

Evaluación Numérica de los Mecanismos de Entrampamiento en un Proceso de Inyección  
Cíclica de CO<sub>2</sub> para la Recuperación de Crudo Pesado y Almacenamiento de Gases

Salomé Patrón Zapata

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

María Isabel Sandoval Martínez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Juan Diego Ceballos Payares

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

Este trabajo de grado está dedicado, en primer lugar, a mi mamá, quien ha sido mi pilar fundamental, mi mayor fuente de inspiración y mi motivación constante para superarme cada día. Su apoyo incondicional, su amor sincero y su fe en mí han sido la fuerza que me ha impulsado a alcanzar esta meta. Gracias por cada sacrificio, por cada palabra de aliento y por estar siempre a mi lado en cada paso de este camino.

También dedico este logro a mi familia, quienes han estado conmigo en todo momento, gracias por su apoyo, por creer en mí y por ser parte de este proceso. Su compañía, comprensión y palabras de ánimo han sido esenciales para que hoy pueda culminar esta etapa de mi formación.

### **Agradecimientos**

Agradezco al Grupo de Investigación en Recobro Mejorado por su apoyo continuo, sus valiosas enseñanzas y la orientación brindada durante todo el desarrollo de este proyecto. Su disposición y acompañamiento fueron clave para el logro de los objetivos planteados. Asimismo, extiendo mi gratitud por facilitar el acceso al software de simulación CMG, herramienta esencial para el desarrollo de esta tesis.

También a la Universidad Industrial de Santander por brindarme acceso a una amplia base de datos y a convenios con revistas académicas, lo que facilitó el proceso de revisión bibliográfica.

Finalmente, agradezco a mis compañeros de carrera, que de una u otra manera, hicieron parte de este proceso, aportando su conocimiento, apoyo y motivación para alcanzar este importante logro en mi vida profesional, gracias por compartir experiencias, aprendizajes y retos a lo largo de este camino, y a mis profesores, quienes con su conocimiento y dedicación contribuyeron significativamente a mi formación como ingeniera de petróleos.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Inyección Cíclica de CO <sub>2</sub> .....	15
2.1 Etapas de la Inyección Cíclica de CO <sub>2</sub> .....	15
2.1.1 Etapa de Inyección.....	16
2.1.2 Etapa de Remojo .....	17
2.1.3 Etapa de Producción .....	17
2.2 Interacción del CO <sub>2</sub> y el Petróleo Pesado .....	18
2.3 Mecanismos de Recuperación de Crudo Pesado .....	18
2.3.1 Reducción de la Viscosidad.....	19
2.3.2 Hinchamiento del Crudo .....	20
2.3.3 Expansión del CO <sub>2</sub> en Solución.....	20
2.3.4 Transferencia de Fase por Vaporización y Condensación.....	20
2.4 Mecanismos de Entrampamiento de CO <sub>2</sub> .....	20
2.4.1 Entrampamiento Estratigráfico / Estructural .....	21
2.4.2 Entrampamiento Residual.....	22
2.4.3 Entrampamiento por Solubilidad .....	23
3. Construcción del Modelo Conceptual de Simulación.....	24

3.1 Definición Malla de Simulación .....	26
3.2 Modelo de Fluidos .....	28
3.3 Interacción Roca-Fluido.....	32
3.4 Condiciones Operacionales Pozo Productor .....	35
3.5 Resultados Producción Primaria .....	36
3.5.1 Ajuste del Modelo de Producción Primaria .....	38
4. Aplicación de la Inyección Cíclica de CO <sub>2</sub> .....	39
4.1 Tiempo de Inicio del Proceso de Recobro Mejorado.....	40
4.2 Duración Ciclo de Estimulación .....	41
4.3 Cantidad de Ciclos de Inyección.....	42
4.4 Condiciones Operacionales del Pozo Inyector .....	42
4.5 Resultados de la Inyección Cíclica de CO <sub>2</sub> .....	43
5. Simulación de los Mecanismos de Entrampamiento .....	48
5.1 Simulación del Mecanismo de Solubilidad.....	48
5.2 Simulación del Mecanismo de Capilaridad .....	50
5.3 Evaluación del Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	53
5.4 Evaluación de la Recuperación de Petróleo.....	60
5.5 Validación del Modelo .....	62
6. Análisis de Sensibilidad.....	64
6.1 Selección de los Parámetros Operacionales.....	65
6.1.1 Tasa de Inyección .....	65
6.1.2 Numero de ciclos .....	65
6.1.3 Tiempo de Inyección.....	65

6.1.4 Tiempo de Remojo.....	66
6.1.5 Tiempo de Producción.....	66
6.2 Selección de Escenarios de Simulación.....	67
6.3 Resultados Análisis de Sensibilidad en CMOST.....	67
6.3.1 Resultados de Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	68
6.3.2 Impacto de la Sensibilización en la Recuperación de Petróleo.....	72
7. Conclusiones.....	75
8. Recomendaciones.....	76
Referencias Bibliográficas.....	78

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Propiedades de la roca y el fluido del modelo de simulación</i> .....	25
Tabla 2 <i>Características generales de la malla de simulación</i> .....	26
Tabla 3 <i>Discretización de la malla de simulación de geometría radial</i> .....	27
Tabla 4 <i>Composición molar del crudo ingresada a WinProp</i> .....	28
Tabla 5 <i>Endpoints utilizados para generar las curvas de permeabilidad relativa por correlación</i> .....	33
Tabla 6 <i>Datos de entrada en la sección Wells &amp; Recurrent de Builder de CMG</i> .....	35
Tabla 7 <i>Parámetros de inyección cíclica</i> .....	41
Tabla 8 <i>Restricciones pozo inyector</i> .....	42
Tabla 9 <i>Resumen de resultados obtenidos luego de la variación de la saturación residual máxima de gas</i> .....	52
Tabla 10 <i>Resumen validación de resultados obtenidos</i> .....	63
Tabla 11 <i>Resumen de variables a sensibilizar</i> .....	67
Tabla 12 <i>Resultados sensibilización en CMOST</i> .....	68

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Etapas de un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub></i> .....	16
Figura 2 <i>Representación fenómeno de histéresis en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub></i> ....	23
Figura 3 <i>Vista 3D de la malla de simulación</i> .....	27
Figura 4 <i>Prueba de hinchamiento</i> .....	29
Figura 5 <i>Relación gas-aceite @144.5 °F respecto a la presión</i> .....	30
Figura 6 <i>Factor volumétrico del petróleo @144.5 °F respecto a la presión</i> .....	30
Figura 7 <i>Factor volumétrico del gas @144.5 °F respecto a la presión</i> .....	31
Figura 8 <i>Comportamiento de la viscosidad del crudo @144.5 °F respecto a la presión</i> .....	31
Figura 9 <i>Comportamiento de la viscosidad del gas @144.5 °F respecto a la presión</i> .....	32
Figura 10 <i>Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite</i> .....	34
Figura 11 <i>Curvas de permeabilidad relativa gas-liquido</i> .....	34
Figura 12 <i>Perforación pozo productor desde una vista lateral</i> .....	36
Figura 13 <i>Comportamiento de la presión del yacimiento en condiciones naturales</i> .....	37
Figura 14 <i>Producción primaria del yacimiento</i> .....	37
Figura 15 <i>Comparación de la presión del yacimiento implementando el modificador de volumen</i> .....	39
Figura 16 <i>Inicio del proceso de inyección según el comportamiento de la presión</i> .....	40
Figura 17 <i>Presión del yacimiento antes y después del inicio de la inyección</i> .....	44
Figura 18 <i>Vista lateral de la fracción molar de CO<sub>2</sub></i> .....	44
Figura 19 <i>Comportamiento de la viscosidad del crudo después de la inyección cíclica</i> .....	46
Figura 20 <i>Petróleo acumulado antes y después de la inyección cíclica</i> .....	47

Figura 21 <i>Factor de recobro antes y después de la inyección cíclica</i> .....	47
Figura 22 <i>Efecto de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo en la viscosidad</i> .....	49
Figura 23 <i>Impacto de la saturación residual máxima de gas en el entrampamiento capilar (histéresis)</i> .....	51
Figura 24 <i>Impacto de la saturación residual máxima de gas en el factor de recobro</i> .....	51
Figura 25 <i>Resultado de almacenamiento de CO<sub>2</sub> según mecanismos de entrampamiento</i> .....	53
Figura 26 <i>Evaluación del gas almacenado en el yacimiento</i> .....	55
Figura 27 <i>Contribución de los mecanismos de entrampamiento</i> .....	56
Figura 28 <i>Esquema de comparación de saturación de gas</i> .....	56
Figura 29 <i>Saturación de gas por el efecto de histéresis</i> .....	57
Figura 30 <i>Fracción molar de CO<sub>2</sub></i> .....	59
Figura 31 <i>Comportamiento de la viscosidad integrando los mecanismos de entrampamiento</i> ..	59
Figura 32 <i>Factor de recobro involucrando los mecanismos de entrampamiento de CO<sub>2</sub></i> .....	61
Figura 33 <i>Gas acumulado de inyección y producción del modelo optimizado</i> .....	69
Figura 34 <i>Comparación resultados de almacenamiento de gases con respecto al modelo optimizado</i> .....	70
Figura 35 <i>CO<sub>2</sub> almacenado por cada mecanismo de entrampamiento en el modelo optimizado</i>	71
Figura 36 <i>Contribución por cada mecanismo de entrampamiento en el modelo optimizado</i> .....	71
Figura 37 <i>Comparación influencia de los mecanismos de entrampamiento en modelo actual y optimizado</i> .....	72
Figura 38 <i>Comportamiento de la viscosidad del petróleo en el modelo optimizado</i> .....	73
Figura 39 <i>Factor de recobro modelo optimizado</i> .....	74

## Resumen

**Título:** Evaluación Numérica de los Mecanismos de Entrampamiento en un Proceso de Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub> para la Recuperación de Crudo Pesado y Almacenamiento de Gases\*

**Autor:** Salomé Patrón Zapata\*\*

**Palabras Clave:** Recobro mejorado, inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, almacenamiento de CO<sub>2</sub>, mecanismos de recuperación de petróleo, mecanismos de entrampamiento de gases, crudo pesado.

