



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

**TEMA:**

“ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE  
INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR  
MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL  
FACTOR DE RECOBRO”

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**EDWIN GABRIEL CAICEDO POTOSI**  
**KIMBERLY MICHELLE OCHOA CUSME**

**TUTOR:**

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRÍA, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2022**

**UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE  
INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR  
MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL  
FACTOR DE RECOBRO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**EDWIN GABRIEL CAICEDO POTOSI**

**KIMBERLY MICHELLE OCHOA CUSME**

**TUTOR:**

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRÍA, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2022**

# TRIBUNAL DE GRADO



---

Ing. Carlos Portilla Lazo, Msc.

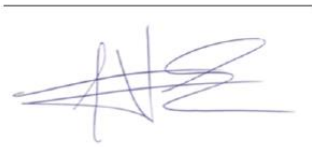
**DIRECTOR DELEGADO DE LA CARRERA  
DE PETRÓLEOS**



---

Ing. Marllelis Gutiérrez H., PhD.

**PROFESOR DE ÁREA**



---

Ing. José Villegas S., Msc.

**TUTOR**



**ERICA  
LORENZO  
GARCIA**

---

Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.

**DOCENTE Y SECRETARÍA DE LA UIC**

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO**” elaborado por los estudiantes **EDWIN GABRIEL CAICEDO POTOSI** y **KIMBERLY MICHELLE OCHOA CUSME**, 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 URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **3%** de la valoración permitida.

Capture del reporte URKUND: Porcentaje de similitud y fuentes de similitud

## Document Information

Analyzed document	TESIS KIMBERLY Y GABRIEL- REVISIÓN (3).docx (D126880309)
Submitted	2022-02-02T18:53:00.0000000
Submitted by	JOSE VILLEGAS
Submitter email	jvillegas@upse.edu.ec
Similarity	3%
Analysis address	jvillegas.upse@analysis.arkund.com

## Sources included in the report

<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA / Tesis Aguilar-Charcopa.docx</b> Document Tesis Aguilar-Charcopa.docx (D98187725) Submitted by: cmalave@upse.edu.ec Receiver: cmalave.upse@analysis.arkund.com	2
<b>W</b>	URL: <a href="https://betterexplained.com/articles/techniques-for-adding-the-numbers-1-to-100/">https://betterexplained.com/articles/techniques-for-adding-the-numbers-1-to-100/</a> Fetched: 2020-11-17T07:59:03.9730000	1
<b>SA</b>	<b>1601520196_tesis siguenza leon 2020.docx</b> Document 1601520196_tesis siguenza leon 2020.docx (D80361472)	6
<b>SA</b>	<b>UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA / SINDY POZO DOCUMENTO PARA URKUND (1).docx</b> Document SINDY POZO DOCUMENTO PARA URKUND (1).docx (D126696629) Submitted by: fchuchuca@upse.edu.ec Receiver: fchuchuca.upse@analysis.arkund.com	6
<b>SA</b>	<b>Trabajo de Titulación Andrés Miranda (1).docx</b> Document Trabajo de Titulación Andrés Miranda (1).docx (D112132318)	1



José Ballardo Villegas Salabarría

C.I.: 0802495069

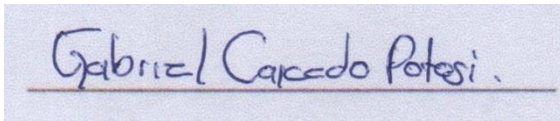
# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, EDWIN GABRIEL CAICEDO POTOSI y KIMBERLY MICHELLE OCHOA CUSME-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería de petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

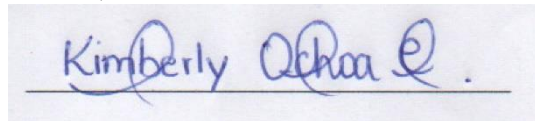
Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

La Libertad, 28 de enero de 2022

Atentamente,



EDWIN GABRIEL CAICEDO  
AUTOR DE TESIS  
FB 519436  
C.C 1085945130



KIMBERLY OCHOA CUSME  
AUTOR DE TESIS  
C.I. 2450667916

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, MSc.

**TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO** previo a la obtención del Título de Ingeniero de petróleo, elaborado por los estudiantes EDWIN GABRIEL CAICEDO POTOSI y KIMBERLY MICHELLE OCHOA CUSME, egresados de la carrera de Ingeniería de petróleo, 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.

La Libertad, 28 de enero de 2022

FIRMA DEL TUTOR



ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRÍA, MSc.

**TUTOR**

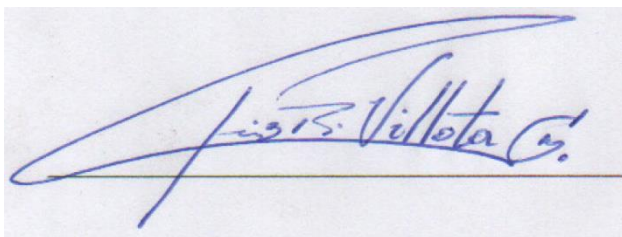
# **CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA**

Quien suscribe, Lcdo. Luis Villota Guevara, Msc. Informo que he revisado íntegramente el Trabajo de Titulación “**ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO**” de los estudiantes Caicedo Potosí Edwin Gabriel Y Ochoa Cusme Kimberly Michelle de la carrera de INGENIERÍA DE PETRÓLEO, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

## **CERTIFICO:**

Que desde el punto de vista de la sintaxis de la lengua castellana y de las normas de la redacción científica, el trabajo realizado cumple los requisitos bromatológicos necesarios y suficientes para su defensa, como trabajo de fin de carrera.

Dado en Santa Elena, a los 31 días de enero de 2022.

A handwritten signature in blue ink, reading "Luis Rodrigo Villota Guevara, Msc.", written over a horizontal line.

Lcdo. Luis Rodrigo Villota Guevara, Msc.

Cédula: 120166463

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi padre, Edwin Caicedo por ser el promotor de mis metas, por creer y confiar en mí, por su apoyo incondicional y por impulsarme a concluir esta etapa de mi vida.

A mi madre, Nancy Potosí quien ha sido un ejemplo para mí, por su confianza y apoyo durante el transcurso de toda la carrera.

A mi hermano, John quien ha sido un guía, un amigo y por contribuir con sus conocimientos en la realización de este trabajo de tesis.

A mi hermanita, Angie por su cariño, su amistad, su comprensión y dulzura.

A mi abuelo, Alfonso Potosí por haber sido mi ejemplo para seguir desde que yo era un niño y por sus consejos que me han ayudado mucho a lo largo de toda mi vida.

Agradezco a la carrera de ingeniería en petróleo, a la UPSE, directivos y a los profesores por haber compartido su conocimiento y experiencia en el campo.

**GABRIEL**



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios Todo Poderoso por las bendiciones que me regala, la oportunidad de existir y realizar mis metas.

De manera especial a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por abrirme las puertas para ingresar a sus aulas y sus versados catedráticos que fueron los fraguadores de mi formación profesional en el andar universitario.

A el Ing. José Villegas Msc. que con su amplio conocimiento y profesionalismo que le caracteriza me supo guiar para lograr un trabajo de calidad acuñado de perseverancia.

A los directivos en especial a la directora de carrera Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD por la apertura para con los estudiantes en especial conmigo, docentes y personales administrativos, compañeros de aulas quienes pudieron conocerme y palpar el desenvolvimiento académico, a todas y cada una de las personas que me dieron la mano en su momento durante mi trayecto universitario.

KIMBERLY

# CONTENIDO

	<b>pág.</b>
TRIBUNAL DE GRADO.....	i
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	iii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
AGRADECIMIENTOS .....	vii
CONTENIDO .....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xv
RESUMEN .....	xvi
ABSTRACT .....	xvii
	viii

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2. ANTEDECENTES .....	2
1.3. HIPÓTESIS .....	3
1.4. OBJETIVOS .....	3
1.4.1. Objetivo General.....	3
1.4.2. Objetivos Específicos. ....	3
1.5. ALCANCE DE LA PROPUESTA .....	3
1.6. VARIABLES .....	4
1.6.1. Variables Dependientes. ....	4
1.6.2. Variables Independientes.....	4
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. LEY DE DARCY .....	5
2.1.1. Flujo.....	6
2.2. PROPIEDADES DE LA ROCA .....	7
2.2.1. Medio poroso.....	7

2.2.2.	Porosidad. ....	7
2.2.3.	Permeabilidad. ....	8
2.3.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	10
2.3.1.	Viscosidad. ....	10
2.3.2.	Tensiones interfaciales y superficiales. ....	11
2.3.3.	Mojabilidad del medio.....	12
2.3.4.	Mojabilidad al agua. ....	13
2.3.5.	Mojabilidad al petróleo.....	13
2.3.6.	Mojabilidad media.....	13
2.4.	CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS SEGÚN SU EMPUJE .....	14
2.4.1.	Empuje por capa de gas. ....	14
2.4.2.	Empuje por gas en solución.....	14
2.4.3.	Empuje por acuífero. ....	14
2.4.4.	Empuje combinado. ....	15
2.5.	RECUPERACIÓN SECUNDARIA .....	16
2.5.1.	Inyección de agua. ....	17

2.5.2. Inyección de gas. ....	18
2.6. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO .....	18
2.6.1. Tipos de inyección.....	21
2.6.2. Inyección continua de vapor.....	22
2.6.3. Inyección continua de CO <sub>2</sub> .....	24
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	26
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	26
3.2. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	26
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA .....	26
3.3.1. Población. ....	26
3.4. MODELAMIENTO DEL RESERVORIO.....	26
3.4.1. Condición estática .....	28
3.4.2. Propiedades de la roca y el fluido del reservorio.....	30
3.4.3. Reservorio a condiciones dinámicas.....	31
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	33
4.1.1. Distribución de presión.....	33

4.1.2.	Distribución de la saturación .....	34
4.1.3.	Especificaciones del procesador .....	35
4.1.4.	Producciones acumuladas obtenidas .....	35
4.1.5.	Factores de recobro.....	36
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		44
5.1.	CONCLUSIONES.....	44
5.2.	RECOMENDACIONES .....	45
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		46
ANEXOS .....		57

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Representación del experimento de Darcy (Dandekar, 2012).....	6
<b>Figura 2.</b> Permeabilidades relativas de agua y petróleo. ....	10
<b>Figura 3.</b> Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura. ....	11
<b>Figura 4.</b> Tensión interfacial agua-petróleo.....	12
<b>Figura 5.</b> Recuperación secundaria (Muhammad Abdulhadi, 2019).....	15
<b>Figura 6.</b> Inyección de agua y gas para la producción del petróleo (Paris de Ferrer, 2001). ....	21
<b>Figura 7.</b> Tipos de arreglos de pozos (Paris de Ferrer, 2001).....	22
<b>Figura 8.</b> Inyección continua de vapor (Xiaohu Donga, 2017). ....	24
<b>Figura 9.</b> Proceso para inyección de CO <sub>2</sub> (Vello A. Kuuskraa, 2013). ....	25
<b>Figura 10.</b> Esquema general de la metodología.....	27
<b>Figura 11.</b> Mapa de isopacas generado en Gmsh. ....	28

<b>Figura 12.</b> Malla computacional en CMG. ....	30
<b>Figura 13</b> Yacimiento 3D con pozos productores e inyectores .....	32
<b>Figura 14</b> Permeabilidades relativas generadas .....	32
<b>Figura 15</b> Distribución de la presión al finalizar la simulación.....	33
<b>Figura 16</b> Distribución de la saturación al finalizar la simulación .....	34
<b>Figura 17</b> Producciones acumuladas obtenidas para los casos en estudio .....	35
<b>Figura 18</b> Factor de recobro obtenido para los casos en estudio .....	36
<b>Figura 19</b> Valor actual neto para flujo natural.....	39
<b>Figura 20</b> Valor actual neto para inyección de agua.....	40
<b>Figura 21</b> Flujo de efectivo para inyección de CO <sub>2</sub> .....	42
<b>Figura 22</b> Valor actual neto para inyección de vapor .....	42



# LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Condiciones de contorno. ....	31
<b>Tabla 2.</b> Especificaciones computacionales.....	35
<b>Tabla 3.</b> Consideraciones fiscales .....	38
<b>Tabla 4.</b> Escenario económico determinista .....	39
<b>Tabla 5.</b> Condiciones del reservorio .....	41
<b>Tabla 6.</b> Precio del CO <sub>2</sub> .....	41
<b>Tabla 7.</b> Costos de perforación y producción. ....	41
<b>Tabla 8.</b> Valor actual neto para flujo natural .....	41
<b>Tabla 9.</b> Comparación rentabilidad para cada caso .....	43

# **“ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA, DIÓXIDO DE CARBONO Y VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO”**

## **RESUMEN**

Una aplicación de simulación de yacimientos es el planteamiento de estrategias que permitan aumento significativo en la producción de petróleo y el factor de recobro. El principal reto de ingeniería es la maximización en el factor de recobro y una reducción en la inversión para rentabilidad del campo mediante diferentes métodos de recuperación de petróleo. El objetivo de este trabajo es comparar los métodos de inyección de agua, CO<sub>2</sub> y vapor, mediante simulación numérica de yacimientos para la estimación de la eficiencia energética de cada método en un yacimiento genérico. La metodología se basa en: i) Definición de las condiciones de contorno; ii) elaboración de la malla computacional en Gmsh; iii) Simulación de recuperación primaria, inyección de agua, CO<sub>2</sub> y vapor utilizando CMG; iv) Análisis técnico y económico. Los resultados muestran que la inyección de vapor fue el método que recuperó más petróleo, logrando un factor de recobro de 48%, mientras que con CO<sub>2</sub> se obtuvo un factor de 43% e inyección de agua un 38%. El análisis económico reveló que el método de recuperación más rentable es inyección de CO<sub>2</sub> debido directamente a la relación entre ganancia e inversión.

***PALABRAS CLAVE: SIMULACIÓN/ INYECCIÓN DE AGUA/ INYECCIÓN DE VAPOR/ DIÓXIDO DE CARBONO/ RENTABILIDAD***

**“COMPARATIVE STUDY BETWEEN WATER, CARBON  
DIOXIDE AND STEAM INJECTION METHODS BY  
SIMULATION FOR THE OPTIMIZATION OF THE  
RECOVERY FACTOR”**

**ABSTRACT**

An application of reservoir simulation is the approach of strategies that allow significant increase in oil production and recovery factor. The main engineering challenge is the maximization of the recovery factor and a reduction in investment for field profitability through different oil recovery methods. The objective of this work is to compare water, CO<sub>2</sub>, and steam injection methods by means of numerical reservoir simulation to estimate the energy efficiency of each method in a generic reservoir. The methodology is based on i) Definition of the boundary conditions; ii) development of the computational grid in Gmsh; iii) Simulation of primary recovery, water, CO<sub>2</sub>, and steam injection using IMEX and CMG STARS; iv) Technical and economic analysis. The results show that steam injection was the method that recovered the most oil, achieving a recovery factor of 48%, while CO<sub>2</sub> had a factor of 43% and water injection 38%. The economic analysis revealed that the most cost-effective recovery method is CO<sub>2</sub> injection due directly to the profit-to-investment ratio.

**KEYWORDS: SIMULATION/ WATERFLOODING/ STEAM  
INJECTION/ CARBON DIOXIDE/ FEASIBILITY**

# **CAPITULO I: INTRODUCCIÓN**

La simulación de yacimientos permite conocer el comportamiento y la interacción de los fluidos con el yacimiento, también podría calcularse la eficiencia energética del yacimiento dependiendo de sus condiciones iniciales o mediante recuperación secundaria o mejorada. Realizando simulaciones se puede determinar el factor de recobro implicando más variables como la perforación, ubicación y el caudal de producción de cada pozo, otra aplicación de la simulación de yacimientos es la toma de decisiones como la rentabilidad de producir un campo, perforar un nuevo pozo o asistir al yacimiento mediante métodos de recobro secundarios o terciarios.

Este estudio consiste en comparar los diferentes métodos de recuperación secundaria y mejorada para aumentar el factor de recobro, teniendo en cuenta asimetría del yacimiento, heterogeneidades en valores de porosidad y permeabilidad, empleando las tres dimensiones, la gravedad, la cantidad y geometría de los pozos. La comparación entre estos métodos ayudará a conocer varias variables como el aumento en el factor de recobro, relación costo-beneficio, eficiencia energética de cada método, que dependerán de las condiciones del yacimiento, caudal de producción y el tiempo.

## **1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

En el Ecuador y el resto del mundo, la mayoría de los campos son considerados como campos maduros, debido al tiempo de vida del yacimiento y a la alta producción de agua (Qiu et al., 2014).

Debido a la producción por años y al tipo de yacimiento, su energía ha sido reducida principalmente por la producción (Abdel-Basset et al., 2019).

Es un reto de ingeniería mantener la energía del yacimiento y aumentar la producción de petróleo. Mediante simulación numérica de yacimientos se puede estudiar diferentes posibles escenarios para casos específicos que dependen directamente de las propiedades del yacimiento y de los fluidos. Producir petróleo de alta viscosidad como el del crudo de los campos del oriente ecuatoriano cada vez es más difícil, requiere de investigación aplicando métodos de recuperación secundaria o mejorada que pueden modificar la viscosidad, movilidad y, por tanto, aumentar la producción (Mena et al., 2015).

