

Petroecuador, E. (2014). Ubicación de los Campos del Ecuador.

Salazar, A. (2014). *Actualización de las reservas y ubicación de pozos de relleno para incrementar la producción del Campo Shushufindi.*

Tamayo, G. (2010). *Diseño muestrales en la investigación.*

Vaca, J. D. (2019). *Análisis técnico del proyecto piloto de inyección de agua implementado en el campo Shushufindi-Aguarico, reservorio U inferior. Escuela Politécnica Nacional. Quito.*

Wouterlood, C. J., Falcigno, E. D., & Norman, C. A. (2002). *Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina.* Obtenido de OilProduction.net: <http://oilproduction.net/files/EXPL-3-CW-04.pdf>