**Descripción:** La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> es una técnica eficiente para la recuperación mejorada de petróleo pesado y el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. En esta investigación, se desarrolló un modelo conceptual de simulación en GEM de CMG, basado en información bibliográfica, para evaluar los mecanismos de entrampamiento estructural, capilar (histéresis) y por solubilidad, con el fin de cuantificar su impacto en la retención de CO<sub>2</sub> y su influencia en el factor de recobro. El modelo base de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> alcanzó un factor de recobro final del 12.6% y un almacenamiento de 3,720 toneladas de CO<sub>2</sub> (66% del gas inyectado). Mediante un análisis de sensibilidad con CMOST, se optimizaron los parámetros operacionales, logrando un escenario con 22% de factor de recobro y 13,042 toneladas de CO<sub>2</sub> almacenadas (56.64% del gas inyectado), 3.5 veces más que en el modelo base. Se encontró que el entrampamiento estructural fue el mecanismo con mayor contribución (49% del CO<sub>2</sub> retenido), seguido por el capilar (44%) y el de solubilidad en agua (7%). La comparación con estudios previos confirmó la coherencia de los resultados y la viabilidad de la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> como una estrategia efectiva para maximizar la producción de crudo pesado y el almacenamiento de gas, y así contribuir a reducir emisiones.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: María Isabel Sandoval Martínez. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Juan Diego Ceballos Payares. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

### Abstract

**Title:** Numerical Evaluation of Trapping Mechanisms in a Cyclic CO<sub>2</sub> Injection Process for Heavy Oil Recovery and Gas Storage\*

**Author(s):** Salomé Patrón Zapata\*\*

**Key Words:** Enhanced oil recovery, cyclic CO<sub>2</sub> injection, CO<sub>2</sub> storage, oil recovery mechanisms, gas trapping mechanisms, heavy oil.

**Description:** Cyclic CO<sub>2</sub> injection is an efficient technique for enhanced heavy oil recovery and geological CO<sub>2</sub> storage. In this study, a conceptual simulation model was developed in GEM from CMG, based on bibliographic information, to evaluate the structural, capillary (hysteresis), and solubility trapping mechanisms, aiming to quantify their impact on CO<sub>2</sub> retention and oil recovery factor. The base CO<sub>2</sub> cyclic injection model achieved a 12.6% final recovery factor and 3,720 tons of CO<sub>2</sub> stored (66% of the injected gas). Through a sensitivity analysis using CMOST, operational parameters were optimized, leading to a scenario with a 22% recovery factor and 13,042 tons of CO<sub>2</sub> stored (56.64% of the injected gas), which is 3.5 higher than in the base model. Results showed that structural trapping had the highest contribution (49% of retained CO<sub>2</sub>), followed by capillary trapping (44%) and solubility trapping in water (7%). Comparison with previous studies confirmed the consistency of the results and the feasibility of cyclic CO<sub>2</sub> injection as an effective strategy to maximize heavy oil production and gas storage, contributing to emission reduction efforts.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Petroleum Engineering. Director: María Isabel Sandoval Martínez, Master in Hydrocarbon Engineering. Co-Director: Juan Diego Ceballos Payares, Master in Hydrocarbon Engineering.

## Introducción

El cambio climático es una preocupación global que ha capturado la atención de científicos, gobiernos y ciudadanos por igual. A medida que las emisiones de gases de efecto invernadero continúan aumentando, los efectos devastadores en el planeta se vuelven cada vez más evidentes, desde el aumento del nivel del mar hasta eventos climáticos extremos, por tal razón, la necesidad de abordar este desafío es urgente (Benson & Cole, 2008).

En este contexto, la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o CCS se convierte en una estrategia clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y mitigar el cambio climático. Esto implica atrapar y almacenar este gas en formaciones geológicas tales como campos de petróleo o gas ya agotados, formaciones permeables profundas saturadas con aguas salinas y/o en yacimientos de carbón no explotables (Ruiz, C. et al., 2007), reduciendo así su impacto en el calentamiento global.

Además, en el ámbito de la industria petrolera, la explotación de crudos pesados ha ganado interés debido a que las reservas mundiales de petróleo pesado recuperable (434 mil millones de barriles) y bitumen (651 mil millones de barriles) son casi las mismas que las reservas de petróleo liviano en el mundo (Zhou et al., 2018). Sin embargo, su extracción y procesamiento implican desafíos técnicos significativos, principalmente por su alta viscosidad y densidad. Para reducir la alta viscosidad del aceite, se utilizan principalmente métodos térmicos que reducen significativamente la viscosidad del crudo debido a la alta temperatura de los fluidos inyectados. Estos métodos incluyen procesos como el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD), la inyección de vapor, la combustión in situ, etc. También existen métodos no térmicos a base de disolventes que, mediante su dilución en el crudo pesado, reducen la viscosidad del crudo. Estos

métodos incluyen la inyección cíclica de disolventes, la extracción de vapor (VAPEX), la inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, etc. (Zhou et al., 2018).

Aunque los métodos térmicos son efectivos, no se pueden aplicar en yacimientos profundos debido a la gran pérdida de calor. Por lo tanto, la inyección cíclica de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emerge como una técnica prometedora de recuperación mejorada de petróleo pesado (EOR) que no solo aborda eficazmente estos desafíos, sino que también ofrece una ruta hacia la sostenibilidad ambiental.

El método cíclico consiste en inyectar gas en el yacimiento petrolífero durante un período de tiempo, luego permitir que el CO<sub>2</sub> se disuelva y reaccione con el petróleo. (Yu et al., 2023). Los mecanismos clave de recuperación incluyen la reducción de la viscosidad y la expansión del petróleo, lo que mejora la movilidad del petróleo pesado y facilita su extracción (Zhou et al., 2018).

Por lo anterior, este estudio se centra en la evaluación de los mecanismos de entrampamiento de gases en procesos de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> aplicados a crudos pesados, a través de la construcción de un modelo conceptual de simulación numérica a escala piloto utilizando el software GEM de CMG, donde se evaluará la eficacia del CO<sub>2</sub> para mejorar la movilidad del crudo y su potencial para quedar atrapado dentro del yacimiento, lo que podría representar una doble ventaja: optimización de la producción de petróleo y contribución a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con la implementación de esta técnica, se espera no solo incrementar las tasas de recuperación de petróleo, sino también avanzar hacia prácticas más limpias y responsables en la industria, alineadas con los objetivos globales de reducción de la huella de carbono.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar los mecanismos de entrapamiento en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> para la recuperación de crudo pesado y almacenamiento de gases mediante simulación numérica.

### 1.2 Objetivos Específicos

- Analizar los diferentes mecanismos de recuperación de petróleo y entrapamiento de gases en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en crudo pesado mediante una revisión bibliográfica.
- Representar un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en crudo pesado mediante la creación de un modelo conceptual de yacimiento a escala piloto validado de acuerdo a experiencias análogas referenciadas en la literatura.
- Evaluar los parámetros operacionales que afectan el factor de recobro y la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> mediante un análisis de sensibilidad con la herramienta CMOST de CMG.

## 2. Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub>

La inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, o también conocida como Huff and Puff (HnP), es uno de los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) utilizado para incrementar la producción en yacimientos de hidrocarburos, especialmente de crudo pesado. Este proceso implica la inyección alternada de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y la producción de petróleo en el mismo pozo. La inyección cíclica es particularmente efectiva en yacimientos que han experimentado una caída en la presión natural y donde otros métodos de EOR podrían no ser viables o tan eficientes (Caicedo & Patiño, 2021). Además, el CO<sub>2</sub> ofrece varias ventajas sobre otros gases como el metano y el nitrógeno. Su alta solubilidad en el petróleo permite que el CO<sub>2</sub> se disuelva mejor en el crudo pesado, mejorando la recuperación de petróleo. Además, presenta beneficios ambientales, ya que parte del CO<sub>2</sub> puede permanecer atrapado en el yacimiento, lo que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Estudios y experimentos a escala de laboratorio han demostrado la eficiencia del proceso HnP con CO<sub>2</sub>, mostrando recuperaciones incrementales entre el 20% y el 70%. (Yujia Guo et al., 2024).

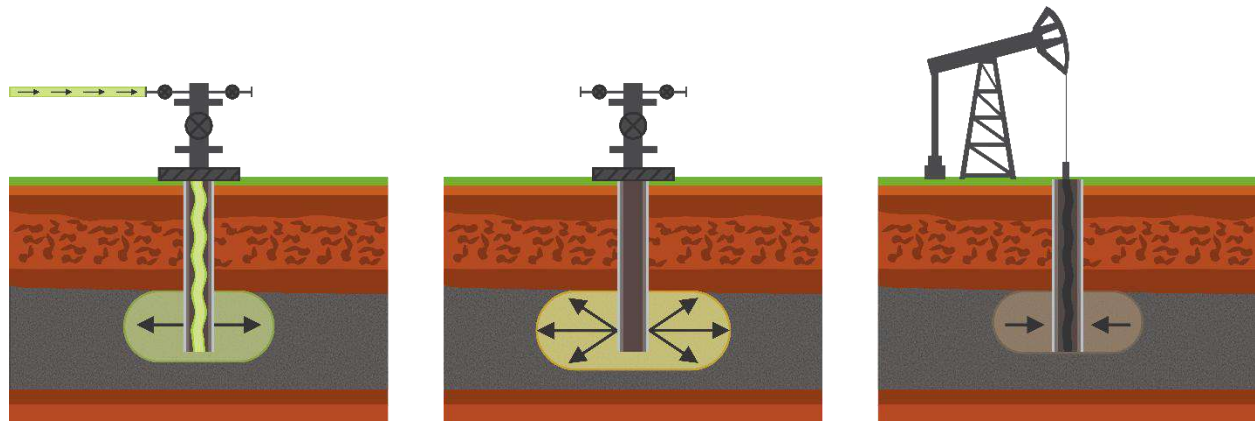
### 2.1 Etapas de la Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub>

El proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se realiza en un solo pozo, que actúa tanto como inyector como productor. Este proceso se divide en tres etapas: etapa de inyección, etapa de remojo y etapa de producción. Estas etapas se ilustran en la

Figura 1 y se explican con más detalle a continuación.

**Figura 1**

*Etapas de un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>*



(1) Inyección de CO<sub>2</sub>

(2) Cierre/tiempo de remojo

(3) Abre/producción

*Nota.* El grafico representa las etapas de un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. En la primera etapa se inyecta el CO<sub>2</sub> al yacimiento, luego en la segunda etapa se cierra el pozo y se permite que el gas inyectado interactúe con los fluidos del yacimiento y en la tercera etapa se abre el pozo y se produce. Proporcionado por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado.