## **1.2. ANTECEDENTES**

La inyección de fluidos en el yacimiento principalmente se realiza para desplazar al petróleo y para mantener la energía del yacimiento. La inyección de agua aumenta considerablemente la recuperación de petróleo y la vida económica del campo (Rajput et al., 2019).

Simulaciones con inyección de agua de baja salinidad, el efecto que logra es cambiar las permeabilidades relativas y el comportamiento del flujo fraccional (Kuznetsov et al., 2015).

En el desplazamiento de petróleo por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), la eficiencia de este método se basa principalmente en las propiedades del petróleo (Seyyedsar et al., 2015).

Este método mejora la presión de fondo del pozo, a su vez ayuda a producir porcentaje de la saturación residual del gas (Iogna et al., 2017).

El CO<sub>2</sub> reduce la tensión superficial, aumenta la movilidad del petróleo y mejora la eficiencia de desplazamiento (Al-Mudhafar & Wojtanowicz, 2020).

La inyección de vapor cambia las propiedades del petróleo, reduce su viscosidad, por tanto, la movilidad del petróleo aumenta (Pratama & Babadagli, 2020).

Estudios recientes indican este método aplicado escala porosa utilizando la matriz de Boltzmann mediante simulación numérica (Manrique et al., 2020).

Simularon bajo condiciones de laboratorio donde obtienen un factor de recobro mayor al 70% con una temperatura de inyección de 283°C (541.4 °F) (Kudryashov et al. 2017).

### **1.3. HIPÓTESIS**

El factor de recobro dependerá directamente del aumento en la movilidad del petróleo, sin embargo, para esto se debería disminuir la viscosidad mediante métodos térmicos. Consecuentemente, la inyección continua de vapor podría ser demasiado costosa comparada con la inyección de CO<sub>2</sub> o de agua. A su vez se debe estudiar la factibilidad económica que determinará qué tan rentable es cada método.

### **1.4. OBJETIVOS**

#### **1.4.1. Objetivo General.**

- Comparar los métodos de inyección de agua, CO<sub>2</sub> y vapor mediante simulación numérica de yacimientos para la estimación de la eficiencia energética de cada método en un yacimiento genérico.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos.**

- Crear la malla geométrica de simulación para la definición de condiciones iniciales del yacimiento y fluidos
- Simular cada método con software de ingeniería para el cálculo de la eficiencia energética.
- Estudiar la factibilidad económica de cada caso para la selección del método más rentable.

### **1.5. ALCANCE DE LA PROPUESTA**

La comparación de los métodos de recuperación de petróleo: inyección de agua, CO<sub>2</sub> y vapor, estudiando así la factibilidad técnica y económica de cada método para la toma de decisiones considerando la eficiencia de desplazamiento, factor de recobro y el costo,

como variables principales a analizar en los resultados, basándose en un yacimiento genérico similar a los del oriente ecuatoriano y utilizando software comercial de ingeniería de simulación de yacimientos.

## **1.6. VARIABLES**

### **1.6.1. Variables Dependientes.**

- Factor de recobro, producción acumulada e instantánea de petróleo y agua.

### **1.6.2. Variables Independientes.**

- Inyección de agua, CO<sub>2</sub>, vapor y condiciones de contorno.

## **CAPITULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1. LEY DE DARCY**

Henry Darcy fue un ingeniero francés, trabajó muchos años en el abastecimiento de agua a la ciudad francesa de Dijon (Simmons, 2008).

Se interesó en el flujo del agua a través de los medios porosos porque se utilizaban filtros de arena para depurar el agua y por la observación de pozos que contribuían al abastecimiento de la ciudad. En 1856 presentó un voluminoso informe sobre el tema, que incluía un pequeño apéndice describiendo sus experimentos y la obtención de la ley. Ese pequeño anexo puede considerarse el nacimiento de la hidrogeología como ciencia, ha sido la base de todos los estudios fisicomatemáticos posteriores sobre el flujo del agua subterránea (Sánchez J. , 2017).

Darcy diseñó un tanque vertical cubierto por arena. El cual permitía introducir agua por el lado superior y la salida por el lado inferior del cilindro. Darcy mediante sus experimentos midió el volumen del agua a la salida del tanque y comparó esta tasa con la pérdida de energía hidrostática desde la parte superior hacia el fondo de la columna (King Hubert, 1963).



### 2.1.1. Flujo.

El flujo o velocidad de Darcy es el resultado de los experimentos ya mencionados, volumétricamente es el caudal, representado por la siguiente ecuación:

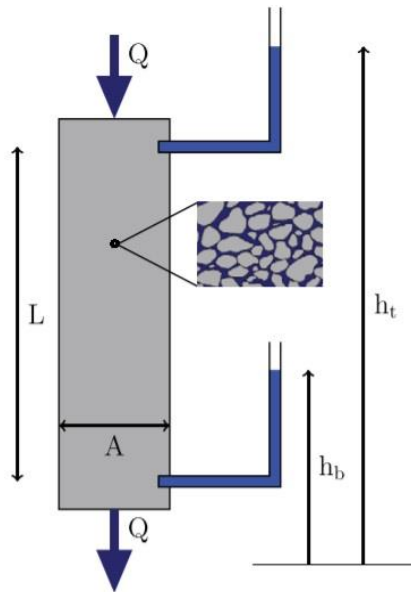
$$\frac{Q}{A} = k \frac{h_t - h_b}{L} \quad (1)$$

Donde el caudal  $Q$  ( $m^3/s$ ) es proporcional al área de sección transversal  $A$  ( $m^2$ ) y la diferencia en la energía hidráulica  $h_t - h_b$  (m), e inversamente proporcional a la longitud del tanque  $L$  (m).

Es decir, que la pérdida de energía se da porque el agua atraviesa el material poroso, en este caso la arena.

La ecuación 1 indica que  $k$  (m/s) es la conductividad hidráulica, la cual es una función del material (arena) y del fluido que atraviesa el medio (agua).

Esto permite desde un análisis dimensional que  $k = \rho g K / \mu$ , donde  $g$  ( $m^2/s$ ) es la aceleración gravitacional,  $\mu$  (kg/ms) es la viscosidad dinámica del fluido, y  $K$  ( $m^2$ ) es la permeabilidad del medio poroso.



*Figura 1. Representación del experimento de Darcy (Dandekar, 2012).*

La siguiente figura es una representación de los experimentos de Darcy.

La descarga específica  $v = Q/A$ , o flujo, representa el volumen de agua o fluido por área total del medio poroso, sus dimensiones están dadas en m/s.

La Ley de Darcy para flujo monofásico es la siguiente:

$$\vec{v} = -\frac{K}{\mu}(\nabla p - g\rho\nabla h) \quad (2)$$

En la ecuación 2,  $p$  es la presión del fluido,  $h$  representa la coordenada vertical,  $g$  gravedad,  $\rho$  la gravedad específica del fluido y  $\mu$  su viscosidad dinámica.

## 2.2. PROPIEDADES DE LA ROCA

### 2.2.1. Medio poroso.

El medio poroso (mp) es un medio con propiedades físicas como porosidad, permeabilidad, el mp en este caso se denomina yacimiento, almacena y transporta fluidos por la interconexión de los poros. Estas propiedades son naturalmente heterogéneas debido al tamaño de los granos, distribución y volumen del espacio poroso (Yang et al., 2013).

### 2.2.2. Porosidad.

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso ( $V_{\phi}$ ) y volumen total de la roca ( $V_t$ ) como lo indica la ecuación 3, y es la capacidad del medio para almacenar fluidos (Hu & Huang, 2017).

$$\phi = \frac{V_{\phi}}{V_t} \quad (3)$$

El volumen poroso se divide en espacio poroso interconectado que permite el flujo, y poros no conectados donde no existe flujo. La porosidad efectiva mide la fracción del espacio poroso interconectado entre el volumen total de la roca (Garcia-Munoz et al., 2005).

### 2.2.3. Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad del yacimiento que permite el flujo por el espacio poroso interconectado, inclusive cuando el espacio poroso está saturado con el fluido. La permeabilidad  $K$  es un factor directamente proporcional a una presión aplicada (Knut-Andreas, 2019).

$$\vec{v} = -\frac{K}{\mu}(\nabla p) \quad (4)$$

Después de haber estudiado (Darcy) el flujo de agua en un material compactado por arena concluyó la relación indicada en la ecuación 4. Donde  $\vec{v}$  es el caudal por área de sección transversal perpendicular al flujo,  $\mu$  es la viscosidad del fluido y  $\nabla p$  la variación de presión. También relaciona la permeabilidad como propiedad del medio, la presión del yacimiento y la viscosidad como propiedad del fluido, es decir la interacción roca - fluidos. En el sistema internacional de unidades la permeabilidad se mide en  $m^2$ , que indica que esta propiedad es determinada por las características geométricas de los poros. La permeabilidad es más usada en el término de Darcy (D). 1 Darcy es  $0.987 * 10^{-12} m^2$ , involucra el flujo de un fluido de 1 centipoise en un material homogéneo a un flujo de 1 cm/s a un gradiente de presión de 1 atm/cm (Ahmed et al., 1991).

En condiciones de reservorio, la permeabilidad se mide en milidarcys (mD). Las rocas compuestas de areniscas generalmente tienen una interconectividad de poros alta, son permeables, mientras que, en lutitas, su interconectividad porosa es baja, se conoce como impermeable. Los yacimientos convencionales son yacimientos en los cuales es posible perforar pozos y producir hidrocarburos sin necesidad de tratamientos de estimulación ni ningún proceso de recuperación especial, estos tienen permeabilidades que varían de 0.1 mD a 20 D para flujo líquido, para gases hasta 10 mD (Hubbert, 1956).

Por otro lado los yacimientos no convencionales son aquellos que no pueden producir petróleo y gas natural sin haber empleado técnicas de estimulación, han sido explotados durante los últimos años y presentan una permeabilidad que varía

desde 1  $\mu\text{D}$  a 0.1 mD, es decir permeabilidades micro y nano (Bhattacharya & Nikolaou, 2016).

Para mejorar su baja permeabilidad se recurre a técnicas como el fracturamiento hidráulico, que rompe la roca y forma patrones que permiten el flujo (Al-Rbeawi, 2017).

Numéricamente la permeabilidad al ser propiedad heterogénea se usa matrices para representar el flujo en las direcciones x, y, z. Así:

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yz} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix} \quad (5)$$

La permeabilidad al ser formada durante miles de años por la deposición de los sedimentos de la roca es heterogénea en las direcciones verticales y laterales (Hewett & Behrens, 1993).

Por tanto, puede describirse como una función de la porosidad.

$$K = \frac{1}{8\tau A_v^2} \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad (6)$$

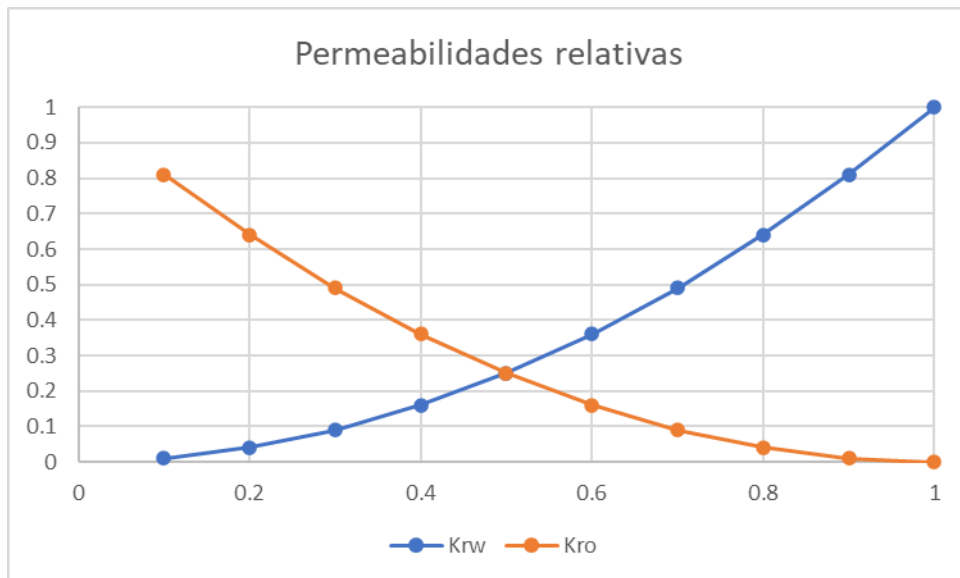
La ecuación 6, muestra que la permeabilidad depende de la porosidad, donde  $\tau$  es la textura de la roca y el área de superficie específica  $A_v$ . La permeabilidad relativa describe como se mueve un fluido con respecto a otro, y es una función de la saturación para simulación numérica de yacimientos (Byrnes et al., 2018).

$$k_{rw} = S_w^2 \quad (7)$$

En la ecuación 7,  $k_{rw}$  es la permeabilidad relativa del agua y  $S_w$  es la saturación de agua en el medio poroso. En un yacimiento de dos fluidos (agua – petróleo), la permeabilidad relativa del petróleo  $k_{ro}$  es una función de  $S_w$ , como lo indica la ecuación 8.

$$k_{ro} = (1 - S_w)^2 \quad (8)$$

El comportamiento de curvas de permeabilidades relativas, tanto del agua como del petróleo obtenidas como función de la saturación del agua como se observa en la figura 2.



*Figura 2. Permeabilidades relativas de agua y petróleo.*

## 2.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

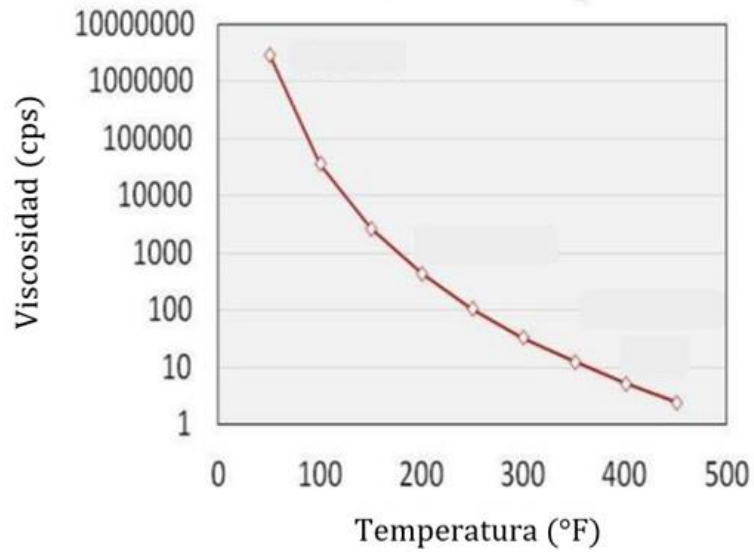
Para flujo monofásico las principales propiedades del fluido son la viscosidad y la densidad del fluido. Para flujo multifásico requiere de saturación de los fluidos, agua, petróleo y gas (Douglas et al., 1979).

### 2.3.1. Viscosidad.

La viscosidad se define como una fricción interna entre las moléculas del fluido que impide el flujo de sí mismo (Galliéro et al., 2005).

Es decir, si la viscosidad es alta, el movimiento de las moléculas será bajo, y viceversa. Estudios han demostrado que la viscosidad del petróleo se logra reducir empleando agua caliente o vapor, pues, disminuye la fricción entre las moléculas de los hidrocarburos y por tanto su movilidad (Bagheripour Haghghi et al., 2012; Greff & Babadagli, 2012; Or et al., 2016; Shokrlu & Babadagli, 2010).

Entonces, esta propiedad se puede describir como una función de la temperatura como se muestra en la figura 3.

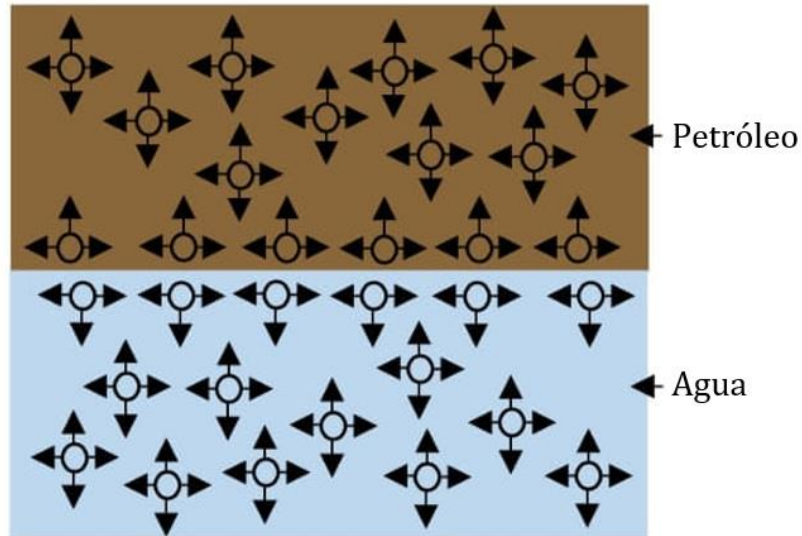


*Figura 3. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.*

### **2.3.2. Tensiones interfaciales y superficiales.**

Generalmente los yacimientos están saturados de dos fluidos, gas y petróleo, petróleo y agua, algunas veces de gas, petróleo y agua. En estos casos se deben considerar fuerzas entre los fluidos y la roca. Esas fuerzas se denominan tensión interfacial, y la presión capilar es la diferencia de presión a través de la interfaz curva entre dos fluidos inmiscibles en contacto en un pequeño tubo capilar (Dandekar, 2013).