### **2.1.1 Etapa de Inyección**

Durante esta fase, se inyecta el CO<sub>2</sub> en la formación objetivo a través del pozo, que actúa como inyector. El gas inyectado empuja parte del petróleo pesado móvil y el agua hacia una ubicación más lejana en el yacimiento, lo que reduce la saturación de agua cerca del pozo y aumenta la permeabilidad relativa del petróleo pesado. Otra parte del petróleo pesado móvil no se desplaza lejos del pozo y queda expuesta en la fase de CO<sub>2</sub> inyectado (Zhou et al., 2018). El proceso de difusión de CO<sub>2</sub> es insignificante en esta etapa debido a que el coeficiente de difusión del CO<sub>2</sub> en el petróleo pesado no es muy alto, la etapa de inyección es breve y el CO<sub>2</sub> se inyecta a una alta tasa. Al final de la etapa de inyección, la presión en el yacimiento será mucho mayor que al inicio del proceso.

### ***2.1.2 Etapa de Remojo***

Durante la etapa de remojo, el pozo se cierra por un periodo determinado, permitiendo que el CO<sub>2</sub> se disuelva y reaccione con el petróleo pesado. En esta etapa, se produce la transferencia de masa de CO<sub>2</sub> al crudo pesado, lo que provoca la expansión del petróleo y la reducción de su viscosidad, ya que el CO<sub>2</sub> extrae componentes ligeros y medianos del petróleo pesado, aumentando su volumen y disminuyendo su viscosidad (Zhou et al., 2018). El tiempo de remojo puede variar considerablemente según las condiciones del yacimiento.

### ***2.1.3 Etapa de Producción***

En la etapa de producción, el pozo se abre y parte del CO<sub>2</sub> inyectado que no se disuelve en el petróleo se produce en fase gaseosa. Por otra parte, el petróleo pesado expandido, es decir, que contiene el gas disuelto (Live Oil), forma una gran parte de los fluidos de producción, y finalmente, el petróleo pesado se produce desde una ubicación más lejana del yacimiento debido a la fuerza de empuje generada por la caída de presión. Parte del petróleo expandido es arrastrado por el agua móvil (Zhou et al., 2018).

(Rodriguez M. & Mendez M., 2009) fueron de los primeros en mencionar el uso de CO<sub>2</sub> para inyección cíclica en Colombia, destacando su eficacia en campos como Galán, Orito y Llanito, con una eficiencia de desplazamiento de 63% a 1500 psi en pruebas de laboratorio. Zhou et al. (2018) evaluaron esta técnica en crudos pesados mediante estudios experimentales y simulación, logrando una eficiencia de desplazamiento de hasta 74% en laboratorio. (Yu et al., 2023) investigaron el potencial de la tecnología de CO<sub>2</sub> huff 'n' puff a escala de campo para la recuperación mejorada de petróleo y el secuestro de CO<sub>2</sub>, mostrando un aumento en la producción de más del 20% y una eficiencia de almacenamiento de CO<sub>2</sub> del 13.8% aproximadamente. Por otro lado, (Herrera T., 2024), en su investigación de maestría, presenta un modelo de simulación

numérica que demuestra que la inyección de CO<sub>2</sub> puede incrementar significativamente la recuperación de petróleo, con un factor de recobro incremental del 12%.

## **2.2 Interacción del CO<sub>2</sub> y el Petróleo Pesado**

La interacción del CO<sub>2</sub> con el petróleo pesado en el proceso de recuperación mejorada de petróleo incluye varios mecanismos clave: el CO<sub>2</sub> reduce la tensión interfacial (IFT) entre el petróleo y el agua, facilitando el flujo del petróleo (Zhou et al., 2018); el CO<sub>2</sub> disuelto en el petróleo se expande y disminuye la viscosidad del petróleo, mejorando su movilidad y ayudando a empujar el petróleo hacia el pozo durante la producción (Yu et al., 2023); provoca la expansión del petróleo, aumentando su volumen; y puede extraer componentes ligeros y medianos del petróleo pesado, mejorando su fluidez y recuperación (Zhou et al., 2021). Estos mecanismos combinados permiten que el CO<sub>2</sub> mejore la eficiencia de desplazamiento y movilización del petróleo pesado, aumentando la producción y facilitando su extracción.

## **2.3 Mecanismos de Recuperación de Crudo Pesado**

En yacimientos de petróleo pesado, el CO<sub>2</sub> inyectado se encuentra principalmente en condiciones inmiscibles debido a que la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) del petróleo pesado es demasiado alta para alcanzarse. En particular, en yacimientos con una gravedad API inferior a 30°, la presión de yacimiento no es suficiente para lograr la miscibilidad (Muataz Alshuaibi et al., 2019). Además, la tensión interfacial (IFT) entre el CO<sub>2</sub> inyectado y el petróleo pesado no disminuye de forma significativa, lo que impide que el CO<sub>2</sub> y el petróleo se mezclen lo suficiente como para formar una sola fase homogénea; en consecuencia, el proceso miscible no puede ocurrir (Zhou et al., 2018), sin embargo, el gas inyectado si interactúa con el crudo generando la disolución del CO<sub>2</sub> y causando el hinchamiento del petróleo.

La miscibilidad es el proceso mediante el cual dos fluidos, en este caso el gas inyectado y el crudo, se mezclan completamente a nivel molecular, formando una fase homogénea que facilita el desplazamiento eficiente del petróleo en el yacimiento, ya que elimina las tensiones interfaciales entre los fluidos y permite el flujo del crudo hacia el pozo productor (Muataz Alshuaibi et al., 2019). Así, la presión mínima de miscibilidad (MMP) es la presión mínima a la que el CO<sub>2</sub> puede mezclarse completamente con el crudo sin que se formen fases separadas. Sin embargo, en yacimientos de crudos pesados, este proceso no ocurre debido a las limitaciones de presión y características del fluido.

En el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en condiciones inmiscibles, existen mecanismos clave que pueden mejorar la recuperación de petróleo pesado: el hinchamiento del crudo, la reducción de su viscosidad y CO<sub>2</sub> en solución (Rodriguez M. & Mendez M., 2009).

### ***2.3.1 Reducción de la Viscosidad***

La reducción de la viscosidad es uno de los mecanismos más importantes en la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> para la recuperación de crudos pesados. Este efecto ocurre porque el CO<sub>2</sub> inyectado remueve las partículas sólidas presentes en el crudo y disuelve los depósitos viscosos, que están compuestos por moléculas orgánicas de alto peso molecular. Como resultado, la viscosidad del petróleo disminuye, facilitando su flujo. Además, ciertos componentes orgánicos viscosos, como los asfáltenos y las resinas, pueden ser parcialmente solubilizados por el CO<sub>2</sub>, reduciendo la resistencia del petróleo al movimiento dentro del yacimiento. Otro efecto clave es la desestabilización de emulsiones de agua y petróleo, lo que mejora la movilidad del crudo (Zhou et al., 2018).

### ***2.3.2 Hinchamiento del Crudo***

Este mecanismo se da cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el petróleo pesado, aumentando su volumen, lo que provoca el hinchamiento del crudo y la disminución de su densidad aparente. Este fenómeno mejora la movilidad del petróleo pesado, permitiendo dejar una menor saturación residual de aceite en el yacimiento y facilitando la reducción de la viscosidad del crudo pesado (Zhou et al., 2018). En este proceso, componentes del CO<sub>2</sub> se disuelven en el crudo y componentes livianos del crudo se vaporizan en el CO<sub>2</sub> (Muataz Alshuaibi et al., 2019).

### ***2.3.3 Expansión del CO<sub>2</sub> en Solución***

El CO<sub>2</sub> en solución se expande e impulsa el petróleo hacia el pozo productor cuando la presión disminuye en la etapa de producción, generando un empuje adicional que ayuda a movilizar el crudo hacia el pozo productor.

### ***2.3.4 Transferencia de Fase por Vaporización y Condensación***

Otro efecto importante es la transferencia de fase por vaporización y condensación, en la que los componentes livianos del crudo pesado se vaporizan en presencia del CO<sub>2</sub> y posteriormente se condensan, lo que mejora la movilidad del petróleo, contribuye a la disminución de la viscosidad y por ende su recuperación (Zhou et al., 2021).

En conjunto, estos mecanismos hacen que el petróleo pesado sea más fácil de extraer, aunque el CO<sub>2</sub> no se mezcla completamente con el crudo pesado, su interacción con el fluido del yacimiento ayuda a reducir la resistencia al flujo. Esto permite una recuperación de petróleo más eficiente y una menor cantidad de energía para moverlo hacia la superficie.

## **2.4 Mecanismos de Entrampamiento de CO<sub>2</sub>**

Después de la producción de petróleo, parte del gas inyectado permanece en el yacimiento, logrando así el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Zhou et al., 2021). Esto no solo ayuda a mejorar la

producción de petróleo, sino que también contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al atrapar el CO<sub>2</sub> de manera segura en el subsuelo, promoviendo la sostenibilidad ambiental. Este proceso de secuestro de CO<sub>2</sub> ocurre mediante diferentes mecanismos que aseguran su retención en el yacimiento. A continuación, se explican en detalle los mecanismos más influyentes en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> para recuperación de petróleo y almacenamiento de gas.

#### ***2.4.1 Entrampamiento Estratigráfico / Estructural***

El entrampamiento estructural impide la migración del CO<sub>2</sub> libre en el yacimiento al quedar retenido por barreras de alta presión creadas por formaciones de baja permeabilidad (ejemplo Shales) y estructuras geológicas que actúan como trampas (Burnsid & Naylor, 2014).

Dado que el CO<sub>2</sub> es menos denso que los fluidos de formación, tiende a ascender por efecto de flotación hasta encontrarse con una roca sello con una presión capilar mayor a la fuerza de flotación del gas. En este punto, el CO<sub>2</sub> queda atrapado, acumulándose en su fase libre dentro del espacio poroso disponible en el yacimiento.

Este tipo de entrampamiento es común en yacimientos de petróleo y gas, donde la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> dependerá tanto del volumen poroso disponible como de la permeabilidad del yacimiento. Sin embargo, debido al riesgo de fugas a través de fallas, fracturas subverticales transmisivas o pozos abandonados mal sellados, este mecanismo se considera menos seguro para el secuestro de CO<sub>2</sub> a largo plazo (Ruiz, C. et al., 2007).

El modelo de estudio en esta investigación es un modelo conceptual, por lo que no se representa el detalle de la estructura del yacimiento ni la configuración de trampas geológicas específicas. En este contexto, el entrampamiento estructural se considerará como el gas que permanece en fase libre dentro del yacimiento después del proceso de inyección cíclica.

### ***2.4.2 Entrampamiento Residual***

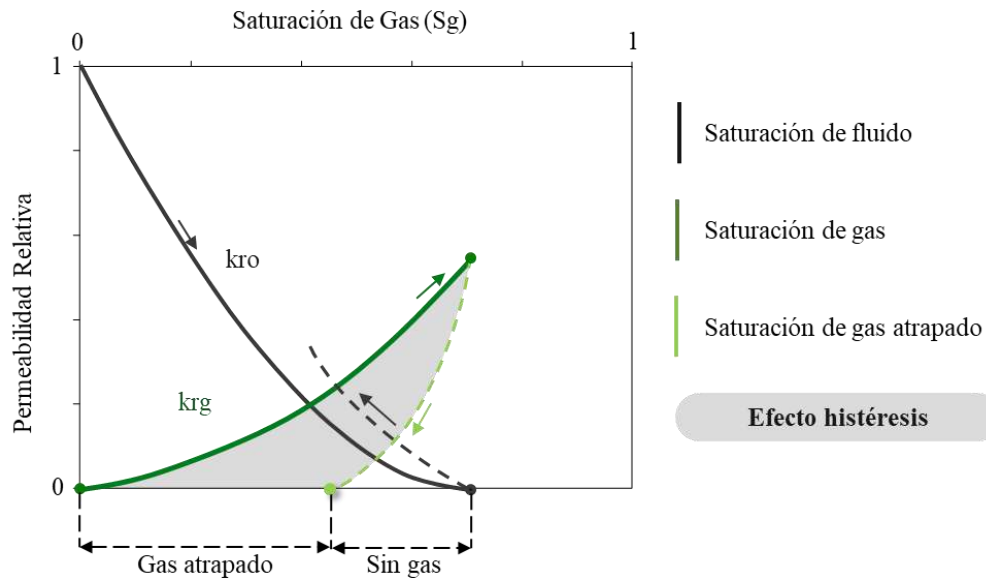
El entrampamiento residual ocurre cuando las burbujas ascendentes de CO<sub>2</sub> quedan inmovilizadas dentro de los poros de la roca debido a las fuerzas de capilares. Esto sucede porque las burbujas quedan “pegadas” debido a la fuerza de adhesión que limita el movimiento de las burbujas comprimidas debido a la mayor área de contacto entre la burbuja y las paredes de la roca. Este proceso de entrampamiento es irreversible y está directamente influenciado por la histéresis en la presión capilar, es decir, la diferencia entre la presión de entrada y salida del CO<sub>2</sub> en los poros de la roca (Lu Jin et al., 2018).

Durante el proceso de inyección (drenaje), el CO<sub>2</sub> ocupa los poros más grandes, desplazando el fluido de formación. Sin embargo, en la etapa de producción (imbibición), el fluido desplazado vuelve a invadir parte del medio poroso y atrapa parte del CO<sub>2</sub> en forma de burbujas aisladas de manera irreversible (Reza Sedaghatinasab et al., 2021).

Uno de los factores que afecta el entrampamiento capilar es el fenómeno de histéresis en la permeabilidad relativa y la presión capilar. El fenómeno de histéresis en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se presenta debido a los cambios en la dirección del flujo y a la variación en la distribución de fases dentro del medio poroso (Reza Sedaghatinasab et al., 2021). En este contexto, la histéresis ocurre porque la permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub> es menor durante la imbibición que durante el drenaje, lo que significa que una fracción significativa del gas inyectado queda atrapada en el yacimiento de forma irreversible. Estas burbujas residuales pueden permanecer atrapadas por largos periodos de tiempo, lejos de perturbaciones externas como fluctuaciones menores de presión (Burnsid & Naylor, 2014).

**Figura 2**

*Representación fenómeno de histéresis en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>*



*Nota.* Se representa la diferencia en las curvas de permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub> en un proceso de imbibición y drenaje, donde se tiene inicialmente una saturación de aceite y una saturación de gas, las cuales presentan un cambio en las curvas que da lugar al fenómeno de histéresis.

En un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, la histéresis juega un papel fundamental, ya que el sistema experimenta cambios repetidos entre la inyección y la producción. Durante cada ciclo, parte del CO<sub>2</sub> queda atrapado en los poros debido al entrapamiento capilar, lo que reduce progresivamente la cantidad de gas que puede movilizarse en los siguientes ciclos y aumenta la saturación residual de CO<sub>2</sub>, lo que contribuye al entrapamiento seguro de gases.

### **2.4.3 Entrampamiento por Solubilidad**

La solubilidad es la facilidad con la que dos especies moleculares pueden mezclarse. El entrapamiento por solubilidad es un mecanismo de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que ocurre cuando el gas se disuelve en los fluidos presentes en el yacimiento, principalmente en el agua de formación y el crudo (Ariza Q., 2023). La cantidad de gas que puede disolverse en el fluido depende de varios

factores, siendo los más relevantes la presión, la temperatura y la salinidad de la salmuera (Benson & Cole, 2008).

El CO<sub>2</sub> se disuelve en el crudo y en el agua debido a diferencias en la presión y temperatura del yacimiento. En condiciones de inyección, el gas entra en contacto con los fluidos del yacimiento, y parte de este se disuelve (Ariza Q., 2023). El agua saturada de CO<sub>2</sub> generalmente se hundirá ya que la salmuera irá aumentando su densidad al saturarse de CO<sub>2</sub> y es más densa que el agua de formación. La solubilidad del CO<sub>2</sub> aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua. (Ruiz, C. et al., 2007).

El mecanismo de solubilidad se considera uno de los más seguros y con mayor capacidad de almacenamiento, ya que es un proceso que se mantiene de forma prolongada en la formación. Sin embargo, en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, el gas se disuelve en el crudo hasta alcanzar un equilibrio, pero cuando la presión disminuye en la fase de producción, parte del CO<sub>2</sub> puede exsolver y movilizarse nuevamente hacia el gas libre, reduciendo el almacenamiento permanente (Ariza Q., 2023). Por lo que, a lo largo del tiempo, y en escalas suficientemente grandes, la disolución del CO<sub>2</sub> en el agua de formación se convierte en el tipo de entrapamiento dominante. Este mecanismo no se detiene, sino que se estabiliza como una forma continua y eficaz de secuestro de CO<sub>2</sub> en la formación, asegurando su retención de manera segura y a largo plazo.

### **3. Construcción del Modelo Conceptual de Simulación**

Para evaluar los mecanismos de entrapamiento del CO<sub>2</sub> en un proceso de inyección cíclica y su impacto en la recuperación de crudo pesado, se desarrolló un modelo numérico de simulación utilizando el software GEM de CMG. Para ello, se construyó un modelo conceptual

basado en información obtenida de la revisión bibliográfica sobre la aplicación del proceso de recuperación mejorada en yacimientos de crudo pesado.

Para la construcción del modelo conceptual de simulación, se tomó como referencia información disponible en la bibliografía sobre el campo Llanito, ubicado en la Cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM), Colombia. La información recopilada incluyó datos sobre las propiedades petrofísicas, como la porosidad y la permeabilidad, así como las propiedades del fluido del yacimiento. En la Tabla 1, se presentan las propiedades de la roca y el fluido utilizados para la construcción del modelo de simulación.

El software GEM de CMG fue seleccionado para este estudio debido a sus capacidades avanzadas para modelar y describir el comportamiento del CO<sub>2</sub> y su interacción con los fluidos en el yacimiento, considerando fenómenos como la transferencia de masa, la histéresis y la solubilidad. Además, permite la simulación de los distintos mecanismos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, incluyendo el entrapamiento estructural, capilar, por solubilidad y mineral.

**Tabla 1**

*Propiedades de la roca y el fluido del modelo de simulación*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Porosidad (%)	18
Permeabilidad horizontal (mD)	350
Permeabilidad vertical (mD)	245
Espesor (pies)	58
Profundidad (pies)	5148
Contacto agua-petróleo (pies)	5630
Compresibilidad de la roca (1/psi)	2.96x10 <sup>-06</sup>
Presión del yacimiento (psi)	2350
API (°)	19.2
Temperatura del yacimiento (°F)	144.5
Viscosidad (cp)	19

*Nota.* Información tomada de (González & Uribe, 2018) y (Gutiérrez, 2024)

El campo Llanito, se divide en tres arenas principales de la formación Mugrosa, cada una con características distintas que impactan su comportamiento y potencial productivo. Sin embargo, se eligió la Arena B como formación productora de interés porque ha demostrado un rendimiento superior en términos de producción comparada con las otras arenas, lo que sugiere que las técnicas de recuperación mejorada, como la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> podrían ser más efectivas. El 56% de la producción del campo Llanito se le atribuye a la zona B de la formación Mugrosa (Riviera De La Ossa et al., 2010).

### 3.1 Definición Malla de Simulación

Después de identificar las propiedades principales del yacimiento y del fluido, se seleccionó una malla de geometría radial en lugar de una malla cartesiana para la simulación, ya que este tipo de geometría es más adecuado para representar con mayor precisión el flujo de fluidos alrededor del único pozo de estudio, ubicado en el centro de la malla. En este tipo de modelo de único pozo, el flujo presenta un comportamiento parabólico, lo que hace que la malla radial sea más adecuada para evaluar el comportamiento del CO<sub>2</sub> en un proceso de inyección cíclica. Además, permite una mayor resolución cerca del pozo, donde ocurren los mayores cambios de presión y saturación, optimizando la simulación sin necesidad de un gran número de celdas. Las características generales de la malla se presentan en la Tabla 2.