La tensión superficial se caracteriza en fuerzas superficiales entre gas y líquido en fluidos inmiscibles. Para líquidos inmiscibles, se usa la tensión interfacial. Por lo tanto, si el reservorio tiene las tres fases, entonces tendrá fuerza superficial y tensión interfacial. La siguiente figura muestra la tensión interfacial entre el agua y el petróleo (Dandekar, 2013).



*Figura 4. Tensión interfacial agua-petróleo.*

En la figura 4, se observa como el petróleo y el agua no se mezclan, la tensión interfacial crea una membrana justo en el contacto agua-petróleo. La dimensión de esta propiedad es fuerza sobre unidad de longitud, es decir N/m o dyn/cm. Esta característica es un índice cuantitativo del comportamiento molecular entre dos fluidos inmiscibles (Thakkar et al., 2016).

### **2.3.3. Mojabilidad del medio.**

La mojabilidad es una propiedad que está determinada por todas las fuerzas activas en el reservorio, esta es una característica importante dado que determina la distribución de los fluidos, con presión capilar, permeabilidades relativas, y la producción de hidrocarburos (Drummond & Israelachvili, 2004).

Es decir, al entender esta propiedad se puede determinar el factor de recobro, que indica la cantidad recuperable de hidrocarburos inicialmente en sitio y es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación mejorada de petróleo es aumentar el factor de recuperación de un reservorio. Esta característica del fluido determina cuanto puede adherirse un fluido a un sólido o a otro fluido. Generalmente, el yacimiento es mojado por una sola fase, ya sea por agua o petróleo. Si es mojado por agua, se facilita la

producción de petróleo, en el caso de que sea mojado por petróleo, se dificultará la producción de petróleo aumentando al petróleo remanente (Morrow, 1990).

Para conocer este parámetro se utilizan varios métodos como el de adhesión ( $A_T$ ) por tensión, la cual es una función de tensión de los fluidos, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$A_T = \sigma_{SO} - \sigma_{SW} \quad (9)$$

El término  $\sigma_{SO}$  se define como la tensión interfacial entre el sólido y el petróleo,  $\sigma_{SW}$  es la tensión interfacial entre el sólido y el agua. Es necesario medir el ángulo de contacto entre cada fluido y la roca ( $\theta_{OW}$ ) como se muestra en la ecuación 10.

$$\cos\theta_{OW} = \frac{\sigma_{SO} - \sigma_{SW}}{\sigma_{SO}} \quad (10)$$

Reemplazando la ecuación 10 en 9, se obtiene:

$$A_T = \sigma_{OW} \cos\theta_{OW} \quad (11)$$

#### **2.3.4. Mojabilidad al agua.**

Las superficies porosas de la roca tienen preferencia por la fase del agua más que por la fase de petróleo, en este caso el gas y el petróleo se concentran en el centro de los poros (Almeida da Costa et al., 2021).

#### **2.3.5. Mojabilidad al petróleo.**

Esta característica es la opuesta a la mojabilidad al agua, por tanto, la roca tiene preferencia por la fase hidrocarburífera, y el agua estaría en el centro de los poros, dificultando así la producción de petróleo (Ghedan & Canbaz, 2014).

#### **2.3.6. Mojabilidad media.**

La superficie porosa de la roca tiene preferencia por ambos fluidos.



## **2.4. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS SEGÚN SU EMPUJE**

Al perforar y producir hidrocarburos la presión del yacimiento declinará, sin embargo, la temperatura permanecerá constante debido al gradiente geotérmico (Williamson et al., n.d.).

Los reservorios se clasifican considerando su tipo de empuje.

### **2.4.1. Empuje por capa de gas.**

Estos yacimientos contienen más gas, puede ser disuelto en el petróleo, cuando la presión disminuye, la capa de gas empujará al petróleo al pozo. El gas de la capa se infiltrará en el petróleo y la cantidad de gas producida será grande (Kirby et al., 1957).

### **2.4.2. Empuje por gas en solución.**

Inicialmente el petróleo estará en estado líquido, sin embargo, al producir la presión del yacimiento disminuirá gradualmente, cuando la presión del yacimiento iguales a la presión de burbuja, el gas se libera expandiéndose y empujando al petróleo al pozo (Busahmin & Maini, 2010).

Debido a la viscosidad del gas, fluirá más fácilmente y se producirá gas. Este tipo de yacimiento con el pasar del tiempo formará una capa de gas, empujará al petróleo hacia el fondo manteniendo la presión (Busahmin & Maini, 2010).

### **2.4.3. Empuje por acuífero.**

El espacio poroso también está lleno por agua salada, debido a la sal es ligeramente compresible, cuando la presión del reservorio disminuya, el volumen de agua se expandirá (Jupriansyah, 2019).

Si el volumen total de agua es más grande que el volumen total de petróleo, el agua empujará al petróleo hacia los pozos y contribuye a mantener la presión (Jupriansyah, 2019).

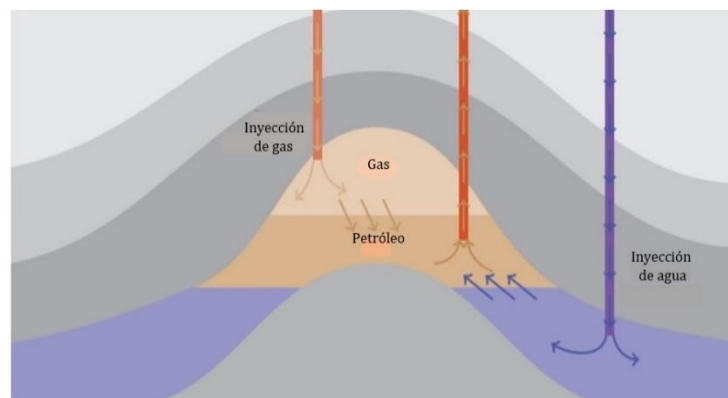
#### 2.4.4. Empuje combinado.

Cuando tiene una capa de gas y un acuífero, ambos desplazarán al petróleo a los pozos mientras la presión se reduce (Edobhiye & Adewole, 2014).

Estos son mecanismos de empuje natural, es decir, recuperación primaria de petróleo. Se mantiene la presión por un periodo limitado, mientras se produce fluido la presión disminuye.

Con este tipo de mecanismos solo se puede recuperar hasta el 30% del petróleo original in situ.

Para mantener la producción y aumentar el factor de recobro, se emplean mecanismos de recuperación secundaria, como se ilustra en la figura 5.



*Figura 5. Recuperación secundaria (Muhammad Abdulhadi, 2019).*

La figura 5 muestra dos pozos productores, el primero ubicado en la capa de gas, segundo en la zona de interés, un pozo inyector de agua que ayuda a desplazar petróleo y mantiene la presión del yacimiento. Como se ve en la figura 5, el agua es inyectada al acuífero, sin embargo, debido a la movilidad del agua se comenzará a producir agua y petróleo. Una solución es inyectar polímeros que aumentan la viscosidad del agua y mejora la relación de movilidad del agua y del petróleo. Para petróleos de alta viscosidad se inyecta vapor

que al calentar al petróleo reduce su viscosidad. La inyección de polímeros y de vapor son métodos de recuperación mejorada, o recuperación terciaria.

## **2.5. RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

El recobro del crudo se ha clasificado en tres fases: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La primera es resultado del flujo natural del yacimiento, es decir que el yacimiento posee suficiente presión para desplazar los fluidos del fondo a la superficie. La secundaria, se emplea cuando la primera etapa termina o si el yacimiento no produce petróleo naturalmente (Zhou et al., 2011).

Se utiliza la inyección de agua o gas para llevar el crudo hasta los pozos de producción. Finalmente, la recuperación terciaria o mejorada, viene luego de la segunda etapa, donde se inyectan químicos, energía térmica o gases miscibles para extraer el crudo (Lager et al., 2008).

La recuperación secundaria es la etapa de la producción de hidrocarburos en el cual se le introduce energía externa al sistema, comúnmente se hace a través de las técnicas de inyección de gas o agua. Normalmente, el gas se inyecta en la capa de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para desplazar el petróleo del yacimiento (Rossen et al., 2010).

En esta etapa se inyecta un fluido externo como agua o gas en el yacimiento a través de pozos de inyección, los cuales se ubican en la roca que tenga comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es desplazar los hidrocarburos hacia el pozo mientras se mantiene la presión del yacimiento (Abdul-Latif et al., 2016).

Para realizar el proceso de inyección de gas y agua se deben considerar varios factores como:

- Litología.
- Profundidad del Yacimiento.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Continuidad en las propiedades de las rocas.

- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas.

La recuperación secundaria llega a su límite cuando el fluido inyectado ya sea gas o agua se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económicamente rentable (Sajjadian et al., 2012).

### **2.5.1. Inyección de agua.**

La inyección de agua es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión de inyección del fluido, en este caso, el agua. Actualmente, el método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos de recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial (Recovery et al., 2012).

Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca la cual debe presentar ciertas características (Libing et al., 2017).

- No debe ser corrosivo.
- Los componentes minerales como sulfatos que ocasionan la formación de conchas por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
- Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que produzcan la obstrucción de los pozos de inyección.
- Muchos de los minerales arcillosos que se encuentran en el yacimiento al unirse con el agua, producen el aumento del volumen de los mismos, por eso el agua inyectada no debe reaccionar con estos.
- El agua preparada para la inyección debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método.

### **2.5.2. Inyección de gas.**

La inyección de gas fue el primer método empleado y es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta (Civan & Rasmussen, 2002).

Factores importantes que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas:

- Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- El tipo de empuje.
- La geometría del yacimiento.
- La continuidad de la arena.
- El relieve estructural.
- Las propiedades de la roca.
- Temperatura y presión del yacimiento.

Debido a que en la recuperación secundaria se hace una adición de energía al sistema a través de la inyección de un fluido inmisible, tiene como objetivo principal elevar el factor de recuperación y acelerar la producción. La recuperación secundaria se lleva a cabo de tres maneras: Inyección periférica de agua, central y en arreglos.

La inyección periférica se realiza para alimentar un acuífero asociado. La inyección central se realiza primordialmente con gas y se emplea para la alimentar o formar un casquete de gas. La inyección en arreglos consiste en arreglos geométricos de 4, 5, 7 y 9 pozos, cada vez es menos usado debido al incremento de conocimientos en la caracterización estática y dinámica que permite la determinación del punto óptimo para pozos de inyección sin importar su geometría (Xian-zhang, 1983).

## **2.6. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**

La recuperación terciaria, también conocida como recuperación mejorada es aquella técnica que se aplica posterior a la recuperación primaria o secundaria, generalmente estos métodos de mejoramiento de producción son empleados antes de que termine la

energía natural del yacimiento, lo anterior con el objetivo de aprovechar al máximo la presión del yacimiento para la extracción de las reservas de hidrocarburos (Al-Mudhafar & Wojtanowicz, 2020).

Estudios demuestran que aún después de haber aplicado diferentes métodos de recuperación primaria y secundaria, el yacimiento contiene alrededor del 70% de petróleo original in-situ (Li et al., 2013).

A excepción de yacimientos cuya complejidad es alta como son los yacimientos lenticulares, los naturalmente fracturados, o los porcentajes de recuperación se ven afectados por la complejidad de su explotación (Katiyar et al., 2020).

Esto se debe a que la eficiencia de recuperación de los métodos tanto primarios como secundarios están limitados principalmente porque a nivel de poro; el crudo alcanza saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos atrapados por las fuerzas capilares, además, a nivel de yacimiento existen zonas en las que el fluido de inyección no penetra durante la recuperación secundaria, ya sea por la baja permeabilidad de estas zonas o porque la geometría y arreglo de los pozos no es favorable (Shtepani, 2007).

La recuperación mejorada se basa en la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de materiales que no están presentes en el yacimiento, para poder emplear estas técnicas se requiere de exhaustivos estudios debido a sus altos costos operativos (Ferguson et al., 2010).

Para aumentar la eficiencia de barrido en el reservorio, una de las opciones es disminuir la viscosidad empleando métodos térmicos (Al-Aulaqi et al., 2018).

También es posible aumentar la viscosidad del fluido inyectado con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales con biopolímeros (Alagic et al., 2020).

Los métodos de recuperación mejorada están divididos en dos clases:

Métodos térmicos:

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

Métodos químicos:

- Métodos miscibles (solventes, CO<sub>2</sub>, microemulsiones).
- Inyección de agua viscosa (polímeros).
- Combinación de los tres anteriores (ASP).
- Métodos de baja tensión (surfactante).
- Métodos alcalinos.

Generalmente el empleo de métodos químicos se lleva a cabo cuando los hidrocarburos presentes en el yacimiento son más viscosos que aquellos hidrocarburos apropiados para la inyección de gas, pero menos viscosos que aquel que sea apropiado para aplicar en la recuperación de tipo térmico (Fernandes et al., 2019).

De igual forma, se requiere que exista una permeabilidad media en el yacimiento y que el nivel de arcillas sea bajo, esto debido a que las arcillas incrementan la absorción de los químicos inyectados (Miller et al., 2019).

En reservorios cuyo petróleo es muy viscoso o en reservorios de lutitas petrolíferas es necesario emplear los métodos de recuperación terciaria desde el inicio de la vida productiva del yacimiento, es decir, no se restringen para ninguna etapa en particular en la vida de explotación del yacimiento (Zhang et al., 2019).

Los procesos de inyección en conjunto con el fluido de inyección y la energía natural se complementan para poder desplazar los hidrocarburos hacia un pozo productor. Así mismo, el fluido de inyección interactúa con el sistema roca-fluido, debido a mecanismos químicos, físicos y a la inyección o producción de energía térmica, con el fin de generar las condiciones adecuadas para la recuperación del petróleo (Kurtoglu et al., 2013).

Dichas interacciones son las que dan lugar a diferentes tipos de mecanismos de recuperación de petróleo de cada método en específico, estas relaciones pueden ser la disminución de la tensión interfacial, modificación de la mojabilidad, comportamiento favorable de fase y reducción de la viscosidad del petróleo (Feder, 2019).

### 2.6.1. Tipos de inyección.

Existen dos tipos de inyección que van de acuerdo con la posición de los pozos productores e inyectores.

- ***Inyección periférica o externa.***

La inyección periférica o externa consiste en la inyección de agua fuera de la zona del petróleo, cerca del contacto agua petróleo, por lo que los pozos inyectores se ubican al límite del yacimiento para que el petróleo sea desplazado al interior (Maya et al., 2014).

La aplicación de este tipo de inyección se emplea cuando no se tiene un buen conocimiento sobre la estructura del yacimiento, no se requiere de pozos adicionales ya que se pueden usar pozos cerrados o con baja producción, disminuyendo la inversión en áreas donde hay pozos perforados en forma irregular o donde el espacio entre pozos es muy grande.

El problema de este tipo de inyección es el seguimiento sobre la eficiencia del desplazamiento del frente de avance en comparación a la inyección en arreglos.

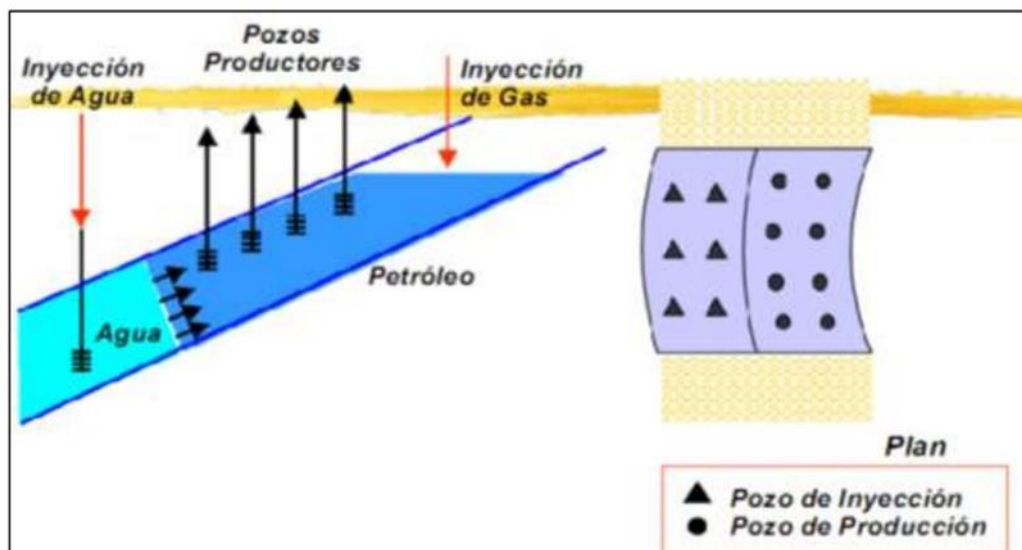


Figura 6. Inyección de agua y gas para la producción del petróleo (Paris de Ferrer, 2001).

- ***Inyección con arreglos o dispersed.***

La inyección con arreglos o dispersed se realiza en la zona de petróleo con poco buzamiento (magnitud de inclinación con respecto al plano horizontal) y gran



extensión areal, el agua invade esta zona y desplaza los fluidos invadidos hacia los pozos productores, siguiendo un arreglo geométrico entre pozos el cual depende del espaciamiento, continuidad, porosidad, permeabilidad y pozos disponibles (Brandvik et al., 2016).

La amplia experiencia en el diseño y evaluación de proyectos EOR (recuperación mejorada) en todo el mundo, han concluido que los proyectos EOR exitosos siempre se basan en la disponibilidad económica de los fluidos inyectados EOR apropiados.

Existen buenos objetivos de EOR en casi todas partes, pero el factor limitante es la disponibilidad del fluido de inyección EOR apropiado a un costo aceptable (Sarma et al., 2017).

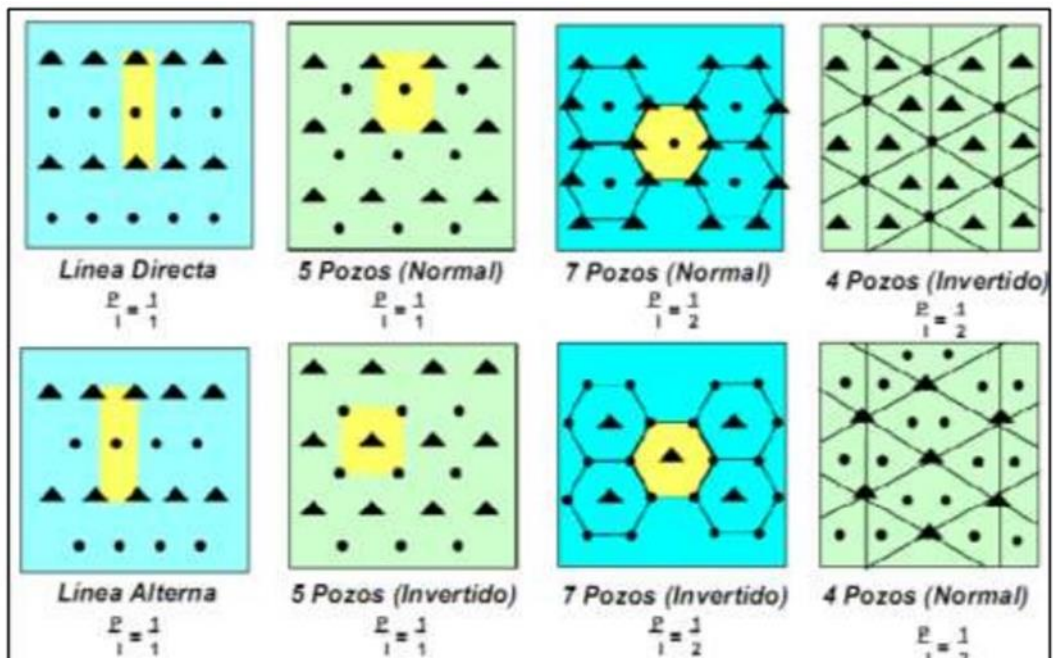


Figura 7. Tipos de arreglos de pozos (Paris de Ferrer, 2001).

### 2.6.2. Inyección continua de vapor.

La inyección continua de vapor es un proceso que consiste en elevar la temperatura del yacimiento y así calentar el petróleo a temperaturas más altas con la finalidad de disminuir su viscosidad para aumentar su movilidad y su flujo a través de la formación (Lacerda et al., 2008).

Desde el pozo inyector el vapor desplaza al crudo hacia los pozos productores. A medida que el vapor inyectado se desplaza hacia el depósito alejándose del pozo inyector, su temperatura cae por las pérdidas de calor y empieza a condensarse, mientras que disminuye la saturación residual y aumenta la permeabilidad relativa (AbdulHadi et al., 2018).

Estos parámetros representan puntos a evaluar muy importantes, ya que afectan la recuperación de petróleo, dicho esto se entiende que el objetivo principal de un proceso de inyección continua de vapor es incrementar el factor de recobro mediante la reducción de la saturación residual del petróleo. (Mongy & Shedid, 2015).

Aunque este proceso pueda parecer sencillo se deben tener en cuenta varios parámetros para que su aplicación sea efectiva:

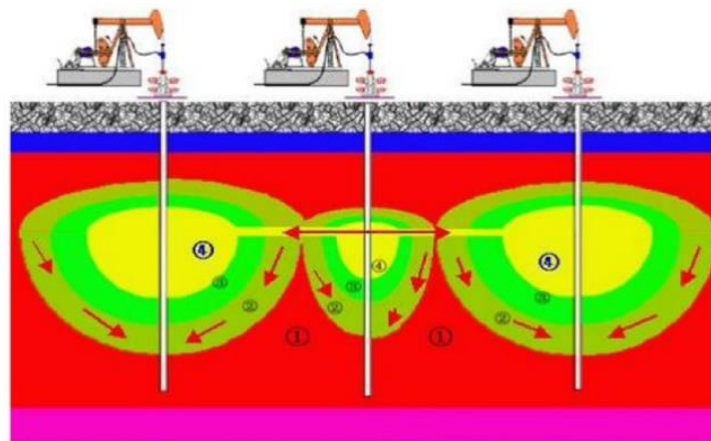
- El petróleo original in situ debe ser mayor a 1200 bls/acre-pie.
- La porosidad del yacimiento debe ser mayor al 30%.
- La gravedad API debe estar entre 13 a 25.
- La profundidad de la formación petrolífera debe ser menor a 6000 pies.
- La transmisividad de la formación debe estar en el orden de 30-3000 md pies/cps.

En este proceso de recobro térmico, se deben considerar las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento, además de los parámetros operacionales, la heterogeneidad del yacimiento y problemas asociados al pozo que causan trayectorias desconocidas en el flujo del vapor, estas heterogeneidades incluyen intercalaciones de arcilla, variación direccional de la porosidad y permeabilidad (Holtzclaw & Branson, 2007).

Para la aplicación de este método se debe tomar en cuenta la ventana de aplicación, esto se refiere al momento idóneo para usarla, resulta eficiente que sea un yacimiento somero debido a que disminuye las pérdidas de calor a través del pozo, también que en yacimientos más profundos existe una mayor presión y aumentan el riesgo de fallas operacionales y hay necesidad de suministrar más calor (Zhao et al., 2003).

A pesar de que la temperatura no disminuye la eficiencia del método es deseable que se encuentre entre 300 a 400 grados Fahrenheit. En este proceso se escoge el agua por poseer una alta capacidad de transporte de calor, el generador de vapor provee vapor de presiones entre 2000 a 2500 psi, con calidad de entre 80 a 85 %, esta agua debe ser limpia para evitar la corrosión del equipo y partículas sólidas suspendidas en el vapor (Wang et al., 2018)

El agua debe tener una dureza menor a 1ppm (parte por millón), sólidos totales disueltos menores a 20% y menos de 5ppm de sólidos suspendidos con un pH de 7 a 12. La distancia entre los pozos depende de los parámetros del yacimiento y los gastos económicos, generalmente el plan de explotación contempla un espaciamiento mínimo que permita la aplicabilidad de recobro secundario y terciario para el futuro (Gu et al., 2013).



*Figura 8. Inyección continua de vapor (Xiaohu Donga, 2017).*

### **2.6.3. Inyección continua de CO<sub>2</sub>.**

El dióxido de carbono concentrado es generalmente aceptado como un fluido relevante para la recuperación mejorada de petróleo. El desplazamiento miscible del petróleo por el CO<sub>2</sub> se produce cuando el CO<sub>2</sub> es capaz de extraer suficientes componentes intermedios del petróleo para formar una zona de transición composicional que puede desplazar misciblemente al petróleo (Ferguson et al., 2010)..

En condiciones de miscibilidad, la reducción en la tensión interfacial entre el petróleo y el gas que lo desplaza teóricamente significa que no puede quedar atrapado ningún petróleo como saturación residual inmisible. Normalmente, el petróleo residual miscible es del orden del 5 al 10 por ciento de saturación. Para las condiciones en las que el CO<sub>2</sub> bajo la presión y temperatura del yacimiento no extrae componentes del petróleo suficientes para que el CO<sub>2</sub> enriquecido con petróleo se vuelva miscible con el petróleo, la recuperación de petróleo es promovida por mecanismos de expansión y reducción de la viscosidad (Ferguson et al., 2010).

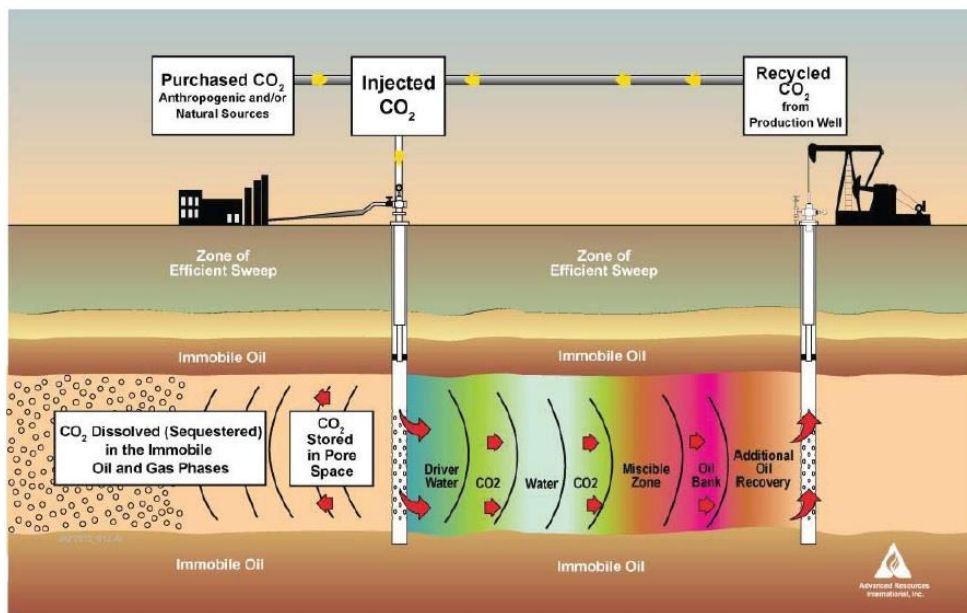


Figura 9. Proceso para inyección de CO<sub>2</sub> (Vello A. Kuuskraa, 2013).

## **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El presente trabajo se fundamenta en la investigación cuantitativa acerca de la simulación de yacimientos en CMG, mediante el empleo de diferentes tipos de inyección con el objetivo de determinar qué método de recuperación es más factible aplicar para aumentar el factor de recobro de un campo hipotético.

### **3.2. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Los datos y aspectos técnicos para las simulaciones numéricas de yacimientos se obtuvieron de Gaspar et al. (2015).

Las condiciones de contorno y para el análisis de económico fueron impuestas bajo las condiciones de estudio de UNISIM-1D.

### **3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA**

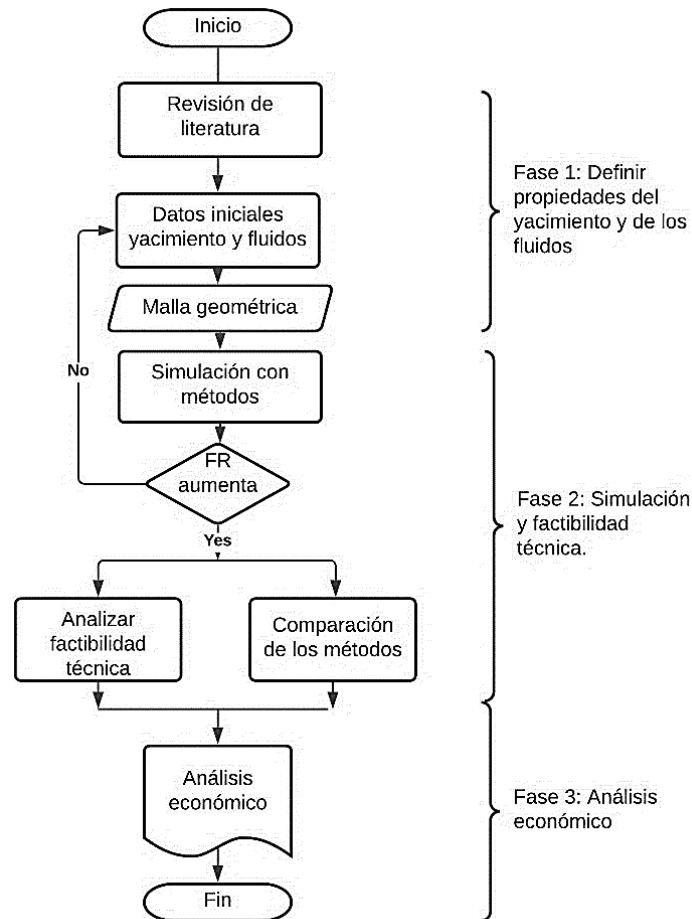
#### **3.3.1. Población.**

La población de este trabajo es de tipo finita debido al número determinado de componentes (Shenk & Westerhaus, 1991).

En este caso en la malla computacional para la simulación, con 60000 elementos.

### **3.4. MODELAMIENTO DEL RESERVORIO**

El siguiente diagrama de flujo, indica la metodología de este proyecto, que se describirá paso a paso.



*Figura 10. Esquema general de la metodología.*

Este diagrama muestra tres fases. La fase 1 consiste en revisión de literatura acerca de las temáticas: ingeniería de yacimientos, recuperación secundaria y mejorada de petróleo para la redacción de este proyecto. Una vez definidos las características roca-fluidos, se elabora la malla computacional para los cálculos en el simulador (Lintermann, 2021).

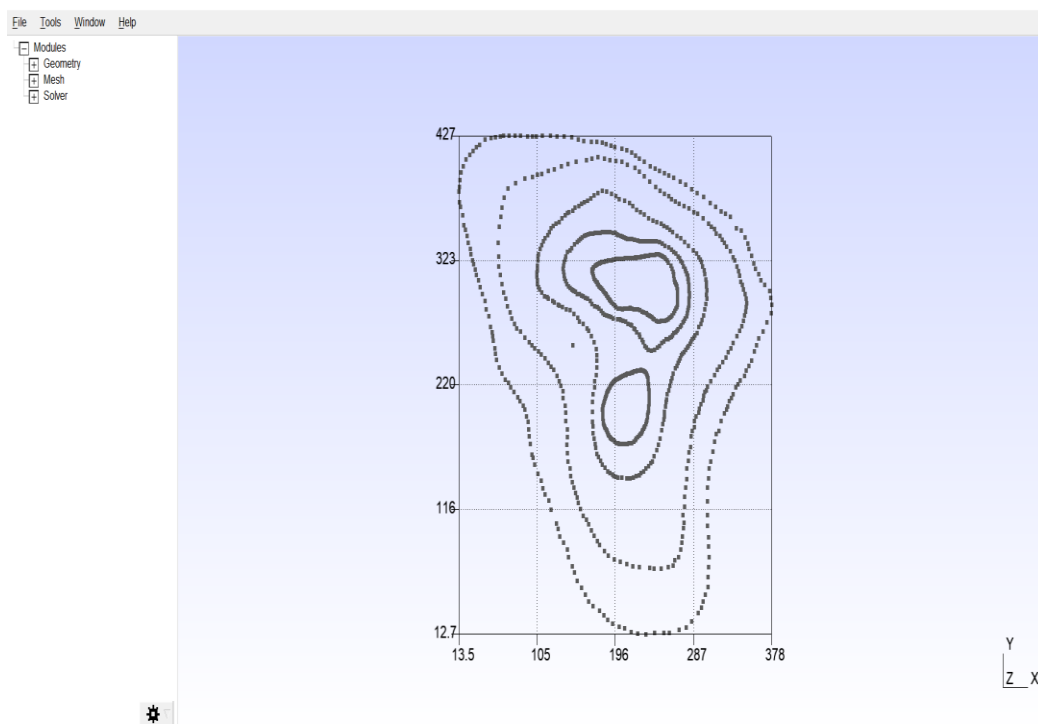
La fase 2, consiste en la simulación con los métodos de inyección de agua, inyección continua de vapor y de CO<sub>2</sub>. Aquí se define el tiempo de producción utilizando cada método. Se insertan los pozos tanto productores como inyectoras. Terminada la simulación se obtienen datos como producción instantánea, acumulada, factor de recobro y porcentaje de agua producida. Si el factor de recobro aumenta, el siguiente paso es el análisis de los resultados para la factibilidad técnica (Genbao et al., 2000).

Caso contrario se volvería a insertar datos de propiedades de los fluidos y del yacimiento. Posteriormente, se comparan los resultados obtenidos por cada método de recuperación.

La fase 3 consiste en realizar el análisis económico de cada método en Excel para la obtención de la rentabilidad.

### 3.4.1. Condición estática

En la elaboración de la malla computacional se utiliza el programa Gmsh. En este programa se realizan: el mapa de isopacas, espesores, topes y bases del yacimiento mediante inserción de puntos. Gmsh es un software que permite realizar mallas en 1, 2 y 3D mediante un motor CAD (diseño asistido por computadora) y un postprocesador (Carmona et al., 2016).