**Tabla 2**

*Características generales de la malla de simulación*

<b>Características generales de la malla</b>	
Geometría	Radial
Numero de celdas	957
Área (acres)	40

Para este modelo conceptual, se estableció un área de 40 acres con un radio de 745 ft, utilizando una discretización de 33 celdas en “r”, 1 celda en “ $\Theta$ ” y 29 celdas en el espesor “k”, con 2ft por celda, alcanzando un total de 58 ft de espesor que corresponde a la Formación Mugrosa, zona B. Las coordenadas y dimensiones que conforman la malla de simulación se detallan en la Tabla 3 a continuación.

**Tabla 3**

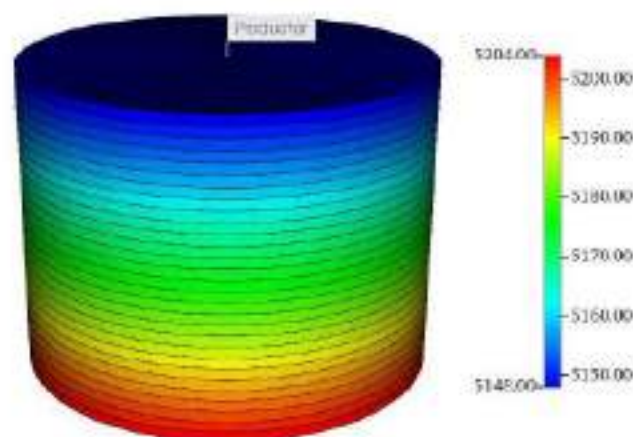
*Discretización de la malla de simulación de geometría radial*

Coordenada	Número de bloques	Dimensiones de los bloques
Radio “r”	33	23 ft
Ángulo “ $\Theta$ ”	1	360°
Espesor “K”	29	2 ft

La malla de simulación es fundamental para comprender el comportamiento del CO<sub>2</sub> durante su inyección y almacenamiento, así como para predecir la recuperación de crudo pesado en el yacimiento. En la Figura 3, se presenta la vista 3D del modelo estático, con la configuración de la malla utilizada en la simulación.

**Figura 3**

*Vista 3D de la malla de simulación*



### 3.2 Modelo de Fluidos

Durante el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, se esperan cambios en las condiciones del yacimiento, lo que hace necesario modelar correctamente la variación de propiedades del fluido, como la viscosidad, el factor volumétrico y la relación gas-aceite, en función de la presión. Para ello, se utilizó el modelo de fluidos proporcionado por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, desarrollado con el software WinProp de CMG, el cual permite modelar el comportamiento de fases y las propiedades de los fluidos del yacimiento.

Para la construcción de este modelo conceptual, se ingresó la composición molar del crudo, correspondiente a la zona B de la Formación Mugrosa del campo Llanito (Gutiérrez, 2024), información fundamental para la caracterización del fluido, la cual se presenta en la Tabla 4.

Se utilizó la ecuación de estado de Peng-Robinson (1978) para modelar el comportamiento de los fluidos.

**Tabla 4**

*Composición molar del crudo ingresada a WinProp*

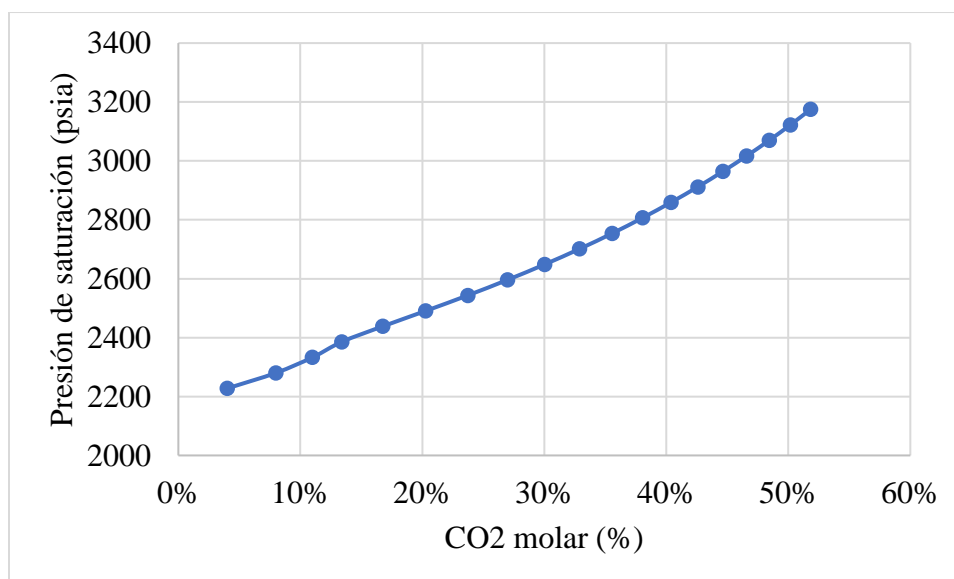
<b>Componentes</b>	<b>Mol</b>	<b>%Mol</b>	<b>Peso molecular</b>
CO <sub>2</sub>	0.0703	0.0007	44.01
N <sub>2</sub>	0.8937	0.0089	28.01
C <sub>1</sub>	37.2433	0.3724	16.04
C <sub>2</sub>	2.8452	0.0285	30.07
C <sub>3</sub>	1.4460	0.0145	44.10
i-C <sub>4</sub>	0.7481	0.0075	58.12
n-C <sub>4</sub>	0.6009	0.0060	58.12
i-C <sub>5</sub>	0.5722	0.0057	72.15
n-C <sub>5</sub>	0.3419	0.0034	72.15
C <sub>6</sub>	0.8057	0.0081	84

*Nota.* Información proporcionada por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, realizado por Gutiérrez, (2024). Modelado Numérico de los Mecanismos más Influyentes en el Entrampamiento de CO<sub>2</sub> en un Medio Poroso Durante un Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) (Tesis MSc). Universidad Industrial de Santander.

El ajuste de propiedades como el factor volumétrico de formación, la relación gas-aceite (GOR) y la viscosidad del fluido se realizó mediante la regresión de las propiedades críticas del petróleo teniendo en cuenta el PVT inicial. Para evaluar la interacción del gas con el crudo pesado se ajustan los coeficientes de interacción binario entre el CO<sub>2</sub> y componentes del crudo. Las pruebas PVT realizadas incluyen liberación diferencial, separador y de hinchamiento. Los resultados del comportamiento de las propiedades del crudo tras el ajuste del modelo de fluidos se presentan a continuación en las Figuras 4 a 9.

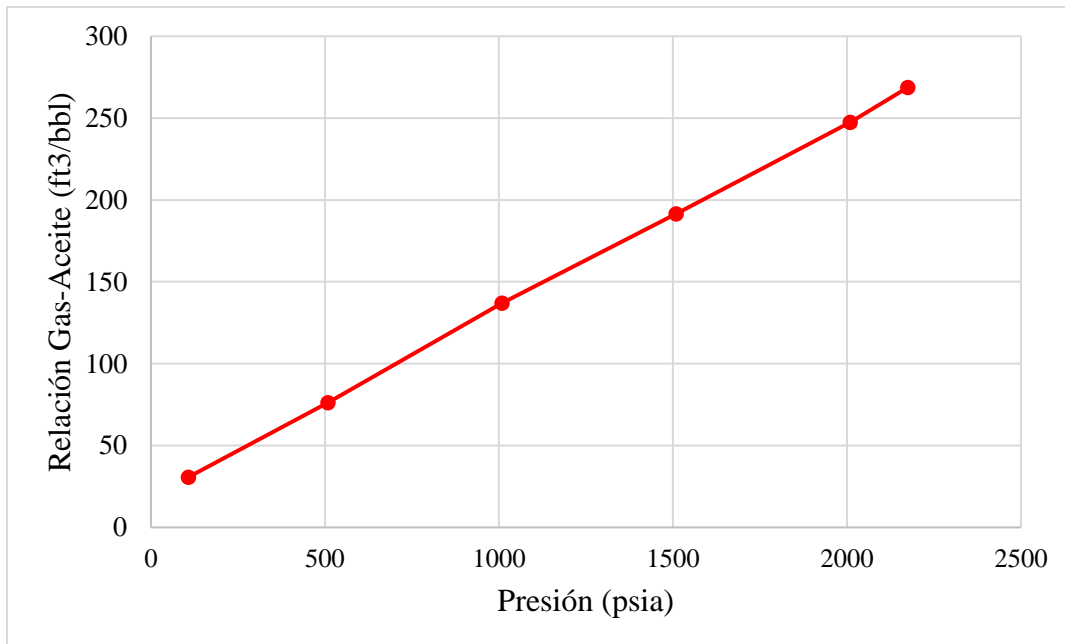
#### **Figura 4**

##### *Prueba de hinchamiento*

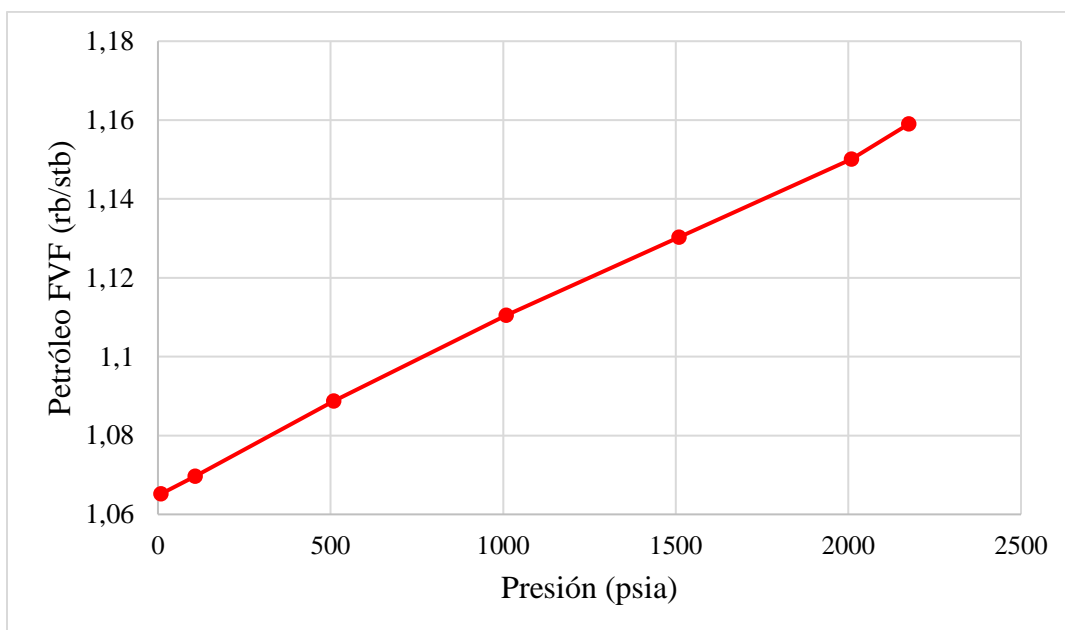


**Figura 5**

*Relación gas-aceite @144.5 °F respecto a la presión*

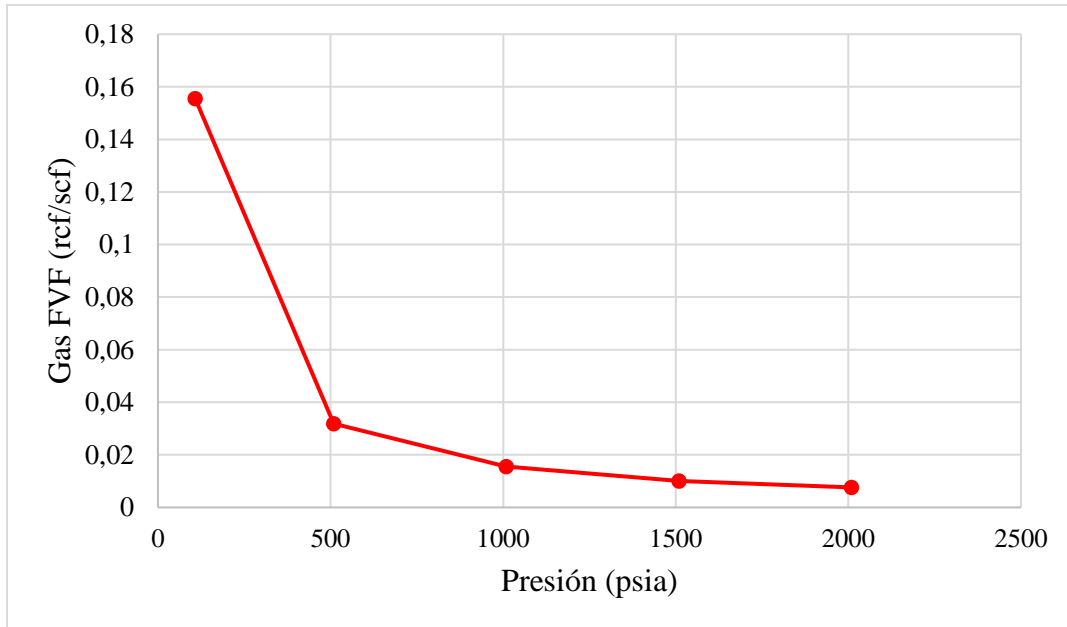
**Figura 6**

*Factor volumétrico del petróleo @144.5 °F respecto a la presión*

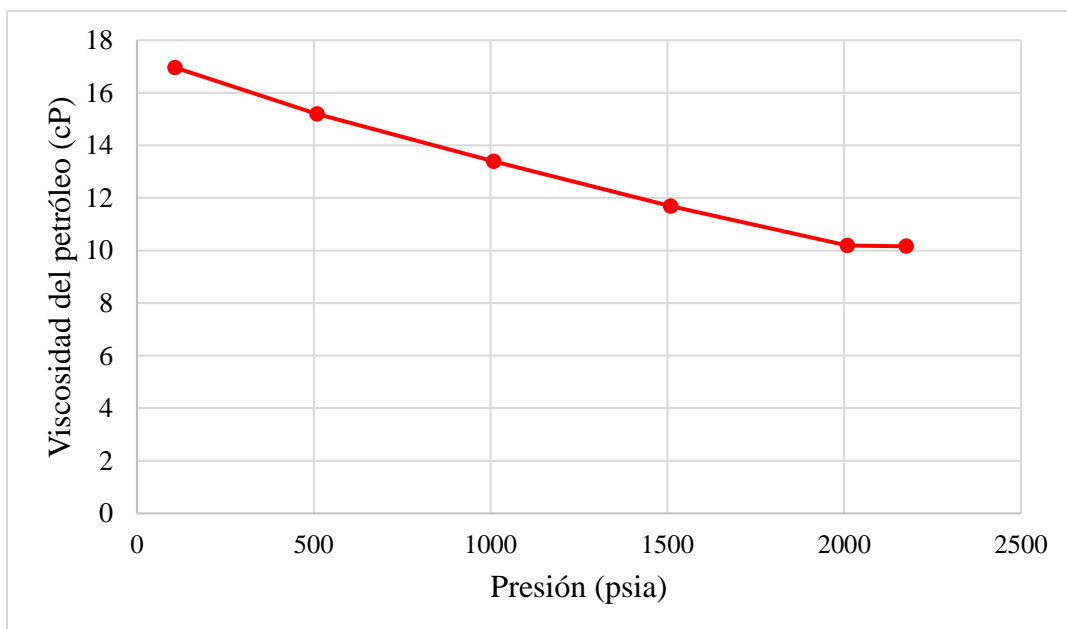


**Figura 7**

*Factor volumétrico del gas @144.5 °F respecto a la presión*

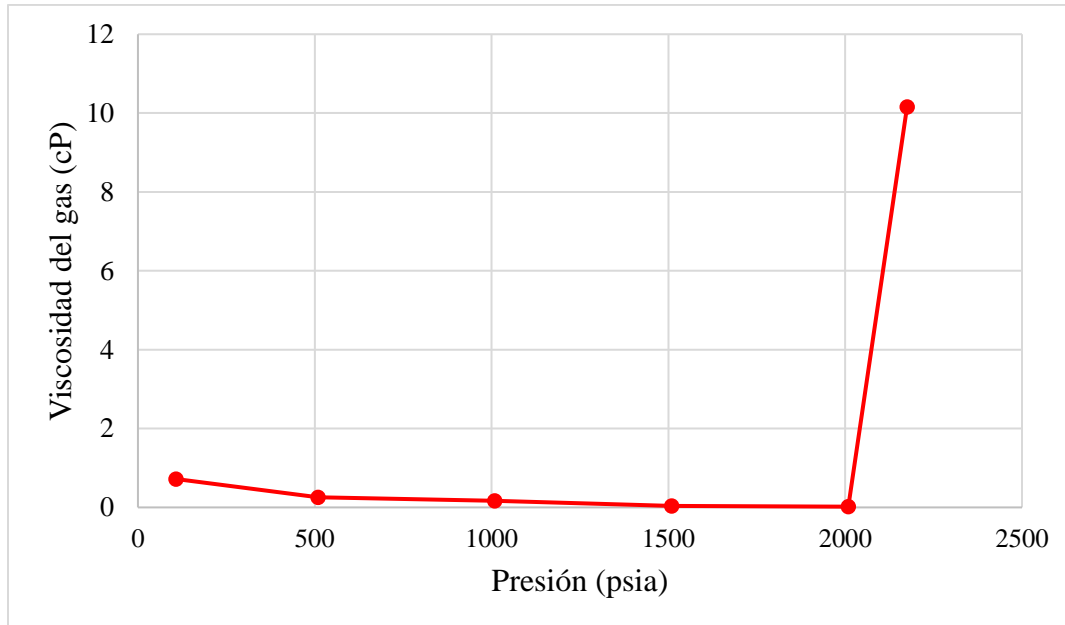
**Figura 8**

*Comportamiento de la viscosidad del crudo @144.5 °F respecto a la presión*



**Figura 9**

*Comportamiento de la viscosidad del gas @144.5 °F respecto a la presión*



También se realizó la prueba de miscibilidad, obteniéndose una Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) de 3589.9 psia (Gutiérrez, 2024). Dado que la presión del yacimiento es de 2350 psi, esta no es suficiente para alcanzar la PMM, por lo que el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> ocurrirá en condiciones inmiscibles.

### 3.3 Interacción Roca-Fluido

Para la información de ingreso al software GEM de CMG en la sección Roca-Fluido, se tomó como referencia un set de curvas de permeabilidad relativa de la Zona B de la Formación Mugrosa (González & Uribe, 2018). Esto permitió determinar los *endpoints* y sus respectivos valores de permeabilidad relativa necesarios para generar las curvas mediante correlación (ver Tabla 5).

Las curvas de permeabilidad son cruciales para simular el comportamiento de los fluidos en el medio poroso y su capacidad para desplazarse a través del yacimiento, considerando los

cambios en saturación, presión y movilidad relativa de cada fase (agua, aceite y gas) a lo largo del proceso. Estas curvas representan la interacción de fases en un sistema agua-aceite y un sistema gas-líquido, permitiendo evaluar el flujo relativo de cada fluido en diferentes condiciones del yacimiento (Caicedo & Patiño, 2021).

En la Figura 10 se muestran las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, mientras que en la Figura 11 se presentan las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido. Esta información es fundamental en la simulación del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, permitiendo predecir con precisión el desplazamiento de fluidos, optimizar la recuperación de crudo pesado y evaluar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el yacimiento.