*Figura 11. Mapa de isopacas generado en Gmsh.*

Que genera nodos, líneas y elementos, entre más celdas (elementos) el simulador será más preciso al realizar los cálculos, sin embargo su tiempo al realizarlos será mayor (Plešek et al., 2012).

La figura 11, muestra la interfaz de Gmsh, en el cual se agregan puntos para darle forma al mapa de isopacas, se obtiene un archivo para posteriormente importarlo

en Builder de CMG, obteniendo así la malla computacional sobre la cual se realizarán las simulaciones.

Se definen las propiedades del yacimiento y de los fluidos, para esto se utilizará software comercial de simulación numérica de yacimientos.

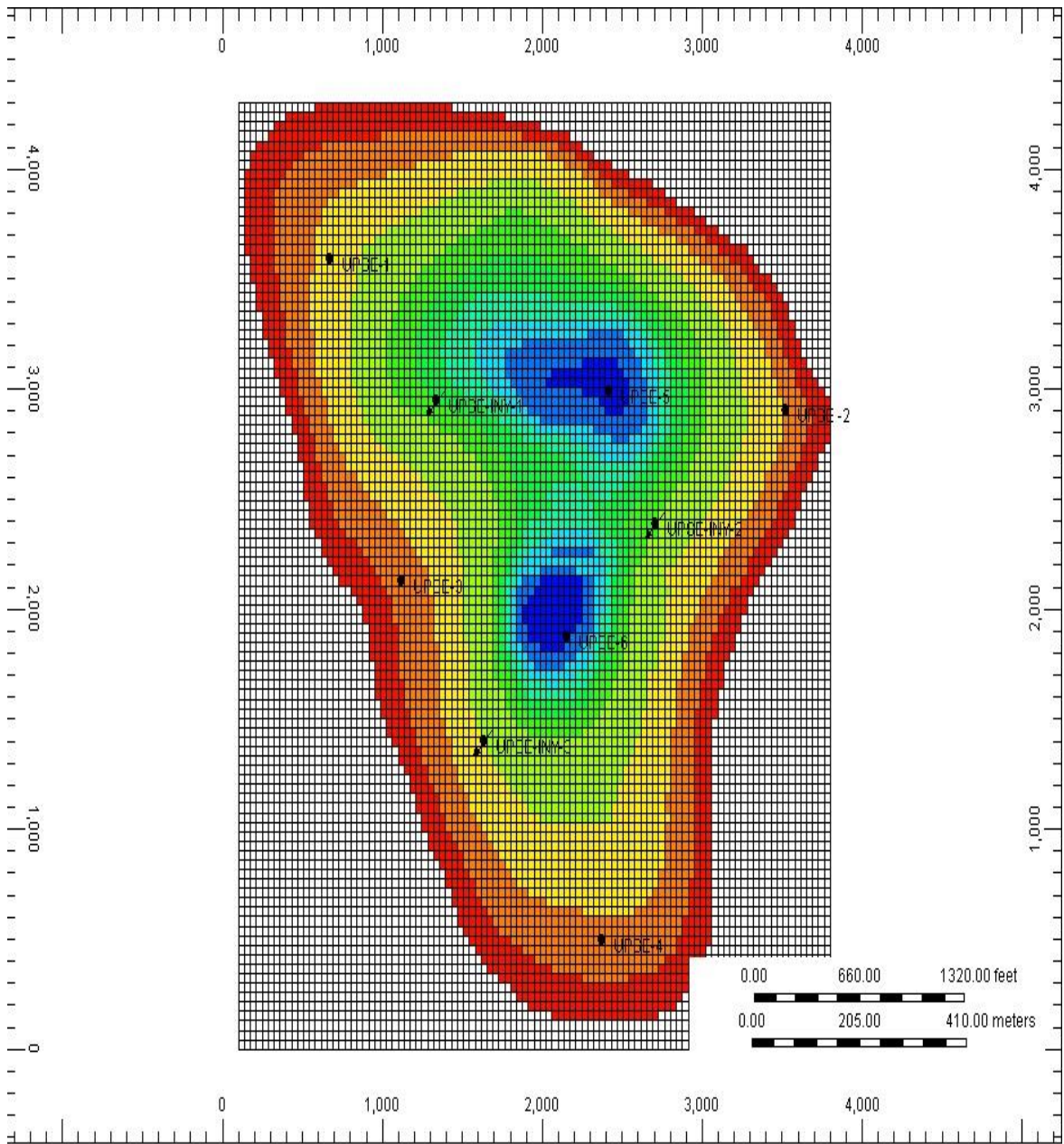
CMG resuelve ecuaciones diferenciales para poder obtener resultados ante diferentes escenarios.

Las ecuaciones diferenciales generalmente son: Ecuación diferencial de la presión, flujo y saturación.

Para resolver las ecuaciones se utilizan métodos de simulación numérica tales como: método de las diferencias finitas, elementos finitos, volúmenes finitos o métodos combinados.

La figura 12 muestra la malla computacional en Builder, la cual tendrá características como propiedades de la roca y fluidos, geometría de la malla y los elementos, en este caso es cuadrilátera (Kozelkov et al., 2016). Debido a que el software utiliza el método de la diferencias finitas (Mishra & Pandey, 2017).





*Figura 12. Malla computacional en CMG.*

### **3.4.2. Propiedades de la roca y el fluido del reservorio**

Para las propiedades de la roca se correlacionaron datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de UNISIM 1D propuesto por Gaspar et al. (2015).

*Tabla 1. Condiciones de contorno.*

	Características	Valor	Unidad	Primaria	Agua	CO <sub>2</sub>	Vapor
Propiedades del yacimiento	Espesor	20	ft	x	x	x	x
	Porosidades	0.15 a 0.30		x	x	x	x
	Permeabilidades	250 a 1750	md	x	x	x	x
	Temperatura yacimiento	210	°F	x	x	x	x
Propiedades de los fluidos	Coefficiente expansión térmico	3.19E-06	Btu/ft <sup>2</sup> h °F			x	x
	Presión de burbuja	600	psi	x	x	x	x
	Densidad petróleo	58.249	lb/ft <sup>3</sup>	x	x	x	x
	Densidad relativa gas	0.7		x	x	x	x
	Densidad del agua	61.054	lb/ft <sup>3</sup>	x	x	x	x
	Peso molecular del petróleo	281.852	lb/lb mol	x	x	x	x
Condiciones de producción e inyección	Temperatura de inyección	400	°F			x	x
	Calidad de vapor	0.7				x	x
	Caudal (Q) máximo de	1000	bbl/d	x	x	x	x
	Q inyección de agua (STW)	500			x		
	Q inyección de vapor y CO <sub>2</sub> (STG)	500	f <sup>3</sup> /d			x	x

### 3.4.3. Reservorio a condiciones dinámicas

La figura 13, corresponde a una vista 3D del yacimiento con los pozos productores UPSE 1 a UPSE 6, y los pozos inyectores UPSE-INY-1 a UPSE-INY-3. La tabla 1, muestra las condiciones de contorno tanto del yacimiento, fluidos y operatividad de los pozos.

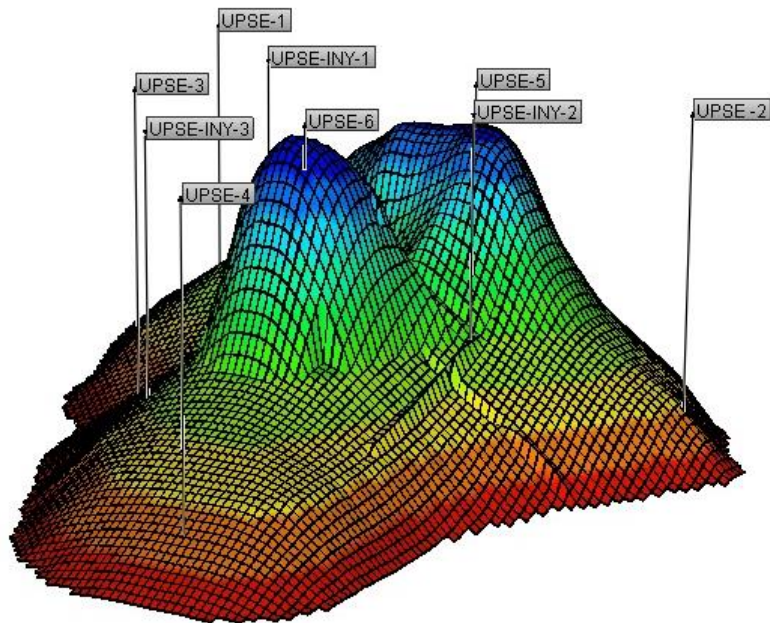


Figura 13 Yacimiento 3D con pozos productores e inyectores

- **Permeabilidades relativas**

La figura 14, muestra las permeabilidades relativas obtenidas mediante el modelo de CMG utilizando las condiciones de contorno.

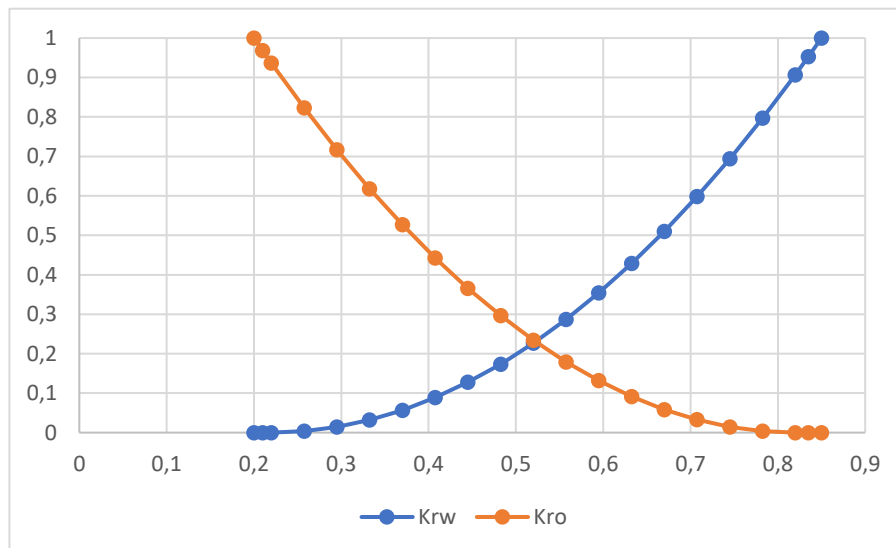


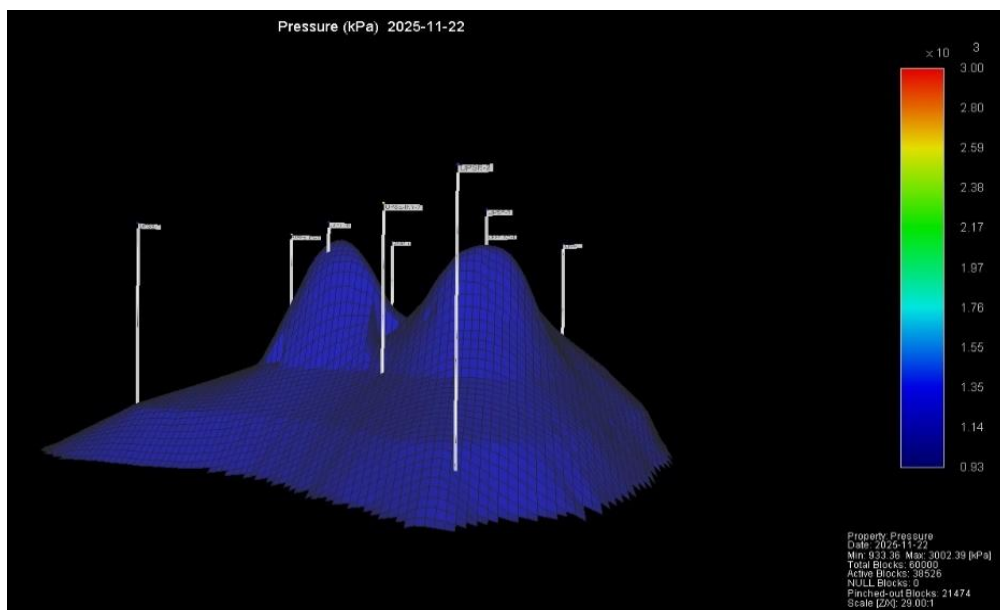
Figura 14 Permeabilidades relativas generadas

# CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El presente capítulo consiste en detallar la información acerca de los resultados obtenidos al realizar las simulaciones, para los 4 casos que se aplicaron al campo en estudio. El 22/11/2022 es la fecha de inicio para todos los casos y la fecha fin es el 22/11/2025. Se definieron estas fechas para comprobar la efectividad de los métodos con el transcurrir del tiempo para la recuperación primaria, secundaria y mejorada. Los valores de producción descritos corresponden a los resultados de todo el campo.

## 4.1.RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

### 4.1.1. Distribución de presión

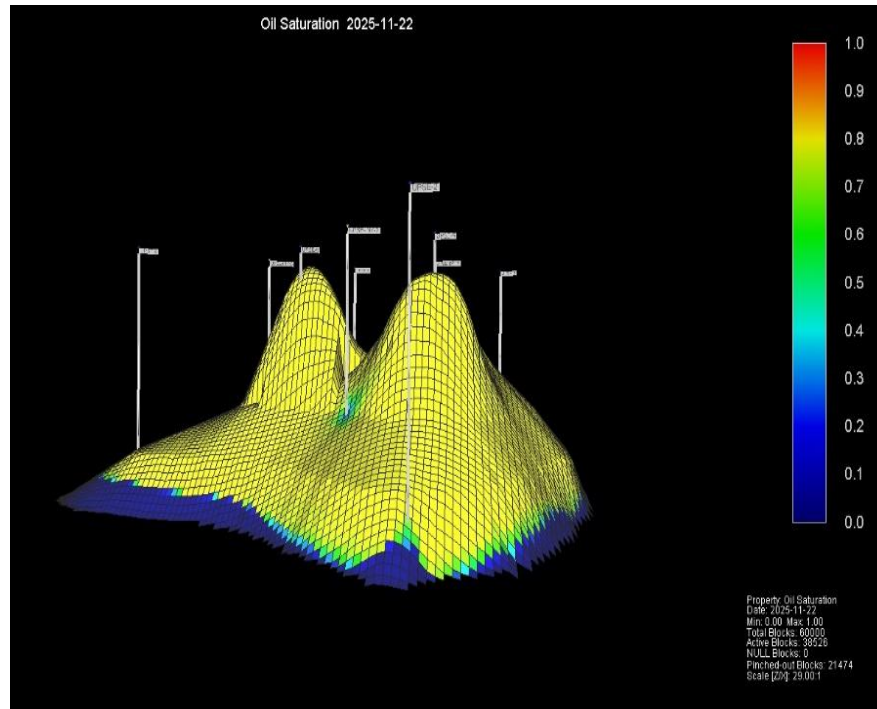


*Figura 15 Distribución de la presión al finalizar la simulación*

La presión inicial del reservorio es 3000 Kpa, debido a que el reservorio ha sido sometido a varios procesos de simulación, la presión final es de 1000Kpa, este

cambio surge porque tiene 6 productores y 3 inyectores, que fueron colocados de acuerdo con los puntos donde existía mayor saturación de petróleo (Figura 15).

#### 4.1.2. Distribución de la saturación



*Figura 16 Distribución de la saturación al finalizar la simulación*

La figura 16, muestra la condición de saturación al finalizar los mecanismos de recuperación empleados. Tal valor oscila entre el 0,70 y 0,80 de  $S_o$  en las capas de menor profundidad, prácticamente el reservorio sigue conteniendo petróleo insitu. El valor de  $S_o$  es 0.50 a 0.60 para los intervalos perforados descritos en los anexos del análisis económico.