**Tabla 5**

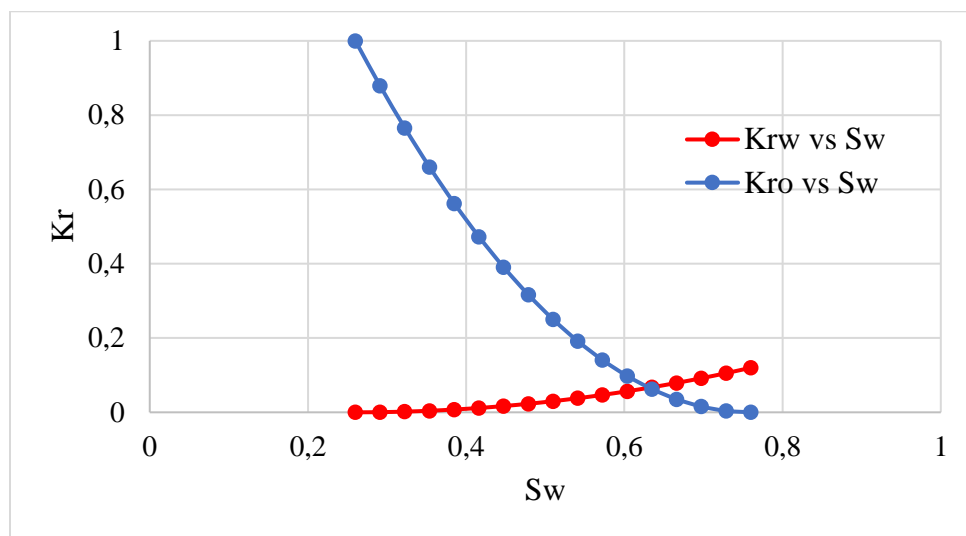
*Endpoints utilizados para generar las curvas de permeabilidad relativa por correlación*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
SWCON - Saturación connata de agua	0.26
SWCRIT - Saturación critica de agua	0.26
SOIRW - Saturación irreducible del aceite al agua	0.24
SORW - Saturación residual del aceite al agua	0.24
SOIRG - Saturación irreducible del aceite al gas	0.2
SORG - Saturación residual del aceite al gas	0.2
SGCON - Saturación connata de gas	0
SGCRIT - Saturación critica de gas	0.05
KROCW - Kro en Saturación connata de agua	1
KRWIRO - Krw en saturación irreducible de aceite	0.12
KRGCL - Krg en saturación connata de liquido	0.6
KROGCG - Krog at Connate Gas	
Exponente para Krw en saturación irreducible de aceite	2
Exponente para Kro en saturación connata de agua	2
Exponente para Kro en saturación connata de gas	2
Exponente para Krg en saturación connata de liquido	2

*Nota.* Información tomada de González & Uribe (2018). Evaluación Técnico Financiera del Impacto en las Curvas de Permeabilidad Relativa Durante el Proceso de Inyección de Dióxido de Carbono en el Pozo ABC en el Campo Llanito Mediante Simulación Numérica (Tesis). Fundación Universidad de América.

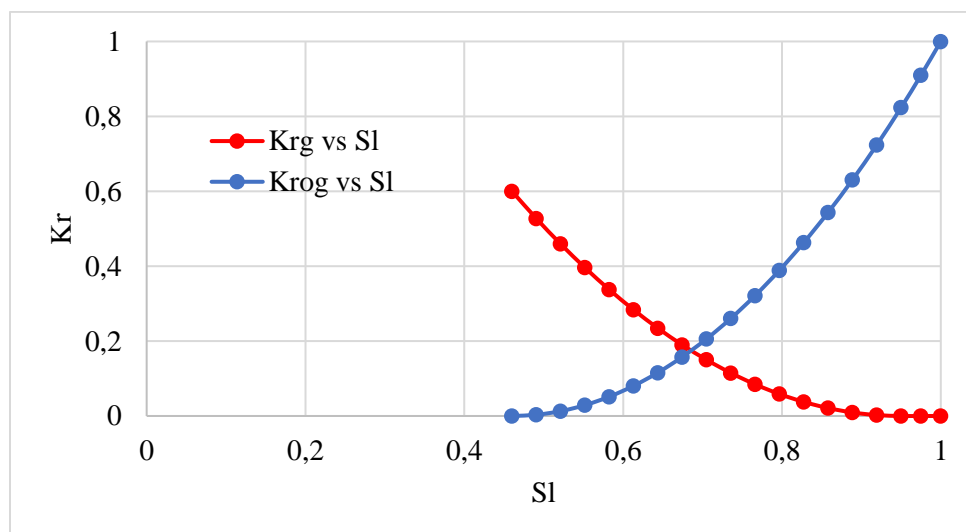
**Figura 10**

*Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite*



**Figura 11**

*Curvas de permeabilidad relativa gas-liquido*



### 3.4 Condiciones Operacionales Pozo Productor

Una vez construidas las curvas de permeabilidades relativas, se perforó un único pozo productor con fecha de inicio el 01/01/2025, y una duración de diez años de simulación, utilizando un paso de tiempo de un mes. Esto se realizó con el objetivo de simular el comportamiento del modelo conceptual en condiciones de producción primaria. En la Tabla 6 se detalla la información ingresada en la sección Wells & Recurrent.

**Tabla 6**

*Datos de entrada en la sección Wells & Recurrent de Builder de CMG*

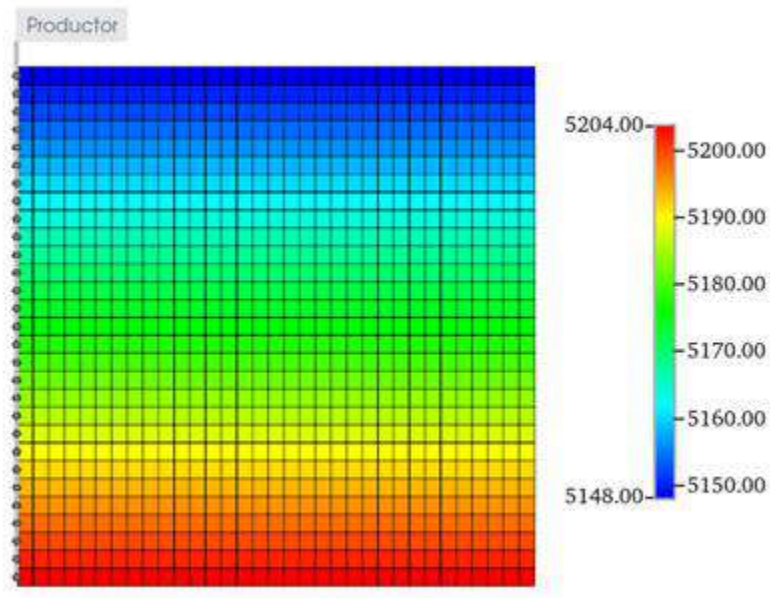
<b>Datos de perforación y fechas</b>	
Pozos productores	1
Fecha inicio	1/01/2025
Fecha fin	1/01/2035
Paso de tiempo	1 mes

Además, se establecieron las restricciones operacionales en el pozo productor, fijando una presión mínima en el fondo del pozo (BHP) de **2000 psi** y una tasa máxima de producción de aceite (STO) de **500 bbl/día**. Las restricciones de BHP y STO en la simulación aseguran que el proceso se lleve a cabo de manera eficiente y segura, maximizando la recuperación del crudo sin comprometer la estabilidad del yacimiento ni la operatividad del sistema de producción.

En la Figura 12 se observa la perforación del pozo productor desde una vista lateral en el módulo Results de CMG.

**Figura 12**

*Perforación pozo productor desde una vista lateral*



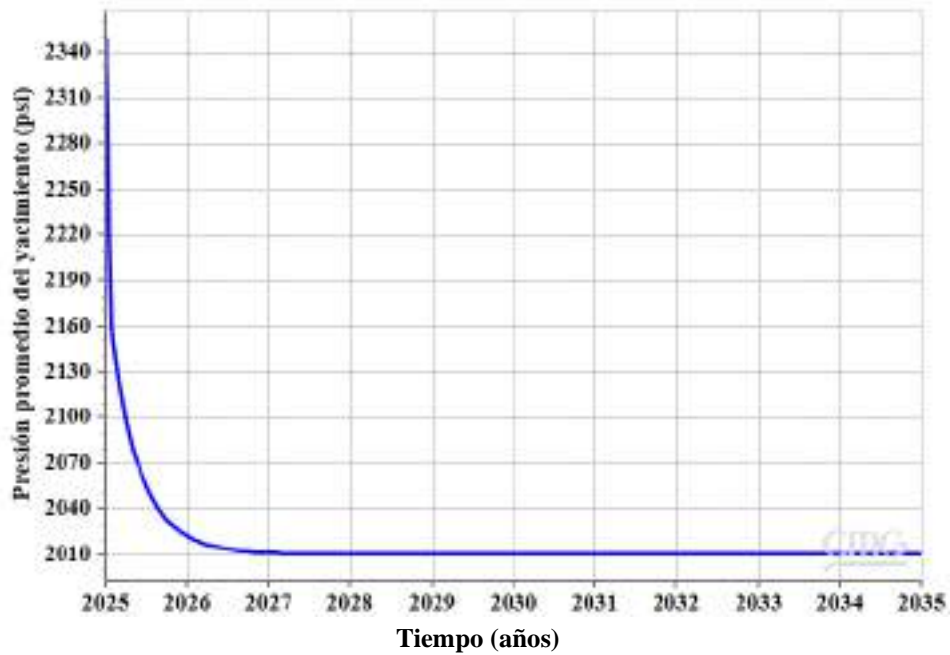
### 3.5 Resultados Producción Primaria

Una vez construido el caso base inicial, se procede a analizar los resultados obtenidos tras la primera corrida de simulación, donde se evalúa el comportamiento del modelo en producción primaria. Estos resultados, visualizados en el módulo Results de CMG, son fundamentales para determinar la factibilidad de implementar la tecnología de recuperación mejorada, ya que permiten identificar el comportamiento de la presión del yacimiento y la producción de petróleo sin la implementación de una tecnología de recuperación mejorada.

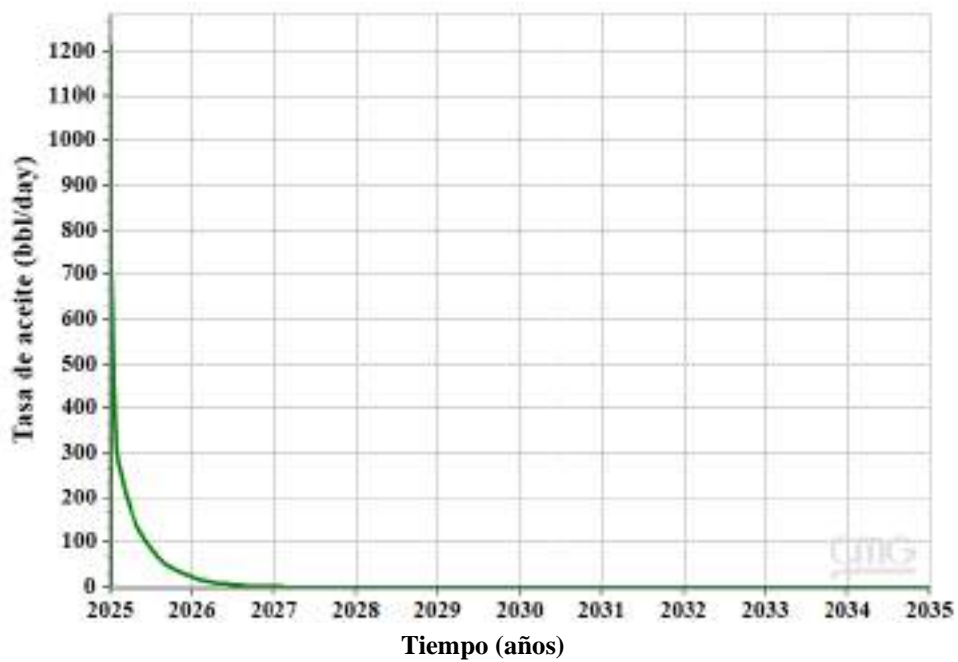
En la Figura 13, se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento, mientras que en la Figura 14, se muestra la producción primaria de petróleo, proporcionando una visión detallada del desempeño del pozo en condiciones naturales y estableciendo la línea base para la posterior evaluación del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>.