### 4.1.3. Especificaciones del procesador

Tabla 2. Especificaciones computacionales

Capacidad computacional	
Procesador	i7 9na generación
Memoria RAM	12 Gigabytes (GB)
Software	CMG 2015
Tiempo de simulación	horas
Caso 1 Flujo natural	0.16
Caso 2 Inyección de agua	0.25
Caso 3 Inyección de vapor	5
Caso 4 Inyección de CO <sub>2</sub>	12

### 4.1.4. Producciones acumuladas obtenidas

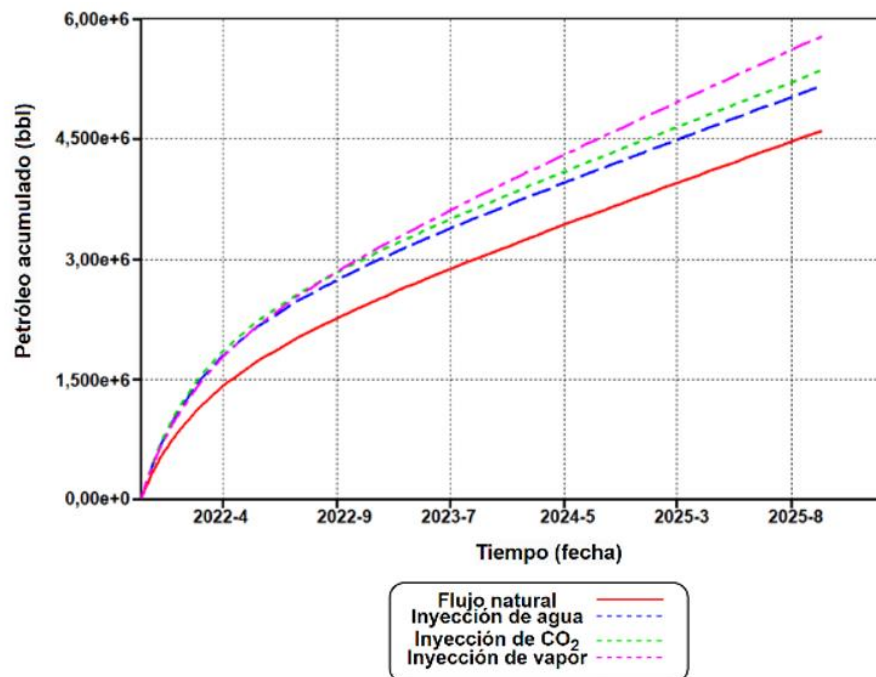


Figura 17 Producciones acumuladas obtenidas para los casos en estudio

- **Caso I – Producción a flujo natural**

La figura 17, muestra las producciones acumuladas obtenidas, para el caso 1 de flujo natural, se creó el reservorio a condiciones estáticas y dinámicas y se obtiene un pico máximo de producción acumulada de  $4,51 \times 10^6$  Barriles.



- **Caso II – Inyección de agua**

Representa el método de recuperación secundaria de inyección de agua y la máxima producción acumulada es de  $5 \times 10^6$  Barriles.

- **Caso III – Inyección de CO<sub>2</sub>**

Representa el método de recuperación mejorada de inyección de CO<sub>2</sub> y la máxima producción acumulada es de  $5,3 \times 10^6$  Barriles.

- **Caso IV – Inyección de Vapor**

Representa el método de recuperación mejorada de inyección de Vapor y la máxima producción acumulada es de  $5,8 \times 10^6$  Barriles.

#### 4.1.5. Factores de recobro

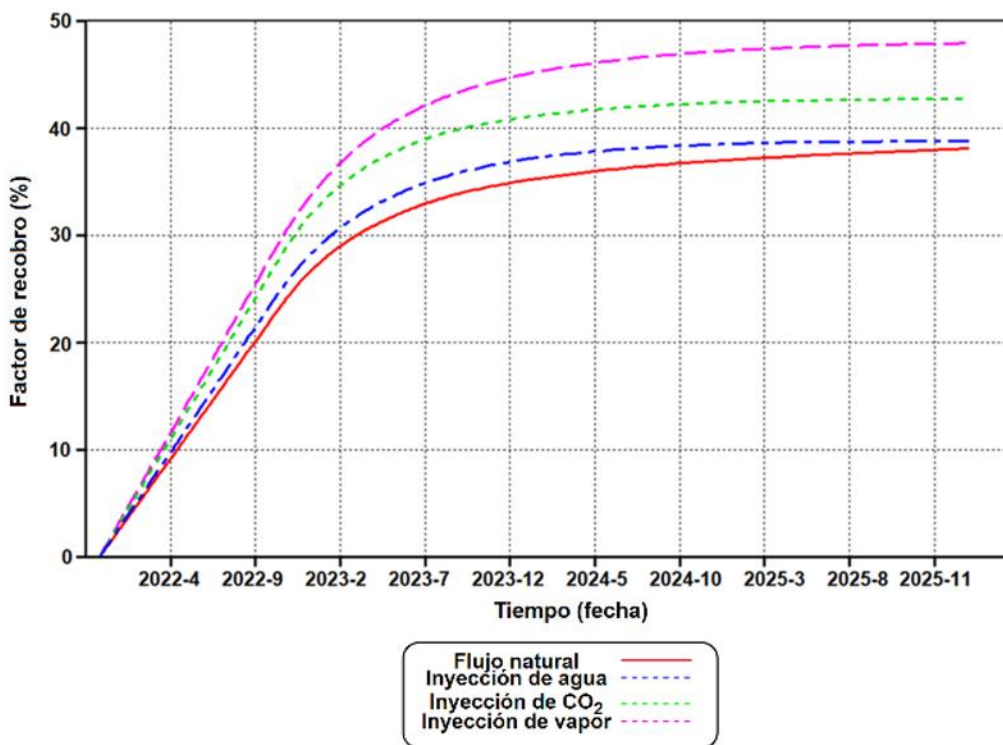


Figura 18 Factor de recobro obtenido para los casos en estudio

El factor de recobro para las condiciones normales de flujo natural es de 38%, para el método de inyección de agua es de 39%, para el método de inyección de CO<sub>2</sub> es de 43% y para el método de inyección de vapor es de 48%. Lo cual representa que en el campo se pueden aplicar los 4 métodos y serán factibles.

## 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Este apartado se fundamenta de las producciones obtenidas como variables principales; además, nos permite conocer el método con mayor rentabilidad para el campo en estudio; porque detallan las inversiones para cada caso y las ganancias obtenidas. Para ello se utilizó la metodología del caso UNISIM-I-D, para la selección de la estrategia de producción (Santos, Avansi, & Schiozer, 2015).

$$Inv_{plat} = 417 + (16.4 * Cp_o + 3.15 * Cp_w + 3.15 * Ci_w + 0.1 * n_w) \quad (12)$$

Donde:

$Inv_{plat}$ : Inversión de plataforma (USD\$ millones).

$Cp_o$ : Capacidad de procesamiento del petróleo =  $Cp_L$ : Capacidad de procesamiento del líquido (1000 m<sup>3</sup>/día).

$Cp_w$ : Capacidad de procesamiento del agua (1000 m<sup>3</sup>/día).

$Ci_w$ : Capacidad de inyección de agua (1000 m<sup>3</sup>/día).

$n_w$ : Número de pozos.

$$NPV = \sum_{j=1}^{N_t} \frac{NFC_j}{(1+i)^{t_j}}$$

Donde:

$NFC_j$ : Flujo de caja neto en el período  $j$ .

$j$ : Período de tiempo.

$N_t$ : número total de períodos de tiempo.

$i$ : Tasa de descuento.

$t_j$ : tiempo del período  $j$  (tiempo promedio del período) relacionado con la fecha de análisis.

$$NFC = [(R - Roy - ST - OC)] - Inv - AC \quad (13)$$

Donde:



*NFC*: Flujo de caja neto.

*R*: Ingresos brutos por venta de petróleo y gas.

*Roy*: Monto total pagado en regalías (con cargo sobre los ingresos brutos).

*ST*: Monto total pagado en Impuestos Sociales (impuestos especiales sobre los ingresos brutos).

*CO*: Costos operativos de producción (asociados a la producción de agua y petróleo y al agua).  
inyección).

*T*: Tasa de impuesto.

*Inv*: Inversiones en equipos e instalaciones (plataforma, pozos productores e inyectores, sistemas de red, tuberías, entre otros.).

*Tabla 3. Consideraciones fiscales*

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Tasa de impuesto (%)	34.0
Tasas de impuestos - cobradas sobre los ingresos brutos (%)	9.25
Tasa de regalías - cobradas sobre los ingresos brutos (%)	10.0

Tabla 4 Escenario económico determinista

Variable	Valor	Unidad
Precio del petróleo	314.5	(USD/m <sup>3</sup> )
Costos de producción de petróleo	62.9	(USD/m <sup>3</sup> )
Costos de producción de agua	62.9	(USD/m <sup>3</sup> )
Costos de inyección de agua	62.9	(USD/m <sup>3</sup> )
Inversión en perforación y completación de pozo vertical	21.67	(USD millones)
Inversión en conexión (pozo-plataforma) de pozo vertical	13.33	(USD millones)
Inversión en re-completación de pozo vertical	8.00	(USD millones)
Inversión en conversión de pozos	10	(USD millones)
Inversión en el 1 <sup>er</sup> ICV por pozo	1.00	(USD millones)
Inversión en 2 <sup>do</sup> o más ICV por pozo	0.30	(USD millones)
Costo de abandono (% inversión en perforación y completación)	8.20	-
Tasa de descuento anual (%)	9.00	-

#### 4.2.1. Análisis económico para flujo natural.

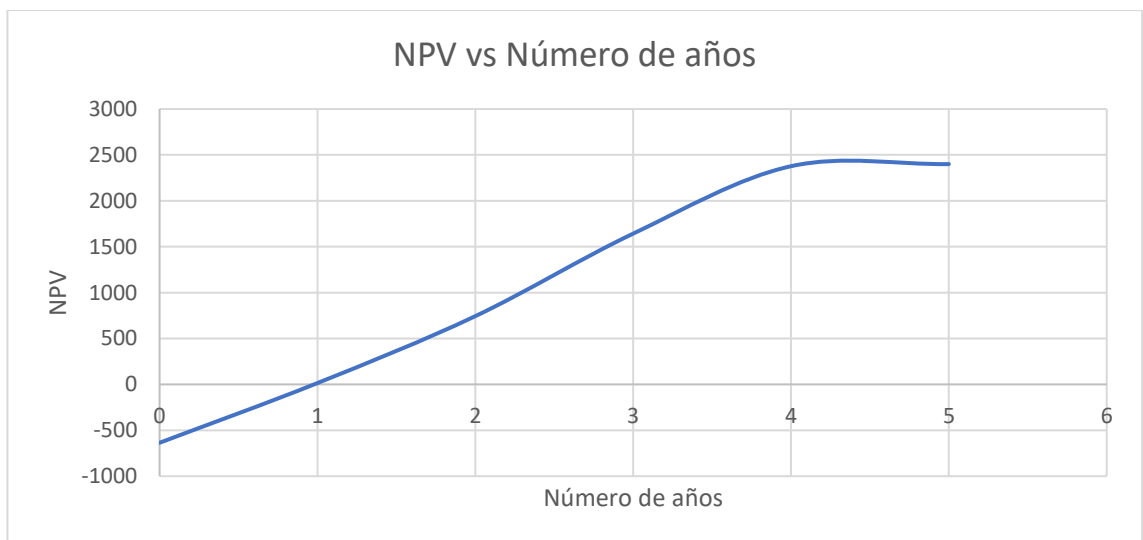


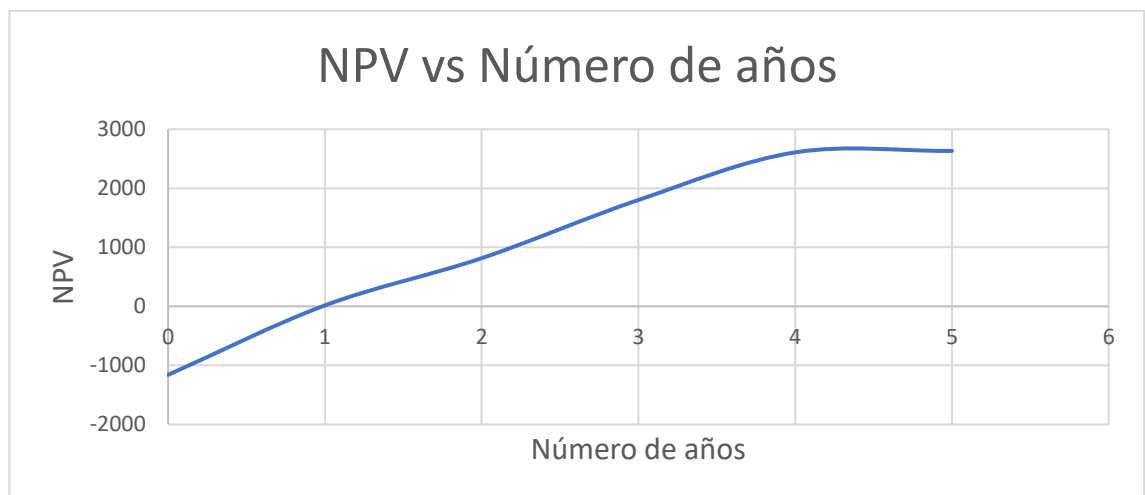
Figura 19 Valor actual neto para flujo natural

La figura 19, detalla el comportamiento de la inversión que se debe realizar para un proyecto de perforación de un pozo exploratorio, o cuando se perfora un pozo nuevo a producción con una inversión de 635,82 MMUSD.

Los egresos obtenidos son 11092,454 MMUSD, los ingresos que nos genera por la producción del campo es 25719,03191 MMUSD y las ganancias para este caso son favorables y se obtiene 14626,57820 MMUSD para los 5 años.

El valor negativo de la curva del valor actual neto NPV son por las inversiones que se deben realizar y el crecimiento continuo refleja las ganancias. Los detalles completos del análisis económico para este caso se pueden observar en el Anexo A.

#### 4.2.2. Análisis económico para inyección de agua.



*Figura 20 Valor actual neto para inyección de agua*

La figura 5, detalla el comportamiento de la inversión que se debe realizar para un proyecto de recuperación secundaria con una inversión de 1160,28 MMUSD. Los egresos obtenidos son 12699,241 MMUSD, los ingresos que nos genera por la producción del campo son de 28290,935 MMUSD y las ganancias para este caso son favorables y se obtiene 15591,69375 MMUSD para los 5 años. Los detalles completos del análisis económico para este caso se pueden observar en el Anexo B.

### 4.2.3. Análisis económico para inyección de CO<sub>2</sub>.

*Tabla 5. Condiciones del reservorio*

<b>Parámetros de modelo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Número de pozos	9	
Espaciado de pozos	300	m
Espaciamiento de fracturas	50	m
Fractura de longitud media	100	m
Conductividad de fractura	100	md ft
Número de etapas	21	

*Tabla 6. Precio del CO<sub>2</sub>*

<b>Parámetros económicos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del petróleo	55	\$/bbl
Precio del gas	2,5	\$/MSCF
Precio del CO <sub>2</sub>	2,25	\$/MSCF
Tasa de descuento	10	%

*Tabla 7. Costos de perforación y producción*

<b>Costos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Costos de perforación	2,000,000	\$/pozo
Costos de completación	1,500,000	\$/pozo
Costo fijo de fracturamiento	1,500,000	\$/pozo
Costo de fractura por altura de fractura	691	\$/m
Costo total de fracturamiento	6,101,100	\$/pozo
Costo de levantamiento de petróleo	10	\$/bbl
Costo de procesamiento de gas	0,25	\$/MSCF
Costo de tratamiento de agua	0,5	\$/bbl
Costo de inyección de agua	0,75	\$/bbl

*Tabla 8. Valor actual neto para flujo natural*

<b>Resultados económicos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Inversión (CAPEX)	86,41	MMS
NCF acumulativo sin descuento	-86,389	MMS
VAN del proyecto	1566,38	MMS
Periodo de pago con descuento	2	-
Proporción de beneficio descontado de inversión	18,13	-

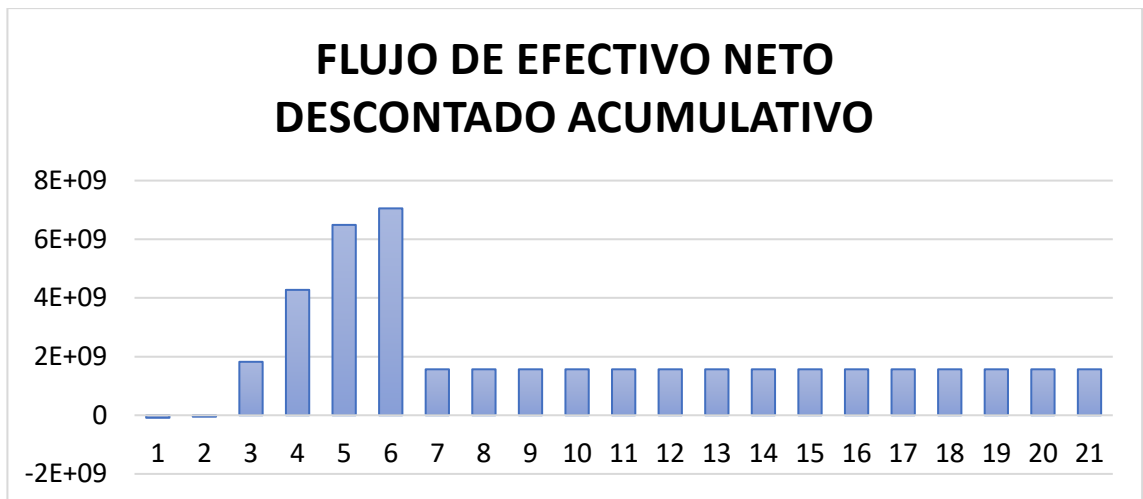


Figura 21 Flujo de efectivo para inyección de CO<sub>2</sub>

Las ganancias son de 1566,38 MM\$, se debe realizar una inversión de 86,41MM\$, los valores obtenidos para este análisis se detallan en el anexo C.

#### 4.2.4. Análisis económico para inyección de vapor.

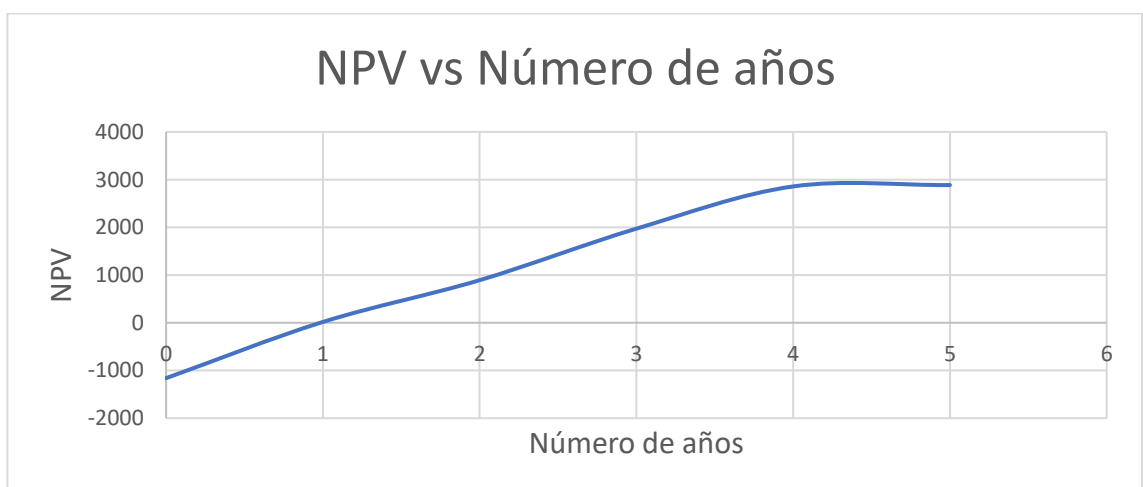


Figura 22 Valor actual neto para inyección de vapor

El gráfico 3, detalla el comportamiento de la inversión que se debe realizar para los proyectos de recuperación mejorada con una inversión de 1160,38 MMUSD. Los egresos obtenidos son 13677,713 MMUSD, los ingresos que nos genera por la producción del campo son de 30862,82 MMUSD y las ganancias para este caso

son favorables y se obtiene 17185,12 MMUSD para los 5 años. Los detalles completos del análisis económico para este caso se pueden observar en el Anexo D.

*Tabla 9. Comparación rentabilidad para cada caso*

Caso	Rentabilidad (%)
Inyección de agua	13.43
CO <sub>2</sub>	18.12
Inyección de vapor	14.81

# **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1. CONCLUSIONES**

- El factor recobro óptimo obtenido mediante los casos simulados es 48% para la inyección de vapor, hasta noviembre de 2025, de acuerdo con las propiedades del reservorio al finalizar la simulación se define que aún queda hidrocarburo en el reservorio alrededor del 60 % de saturación de petróleo.
- La presión del reservorio posterior al proceso de simulación tiende a declinar alrededor de 1000 Psi debido se generó el modelo a condiciones normales para posteriormente ser convertido a Stars donde se aplicó los mecanismos de recuperación mejorada. Mediante la simulación se puede comprobar que los factores de recobro son técnicamente factibles, el análisis económico permitió identificar que el caso de inyección de CO<sub>2</sub>, tiene rentabilidad mayor considerándola relación ganancia e inversión.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Evaluar otros mecanismos asociados a la recuperación insitu para los pozos evaluados, entre ellos la factibilidad de la inyección de surfactantes y polímeros.
- Perforar más pozos inyectores en el campo para optimizar el factor de recobro, mediante una evaluación de sensibilidad de las variables de input y output que se implementan para el modelamiento estático y dinámico de la simulación de reservorios.
- Se sugiere considerar en futuras investigaciones los efectos fisicoquímicos relacionados con la inyección de CO<sub>2</sub> en las tuberías de inyección. En este estudio no se consideró debido al alcance del trabajo y del software.
- Ejecutar la simulación en mallas geométricas 3D varias veces para así observar el efecto de la producción de los pozos con respecto a el área de flujo, esto permite cerrar pozos que inicialmente se encuentren dentro de una zona de petróleo, lo mismo sucede con los acuíferos, debe verificarse que la saturación de agua no exceda a la de petróleo, así se evita las altas tasas de producción de agua.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdel-Basset, M., Al-Mufarej, M., Al-Mutawa, M., Chetri, H., Anthony, E., Al-Zaabi, H., Bolanos, N., Ruiz, H., & Harami, K. (2019). Integrated production optimization workflow provides robust platform for significant oil gain to a mature oilfield. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2018, ADIPEC 2018*. <https://doi.org/10.2118/193121-ms>
- Abdul-Latif, B. L., Dziwornu, C. K., Ha, N. P., & Riverson, O. (2016). Modeling and optimization of waterflooding in gas condensate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016*, 1716–1731. <https://doi.org/10.2118/182058-ms>
- AbdulHadi, F., Al-Ajeel, F., Sierra, T., Mohamed, A., & Heshmat, K. (2018). Improving sucker rod pump performance and overall production after applying continues steam injection in Heavy Oil Project-North Kuwait. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018*. <https://doi.org/10.2118/193800-MS>
- Ahmed, U., Crary, S. F., & Coates, G. R. (1991). Permeability estimation. The various sources and their interrelationships. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 43(5), 578–587. <https://doi.org/10.2118/19604-PA>
- Al-Aulaqi, T., Dindoruk, B., Zhang, E., Ward, D., & Al-Azri, N. (2018). *Thermal EOR Souring Prediction Tool - Technology for Cost Reduction; a Case Study from Thermal EOR Asset, Sultanate of Oman*. <https://doi.org/10.2118/190445-ms>
- Al-Mudhafar, W. J., & Wojtanowicz, A. K. (2020). A comparison simulation study of GDWS-AGD EOR process performance using CO<sub>2</sub>/APG alternatives in south rumaila oil field, Iraq. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2020-Augus*. <https://doi.org/10.2118/200418-ms>

- Al-Rbeawi, S. (2017). New analytical and hybrid model considers the impacts of non-darcy flow permeability, stimulated matrix permeability, and anomalous diffusion in fractal porous media. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, RCSC 2017*, 175–202. <https://doi.org/10.2118/185980-ms>
- Alagic, E., Dopffel, N., Bødtker, G., Hovland, B., Mukherjee, S., Kumar, P., & Dillen, M. (2020). Biodegradation mitigation and protection strategies for the biopolymer schizophyllan. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/200562-MS>
- Almeida da Costa, A., Costa, G., Embiruçu, M., Soares, J. B. P., Trivedi, J. J., Rocha, P. S., Souza, A., & Jaeger, P. (2021). The influence of rock composition and ph on reservoir wettability for low-salinity water-CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery applications in brazilian reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 24(1), 45–65. <https://doi.org/10.2118/195982-PA>
- Bagheripour Haghighi, M., Ayatollahi, S., & Shabaninejad, M. (2012). Comparing the performance and recovery mechanisms for steam flooding in heavy and light oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012*, 1, 28–36. <https://doi.org/10.2118/144797-ms>
- Bhattacharya, S., & Nikolaou, M. (2016). Comprehensive optimization methodology for stimulation design of low-permeability unconventional gas reservoirs. *SPE Journal*, 21(3), 947–964. <https://doi.org/10.2118/147622-pa>
- Brandvik, P. J., Johansen, Davies, E. J., Leirvik, F., Krause, D. F., Daling, P. S., Dunnebier, D., Masutani, S., Nagamine, I., Storey, C., Brady, C., Bellore, R., Nedwed, T., Cooper, C., Ahnell, A., Pelz, O., & Anderson, K. (2016). Subsea dispersant injection - Summary of operationally relevant findings from a multi-year industry initiative. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility*. <https://doi.org/10.2118/179401-ms>
- Busahmin, B. S., & Maini, B. B. (2010). Effect of solution-gas-oil-ratio on performance

- of solution gas drive in foamy heavy oil systems. *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010*, 4, 2404–2413. <https://doi.org/10.2118/137866-ms>
- Byrnes, A. P., Zhang, S., Canter, L., & Sonnenfeld, M. D. (2018). Application of integrated core and multiscale 3-D image rock physics to characterize porosity, permeability, capillary pressure, and two- And three-phase relative permeability in the Codell Sandstone, Denver Basin, Colorado. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018, July*, 23–25. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2901840>
- Carmona, M., Gomez, J., Bosch, J., & Lopez, M. (2016). Guide for mesh generation. *Universidad de Barcelona*, 1–23.
- Civan, F., & Rasmussen, M. L. (2002). Improved Measurement of Gas Diffusivity for Miscible Gas Flooding under Nonequilibrium vs. Equilibrium Conditions. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 126–143. <https://doi.org/10.2118/75135-ms>
- Dandekar, A. Y. (2013). Interfacial tension and wettability. In *Petroleum reservoir rock and fluid properties* (pp. 125–163). Taylor & Francis.
- Douglas, J., Darlow, B. L., Wheeler, M., & Kendall, R. P. (1979). Self-adaptive galerkin methods for one-dimensional, two-phase immiscible flow. *SPE Reservoir Simulation Symposium Proceedings, 1979-Janua*, 65–69. <https://doi.org/10.2118/7679-ms>
- Drummond, C., & Israelachvili, J. (2004). Fundamental studies of crude oil-surface water interactions and its relationship to reservoir wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(1–2), 61–81. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.04.007>
- Edobhiye, O., & Adewole, E. S. (2014). Effects of both wellbore and reservoir properties on dimensionless pressure and dimensionless pressure derivative distribution of a horizontal well in a reservoir subject to bottom water, gas cap and single edge water drive mechanisms. *38th Nigeria Annual International Conference and Exhibition*,

- NAICE 2014 - Africa's Energy Corridor: Opportunities for Oil and Gas Value Maximization Through Integration and Global Approach*, 1, 439–450. <https://doi.org/10.2118/172384-ms>
- Feder, J. (2019). Interwell EOR Pilot Proves Advantages of Polymer Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 71(06), 81–82. <https://doi.org/10.2118/0619-0081-jpt>
- Ferguson, R. C., Kuuskraa, V. A., Van Leeuwen, T. S., & Remson, D. (2010). Storing CO<sub>2</sub> with next generation CO<sub>2</sub>-EOR technology. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization 2010*, 636–642. <https://doi.org/10.2118/0112-0061-jpt>
- Fernandes, B. R. B., Pope, G. A., Sepehrnoori, K., & Lashgari, H. R. (2019). Advances in chemical EOR technologies: New development in field-scale chemical flooding simulation. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2019-May(2005)*. <https://doi.org/10.4043/29287-ms>
- Galliéro, G., Boned, C., & Baylaucq, A. (2005). Molecular dynamics study of the Lennard-Jones fluid viscosity: Application to real fluids. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 44(17), 6963–6972. <https://doi.org/10.1021/ie050154t>
- Garcia-Munoz, N. A., Garcia, D., & Serrano, R. O. (2005). Assessment of Rock Mechanics Properties Starting From Geophysics Logs with the Garcia-Garcia: A General Model For Calculating Total Compressibility and Formation. *Society of Petroleum Engineers, M*. <https://doi.org/10.2118/94589-MS>
- Gaspar, A. T., Santos, A., Maschio, C., Avansi, G., Hodendorff jr., J., & Schiozer, D. (2015). Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field. *Research Group in Reservoir Simulation and Management*.
- Genbao, Q., Xiaohui, J., & Hongmei, Z. (2000). Numerical Simulation Study of Water Injection Development in an Extra-low-permeability Fractured Reservoir, Xiaoguai Oilfield. *Proceedings of the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, IOGCEC*, 1037–1040. <https://doi.org/10.2523/64794-ms>
- Ghedan, S. G., & Canbaz, C. H. (2014). Theory and experimental setup of the new rise in core reservoir wettability measurement technique. *Society of Petroleum Engineers*

- *International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014: Unlocking Energy Through Innovation, Technology and Capability*, 5, 3760–3779. <https://doi.org/10.2523/17659-ms>
- Greff, J. H., & Babadagli, T. (2012). Use of nano-metal particles as catalyst under electromagnetic heating for viscosity reduction of heavy oil. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2012, IPTC 2012*, 2, 1641–1653.
- Gu, F., LaPlante, H., Bergen, D., Tachet, E., & Ferrarella, F. (2013). Improve economy of oil sands reservoir development by integrating reservoir simulation with economic evaluation. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2013*, 3, 2305–2314. <https://doi.org/10.2118/165564-ms>
- Hewett, T. A., & Behrens, R. A. (1993). Considerations affecting the scaling of displacements in heterogeneous permeability distributions. *SPE Formation Evaluation*, 8(4), 258–266. <https://doi.org/10.2118/20739-PA>
- Holtzclaw, J., & Branson, A. (2007). *Automating Continuous Steam Injection in the Diatomite Formation, Midway Sunset Field, California*. <https://doi.org/10.2523/94335-ms>
- Hu, X., & Huang, S. (2017). Physical Properties of Reservoir Rocks. In *Physics of petroleum reservoirs* (pp. 25–84). Springer Nature. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53284-3>
- Hubbert, M. K. (1956). Darcy's Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids. *Transactions of the AIME*, 207(01), 222–239. <https://doi.org/10.2118/749-g>
- Iogna, A., Guillet-Lhermite, J., Wood, C., & Deflandre, J. P. (2017). CO<sub>2</sub> storage and enhanced gas recovery: Using extended black oil modelling to simulate CO<sub>2</sub> injection on a north sea depleted gas field. *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*, 820–834. <https://doi.org/10.2118/185859-ms>
- Jupriansyah, J. (2019). An integrated study of water coning control with downhole water sink completion approaches in multilayered - strong water drive reservoir to improve

- oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/194565-ms>
- Katiyar, A., Patil, P. D., Rohilla, N., Rozowski, P., Evans, J., Bozeman, T., & Nguyen, Q. (2020). Industry-first hydrocarbon-foam EOR pilot in an unconventional reservoir: Design, implementation and performance analysis. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2020, URTeC 2020*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-103>
- King Hubert, M. (1963). The Physical Basis Of Darcy's Law And Its Importance In The Exploration And Production Of Petroleum. *Society of Petroleum Engineers, 1*, 105–112. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/639-MS>
- Kirby, J. E., Stamm, H. E., & Schnitz, L. B. (1957). Calculation of the Depletion History and Future Performance of a Gas-Cap-Drive Reservoir. *Transactions of the AIME, 210*(01), 218–226. <https://doi.org/10.2118/671-g>
- Knut-Andreas, L. (2019). Mathematical Models for Single-Phase Flow. In *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. Cambridge University Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1017/9781108591416>
- Kozelkov, A., Kurulin, V., Emelyanov, V., Tyatyushkina, E., & Volkov, K. (2016). Comparison of Convective Flux Discretization Schemes in Detached-Eddy Simulation of Turbulent Flows on Unstructured Meshes. *Journal of Scientific Computing, 67*(1), 176–191. <https://doi.org/10.1007/s10915-015-0075-7>
- Kudryashov, S. I., Afanasev, I. S., Antonenko, D. A., Grishin, P. A., Cheremisin, A. N., Spasennykh, M. Y., & Popov, E. Y. (2017). New approaches in physical modelling of enhanced oil recovery methods based on steam injection and high-pressure air injection for carbonate oil fields. *Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry, 8*, 25–29. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-8-25-29>
- Kurtoglu, B., Sorensen, J. A., Braunberger, J., Smith, S., & Kazemi, H. (2013). Geologic characterization of a bakken reservoir for potential CO<sub>2</sub> eor. *Unconventional Resources Technology Conference 2013, URTC 2013*, 1834–1844.

<https://doi.org/10.1190/urtec2013-186>

- Kuznetsov, D., Cotterill, S., Giddins, M. A., & Blunt, M. J. (2015). Low-salinity waterflood simulation: Mechanistic and phenomenological models. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, EORC 2015*, 537–555. <https://doi.org/10.2118/174615-ms>
- Lacerda, G. M., Patriota, J. H., Pereira, J. I., Torres, J. S., & De Lima, L. A. (2008). Alto do Rodrigues GeDIg pilot-case study for continuous steam injection recovery combined with real-time operation. *Society of Petroleum Engineers - Intelligent Energy Conference and Exhibition: Intelligent Energy 2008*, 2, 1021–1024. <https://doi.org/10.2118/112242-ms>
- Lager, A., Webb, K. J., Collins, I. R., & Richmond, D. M. (2008). LoSal<sup>TM</sup> enhanced oil recovery: Evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 3, 1313–1324. <https://doi.org/10.2118/113976-ms>
- Li, L., Yuan, X., Sun, J., Xu, X., Li, S., & Wang, L. (2013). Vital role of nanotechnology and nanomaterials in the field of oilfield chemistry. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2013, IPTC 2013: Challenging Technology and Economic Limits to Meet the Global Energy Demand*, 1(March), 85–91. <https://doi.org/10.2523/16401-ms>
- Libing, F., Jun, N., Zifei, F., & Xuanran, L. (2017). Evaluation method and application of different development stages in waterflooding reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference 2017*. <https://doi.org/10.2118/187633-ms>
- Lintermann, A. (2021). *Computational Meshing for CFD Simulations*. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-6716-2\\_6](https://doi.org/10.1007/978-981-15-6716-2_6)
- Manrique, E., Delgadillo, C., Maya, G., & Gelvis, J. (2020). EOR screening methods assisted by digital rock analysis: A step forward. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2020-July*. <https://doi.org/10.2118/199107-ms>

- Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachon, Z., Jimenez, R., Pinto, K., Diaz, V., Zapata, J., Perdomo, L., & Muñoz, S. (2014). Successful polymer gels application in a highly channeled peripheral injection well: Tello field pilot. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3(Figure 1), 2412–2424. <https://doi.org/10.2118/169478-ms>
- Mena, F. ., Ruiz, R. G., & Pozo, L. . (2015). PCP System Shows Optimal Performance in a Heavy Oil Well in Block 59 Ecuador. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/177129-ms>
- Miller, C., Zeng, T., & Mohanty, K. (2019). Evaluation of chemical blends for shale EOR. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Septe*(October). <https://doi.org/10.2118/195819-ms>
- Mishra, S., & Pandey, A. (2017). Modelling the impact of reservoir CO<sub>2</sub> on polymer flood performance in Aishwariya Field. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*.  
*SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*.
- Mongy, M. A., & Shedid, S. A. (2015). Feasibility of cyclic and continuous steam injections into a Middle-Eastern heavy oil reservoir: A simulation approach. *Society of Petroleum Engineers - SPE North Africa Technical Conference and Exhibition 2015, NATC 2015*, 334–349. <https://doi.org/10.2118/175741-ms>
- Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1476–1484. <https://doi.org/10.2118/21621-PA>
- Or, C., Sasaki, K., Sugai, Y., Nakano, M., & Imai, M. (2016). Swelling and viscosity reduction of heavy oil by CO<sub>2</sub>-gas foaming in immiscible condition. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 19(2), 294–304. <https://doi.org/10.2118/179738-pa>
- Plešek, J., Kolman, R., & Gabriel, D. (2012). Estimation of the critical time step for explicit integration. *Engineering Mechanics*, 1001–1010.
- Pratama, R. A., & Babadagli, T. (2020). Wettability state and phase distributions during steam injection with and without chemical additives: An experimental analysis using visual micromodels. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 23(3), 1133–1149. <https://doi.org/10.2118/196253-PA>



- Qiu, Y., Wu, F., Wei, M., Kang, W., & Li, B. (2014). Lessons learned from applying particle gels in mature oilfields. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 3, 1769–1783. <https://doi.org/10.2118/169161-ms>
- Rajput, S., Roy, A., Hassan, S. N., Salleh, F. A. Bin, Hashim, N. H. I. B. T., Kumar, S., & Khalil, A. (2019). An innovative method of integrating geo-cellular and dynamic models for secondary oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019*. <https://doi.org/10.2118/196506-ms>
- Recovery, P., Recovery, O., Flow, N., Lift, A., Recovery, S., Maintenance, P., Recovery, T., Water, H., & Injection, G. (2012). *Danny - EOR Potential in the Middle East - Current and Future Trends - SPE-0112-0070-JPT*. January, 23–26.
- Rossen, W. R., Van Duijn, C. J., Nguyen, Q. P., Shen, C., & Vikingstad, A. K. (2010). Injection strategies to overcome gravity segregation in simultaneous gas and water injection into homogeneous reservoirs. *SPE Journal*, 15(1), 76–90. <https://doi.org/10.2118/99794-PA>
- Sajjadian, S., Mahmoudian Ataabadi, V., & Dalaei, M. (2012). Technical evaluation of secondary oil recovery methods, a case study on one of the Iranian HPHT carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - 36th Nigeria Annual Int. Conf. and Exhibition 2012, NAICE 2012 - Future of Oil and Gas: Right Balance with the Environment and Sustainable Stakeholders' Participation*, 2, 714–720. <https://doi.org/10.2118/162953-ms>
- Sarma, P., Kyriacou, S., Henning, M., Orland, P., Thakur, G., & Sloss, D. (2017). Redistribution of Steam Injection in Heavy Oil Reservoir Management to Improve EOR Economics, Powered by a Unique Integration of Reservoir Physics and Machine Learning. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0. <https://doi.org/10.2118/185507-ms>
- Seyyedsar, S. M., Farzaneh, S. A., & Sohrabi, M. (2015). Enhanced heavy oil recovery by intermittent CO<sub>2</sub> injection. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015-Janua*, 6177–6193. <https://doi.org/10.2118/175140-ms>

- Shenk, J. S., & Westerhaus, M. O. (1991). Population Definition, Sample Selection, and Calibration Procedures for Near Infrared Reflectance Spectroscopy. *Crop Science*, 31(2), 469–474. <https://doi.org/10.2135/cropsci1991.0011183X003100020049x>
- Shokrlu, Y. H., & Babadagli, T. (2010). Effects of nano sized metals on viscosity reduction of heavy oil/bitumen during thermal applications. *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010*, 3(Omole 1999), 1587–1596. <https://doi.org/10.2118/137540-ms>
- Shtepani, E. (2007). *Experimental and Modeling Requirements for Compositional Simulation of Miscible CO<sub>2</sub>- EOR Processes*. 1, 1–6. <https://doi.org/10.2523/111290-ms>
- Simmons, C. T. (2008). Henry Darcy (1803-1858): Immortalised by his scientific legacy. *Hydrogeology Journal*, 16(6), 1023–1038. <https://doi.org/10.1007/s10040-008-0304-3>
- Thakkar, K., Bharatiya, B., Ray, D., Aswal, V. K., & Bahadur, P. (2016). Molecular interactions involving aqueous Triton X-100 micelles and anionic surfactants: Investigations on surface activity and morphological transitions. *Journal of Molecular Liquids*, 223(9), 611–620. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2016.08.086>
- Wang, Y., Ferrise, A., & Huang, Y. (2018). Study of temperature and pressure fall-off during shut-in and slow-down for SAGD wells with top water. *Society of Petroleum Engineers - SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, CHOC 2018, 2018-Janua*. <https://doi.org/10.2118/189720-ms>
- Williamson, A. S., Shell, K., Drake, L. P., International, S., & Shell, K. (n.d.). *5739 A Steam-Soak Wet I Mode ! for Reservoir Simulator an Isothermal*.
- Xian-zhang, T. (1983). Comparative Study of the Characteristics and Susceptibility of Pattern-Type Water-Injection Well Networks From the Viewpoint of Balanced Waterfloods. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(6), 892–900.
- Zhang, F., Saputra, I. W. R., Adel, I. A., & Schechter, D. S. (2019). Numerical investigation of EOR applications in unconventional liquid reservoirs through surfactant-assisted spontaneous imbibition sasi and gas injection following primary

depletion. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Septe*. <https://doi.org/10.2118/196055-ms>

Zhao, L., Law, D. H. S., & Coates, R. (2003). Numerical study and economic evaluation of SAGD wind-down methods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(1), 53–57. <https://doi.org/10.2118/03-01-05>

Zhou, W. F., Zhang, S. J., Yu, L., Zhou, Q., Shi, L., & Liu, C. R. (2011). The integrated technology of water detection, shutoff and regulating separate layer production in the oil recovery process. *Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2011*, 750–755. <https://doi.org/10.2118/150811-ms>

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### CÁLCULO ECONÓMICO PARA FLUJO NATURAL

Número de pozos	Nombre de pozo	Profundidad (m)	Inversión en perforación y completación de pozo vertical (MMUSD)	Inversión total en perforación y terminación de pozo vertical (MMUSD)	STL (M3/D)	Inversión en Plataforma (MMUSD)	Inversión Total en conexión (plataforma de pozo de vertical) (MMUSD)	Inv.on the 1st ICV (MMUSD)	Inv.on the 2st ICV (MMUSD)	INV. TOTAL (MMUSD)
1	UPSE1	2031,5	21,407875							
2	UPSE2	2035,102	21,4087755							
3	UPSE3	2034,517	21,40862925	128,4351568	159,1212675	419,6101888	79,98	6	1,8	635,8253455
4	UPSE4	2033,132	21,408283							
5	UPSE5	2003,411	21,40085275							
6	UPSE6	2002,965	21,40074125							

Número de años	Año	Producción de petróleo acumulada por año (m3)	Producción de agua acumulada por año (m3)	Ganancias de petróleo producido por año (MMUSD)	Pago por regalías (MMUSD)	Impuestos Soc. (MMUSD)	Costos de producción (MMUSD)	Inversión (MMUSD)	NCF (Flujo de Efectivo Neto) (MMUSD)	NPV (Costo de Operación Anual) (MMUSD)	NPV Acumulado (MMUSD)
0	21/11/2021	0	0	0	0	0	0	635,8253455	-635,8253455	-635,8253455	
1	2021	127425,7931	31147,14748	40,07541193	4,007541193	3,706975604	8,210997944		15,93893215	14,62287353	-621,202472
2	2022	7110027,727	3218680,059	2236,10372	223,610372	206,8395941	467,4662416		883,2037582	743,3749332	122,1724612
3	2023	17203999,98	10303002,88	5410,657994	541,0657994	500,4858644	1146,937487		2126,631436	1642,149663	1764,322125
4	2024	27252672,95	19658293,23	8570,965643	857,0965643	792,814322	1837,843793		3354,919236	2376,709368	4141,031492
5	22/11/2025	30083399,48	24325972,66	9461,229136	946,1229136	875,1636951	2045,256195		3692,492979	2399,867081	6540,898573

	<b>Producción de petróleo acumulada (M3 MILLIONS)</b>	<b>Producción de agua acumulada (M3 MILLIONS)</b>	<b>Ganancias de petróleo producido (MMUSD)</b>	<b>Pago por regalías (MMUSD)</b>	<b>Impuestos Soc. (MMUSD)</b>	<b>Costos de producción (MMUSD)</b>	<b>Inversión (MMUSD)</b>
<b>TOTAL</b>	81777525,93	57537095,98	25719,03191	2571,903	2379,010	5505,714715	635,8253455

## ANEXO B

### CÁLCULO ECONÓMICO PARA INYECCIÓN DE AGUA

Número de pozos	Pozo	Profundidad (m)	Inversión en perforación y completación de pozo vertical (MMUSD)	Inversión total en perforación y terminación de pozo vertical (MMUSD)	STL (M3/D)	STW (M3/D)	Inversión Plataforma (MMUSD)	Inversión Total en conexión (plataforma de pozo de vertical) (MMUSD)	Inv.on the 1st ICV (MMUSD)	Inv.on the 2st ICV (MMUSD)	INV. TOTAL
1	UPSE1	2031,5	21,407875								
2	UPSE2	2035,102	21,4087755								
3	UPSE3	2034,517	21,40862925								
4	UPSE4	2033,132	21,408283	128,4351568	159,1212675		419,6101888	79,98	6	1,8	635,8253455
5	UPSE5	2003,411	21,40085275								
6	UPSE6	2002,965	21,40074125								
7	UPSEINY1	2017,739	21,40443475								
8	UPSEINY2	2024,112	21,406028	64,217225		79,56063373	417,250916	39,99	3		524,458141
9	UPSEINY3	2027,049	21,40676225								

Número de años	Año	Producción de petróleo acumulada por año (m3)	Producción de agua acumulada por año (m3)	Producción de inyección acumulada por año (m3)	Ganancias de petróleo producido por año (MMUSD)	Pago por regalías (MMUSD)	Impuestos Soc. (MMUSD)	Costos de producción (MMUSD)	Inversión (MMUSD)	NCF (Flujo de Efectivo Neto) (MMUSD)	NPV (Costo de Operación Anual) (MMUSD)	NPV Acumulado (MMUSD)
0	22/11/2021	0	0	0	0	0	0	0	1160,283487	-1160,283487	-1160,283487	
1	2021	140168,3724	32704,50485	7303,666811	44,08295312	4,408295312	4,077673164	9,068242024		17,50897013	16,06327535	-1144,220211
2	2022	7821030,5	3379614,062	664633,6373	2459,714092	245,9714092	227,5235535	517,3811365		969,4330754	815,9524243	-328,2677868
3	2023	18924399,98	10818153,02	1730968,904	5951,723793	595,1723793	550,5344509	1269,278736		2334,24723	1802,467149	1474,199363
4	2024	29977940,25	20641207,89	2799738,742	9428,062207	942,8062207	872,0957542	2033,055996		3682,868796	2609,037104	4083,236467
5	22/11/2025	33091739,43	25542271,29	3503568,767	10407,35205	1040,735205	962,6800646	2264,168744		4052,246904	2633,682448	6716,918915

	Producción de petróleo acumulada (M3 MILLIONS)	Producción de agua acumulada (M3 MILLIONS)	Producción de inyección acumulada (M3 MILLIONS)	Ganancias de petróleo producido (MMUSD)	Pago por regalías (MMUSD)	Impuestos Soc. (MMUSD)	Costos de producción (MMUSD)	Inversión (MMUSD)
<b>TOTAL</b>	89955278,52	60413950,78	8706213,717	28290,93510	2829,094	2616,911	6092,952854	1160,283487

## ANEXO C

### CÁLCULO ECONÓMICO PARA INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>

Año	Producción de petróleo	Producción de gas	Producción de CO <sub>2</sub>	Producción de agua	Inyección de CO <sub>2</sub>	Inyección de agua	Ingresos brutos	Costos operativos	Ingresos netos	CAPEX	Flujo de efectivo neto	Flujo de caja neto acumulado	Flujo de efectivo neto descontado	Flujo de efectivo neto descontado acumulativo
0	-	-	-	-	111	-	0	10	-10	86409900	-86409910	-86409910	-86409910	-86409910
1	152,911	6,874	506	29,59	-	-	52898468,61	9710866	43187603		43187603	-43222307	39261457	-47148453
2	8379,122	618,664	43879	3028,156	-	-	2898719816	536554872,4	2362164944		2362164944	2318942636	1952202433	1905053980
3	12112,767	1003,61	70689	6730,107	-	-	4190367008	783036932,6	3407330075		3407330075	5726272711	2559977517	4465031497
4	12058,408	1005,901	72259	8887,526	-	-	4171562261	786402600	3385159661		3385159661	9111432372	2312109597	6777141094
5	3396,872	662,428	48847	4434,295	-	-	1175168931	227603396,6	947565534		947565534	10058997906	558363645	7365504739
Total	36100,08	3297,477	236180	23109,674	-	-	-12488695632	-2343308668	-10145386965		-10145386965	-86389058	-5726806452	1638698287



## ANEXO D

### CÁLCULO ECONÓMICO PARA INYECCIÓN DE VAPOR

Número de pozos	Pozo	Profundidad (m)	Inversión en perforación y completación de pozo vertical (MMUSD)	Inversión total en perforación y terminación de pozo vertical (MMUSD)	STL (M3/D)	STV (M3/D)	Inversión Plataforma (MMUSD)	Inversión Total en conexión (plataforma de pozo de vertical) (MMUSD)	Inv.on the 1st ICV (MMUSD)	Inv.on the 2st ICV (MMUSD)	INV. TOTAL
1	UPSE1	2031,5	21,407875								
2	UPSE2	2035,102	21,4087755								
3	UPSE3	2034,517	21,40862925								
4	UPSE4	2033,132	21,408283	128,4351568	159,1212675		419,6101888	79,98	6	1,8	635,8253455
5	UPSE5	2003,411	21,40085275								
6	UPSE6	2002,965	21,40074125								
7	UPSEINY1	2017,739	21,40443475								
8	UPSEINY2	2024,112	21,406028	64,217225		111,3848872	417,3511624	39,99	3		524,5583874
9	UPSEINY3	2027,049	21,40676225								

Número de años	Año	Producción de petróleo acumulada por año (m3)	Producción de agua acumulada por año (m3)	Producción de inyección acumulada por año (m3)	Ganancias de petróleo producido por año (MMUSD)	Pago por regalías (MMUSD)	Impuestos Soc. (MMUSD)	Costos de producción (MMUSD)	Inversión (MMUSD)	NCF (Flujo de Efectivo Neto) (MMUSD)	NPV (Costo de Operación Anual) (MMUSD)	NPV Acumulado (MMUSD)
0	22/11/2021	0	0	0	0	0	0	0	1160,383733	-1160,383733	-1160,383733	
1	2021	152910,9517	30212,73306	7017,248505	48,09049432	4,809049432	4,448370724	9,852275447		19,12732715	17,54800656	-1142,835726
2	2022	8532033,272	3122119,657	638569,5731	2683,324464	268,3324464	248,2075129	560,3196281		1060,266819	892,4053688	-250,4303576
3	2023	20644799,98	9993912,794	1663087,77	6492,789592	649,2789592	600,5830373	1371,880452		2554,891115	1972,844712	1722,414355
4	2024	32703207,54	19068544,43	2689945,066	10285,15877	1028,515877	951,3771863	2193,892653		4033,506216	2857,437492	4579,851847
5	22/11/2025	36100079,38	23596193,48	3366173,913	11353,47496	1135,347496	1050,196434	2440,288284		4440,244215	2885,854078	7465,705925

	Producción de petróleo acumulada (M3 MILLIONS)	Producción de agua acumulada (M3 MILLIONS)	Producción de inyección acumulada (M3 MILLIONS)	Ganancias de petróleo producido (MMUSD)	Pago por regalías (MMUSD)	Impuestos Soc. (MMUSD)	Costos de producción (MMUSD)	Inversión (MMUSD)
<b>TOTAL</b>	98133031,12	55810983,1	8364793,571	30862,83829	3086,284	2854,813	6576,233292	1160,383733