**Figura 13**

*Comportamiento de la presión del yacimiento en condiciones naturales*

**Figura 14**

*Producción primaria del yacimiento*



En las gráficas de presión del yacimiento y tasa de producción de aceite, se observa una caída drástica de la presión, aunque sin alcanzar la presión mínima de fondo de pozo de 2000 psi. Además, los resultados indican que la producción de crudo se agota antes de completar el segundo año de evaluación, lo que evidencia una rápida depleción del yacimiento. Debido a estas condiciones, se decide realizar un ajuste en el modelo con el objetivo de retrasar la depleción del yacimiento y permitir que la producción de crudo se extienda por al menos dos años, garantizando una evaluación más completa del comportamiento del yacimiento y su respuesta a la futura implementación de la tecnología de recuperación mejorada.

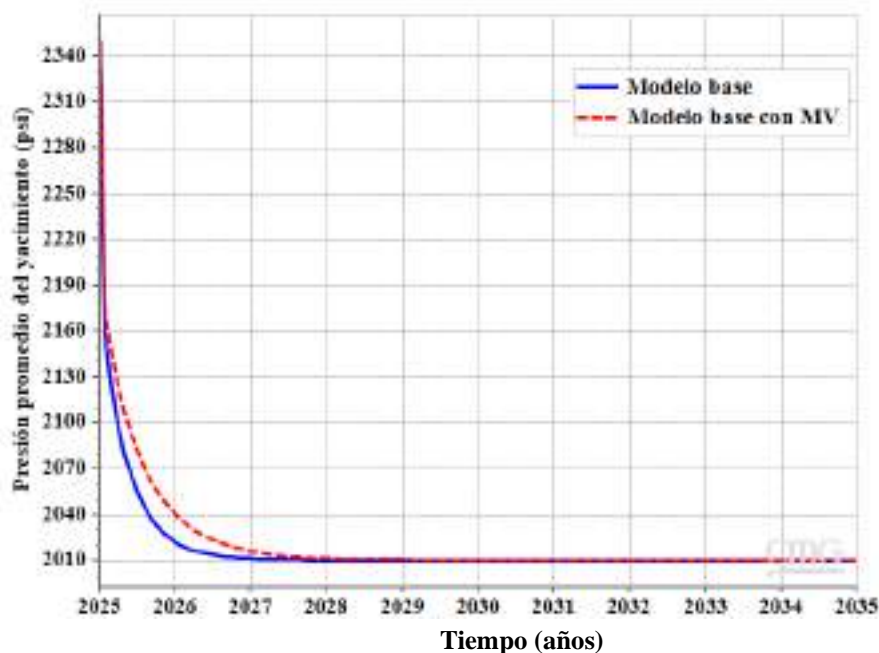
### ***3.5.1 Ajuste del Modelo de Producción Primaria***

Para lograr el ajuste del modelo base y contribuir a mantener una presión más estable en el yacimiento, se implementó un modificador de volumen x10 en las celdas del borde externo a lo largo de todo el modelo. El modificador de volumen es una herramienta que permite aumentar el volumen efectivo de las celdas seleccionadas, lo que ayuda a representar con mayor precisión las condiciones reales del yacimiento al simular una fuente de fluido adicional o un borde infinito. En este caso, se implementó para evitar una depleción acelerada, ya que permite mantener una presión más uniforme en el sistema.

En la Figura 15, se observa el comportamiento de la presión antes y después de realizar el ajuste con el modificador de volumen. Tras su implementación, se evidenció que el modelo ajustado presenta una menor disminución de presión a lo largo del tiempo en comparación con el modelo base, lo que permitió extender la depleción del yacimiento en un año adicional y, en consecuencia, incrementar la producción.

**Figura 15**

*Comparación de la presión del yacimiento implementando el modificador de volumen*



#### **4. Aplicación de la Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub>**

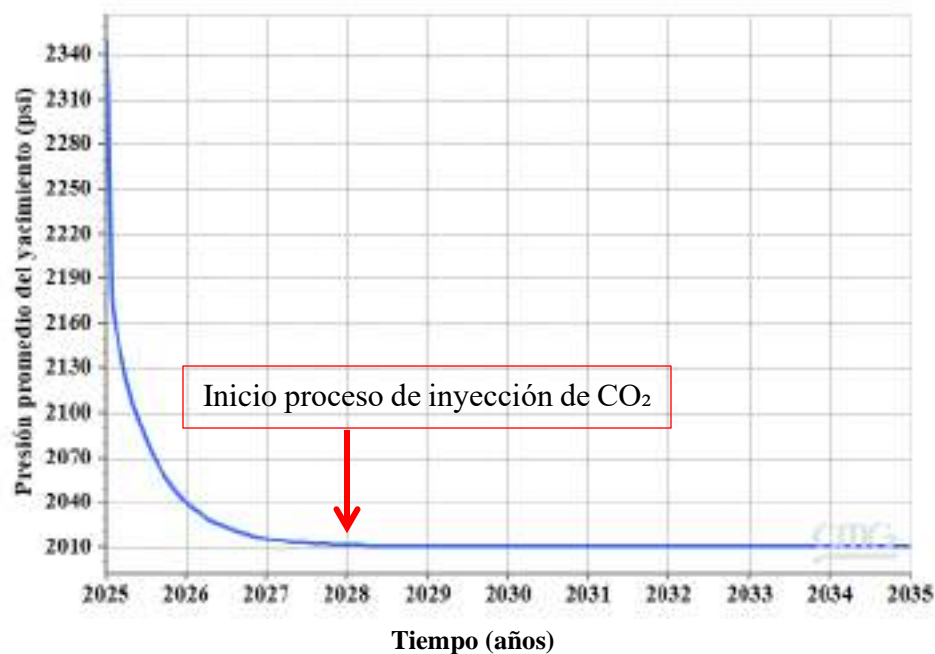
El siguiente paso en la construcción del modelo conceptual de simulación consiste en la implementación de la tecnología de recuperación mejorada mediante inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. Para ello, es fundamental definir una serie de parámetros operacionales clave, tales como el tiempo de inicio del proceso de estimulación, la duración de cada ciclo, el número total de ciclos a realizar y las condiciones operacionales del pozo inyector. Estos factores son determinantes para evaluar la eficiencia del proceso y su impacto en la recuperación de crudo pesado y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el yacimiento.

#### 4.1 Tiempo de Inicio del Proceso de Recobro Mejorado

El inicio del proceso de estimulación cíclica mediante la inyección de CO<sub>2</sub> se establece considerando varios factores clave relacionados con la depleción del yacimiento. En primer lugar, es fundamental evaluar la presión del yacimiento, asegurando que se encuentre por encima de un límite crítico para permitir una inyección eficiente del gas. Además, se analiza la curva de depleción, con el objetivo de iniciar la inyección en el momento en que se observe una disminución significativa en la presión del yacimiento, pero garantizando que aún exista presión suficiente en el sistema para facilitar la interacción del CO<sub>2</sub> con el crudo. Esta estrategia permite optimizar la recuperación mejorada y maximizar la eficiencia del proceso. En la Figura 16, se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento durante la producción primaria, indicando con una flecha roja el momento donde se inicia el proceso de inyección de CO<sub>2</sub>.

#### Figura 16

*Inicio del proceso de inyección según el comportamiento de la presión*



Con base en el análisis de la curva de depleción del yacimiento, se determinó que el inicio de la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se realiza el 01/01/2028, es decir, tres años después del inicio de la producción. Esta decisión se fundamenta en la observación de que, para esta fecha, la curva de depleción alcanza su punto mínimo, lo que indica que el yacimiento ha perdido gran parte de su energía natural y la producción del pozo se ha reducido significativamente. Iniciar la inyección de CO<sub>2</sub> en este momento permitirá incrementar la recuperación de crudo pesado.

#### 4.2 Duración Ciclo de Estimulación

Como se mencionó en el capítulo 2.1 Etapas de la Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub>”, se establecen los tiempos para cada etapa, teniendo en cuenta las recomendaciones del screening de la técnica según Mohammed S. (2006), donde menciona que los tiempos óptimos de remojo oscilan entre dos (2) y tres (3) semanas, o hasta un (1) mes. En cuanto al ciclo de producción, generalmente tiene una duración superior a seis (6) meses, extendiéndose incluso durante varios años en algunos pozos. Este screening ayuda a identificar las condiciones óptimas para que el proceso se ejecute de manera eficiente y maximizar la recuperación de crudo pesado.

A continuación, en la Tabla 7, se presentan los tiempos asignados a cada una de las etapas del ciclo de estimulación.

**Tabla 7**

*Parámetros de inyección cíclica*

<b>Parámetros de inyección</b>	
Tiempo de inyección (días)	5
Tiempo de remojo (días)	15
Tiempo de producción (días)	365

### 4.3 Cantidad de Ciclos de Inyección

El número de ciclos en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se define considerando factores como las características del yacimiento, las propiedades del crudo, la capacidad del sistema de inyección y los resultados de investigaciones previas. Según (H. J. Martínez et al., 2022), un yacimiento más profundo, como el que se presenta en este caso con más de 5000 pies de profundidad, generalmente requiere más ciclos para maximizar la interacción entre el CO<sub>2</sub> y el crudo pesado. Además, las propiedades del crudo, como su viscosidad y densidad, también influyen en la cantidad de ciclos necesarios, ya que los crudos más pesados requieren más tiempo y ciclos para ser movilizados de manera efectiva (Mohammed S., 2006). En este contexto, donde se presenta un yacimiento con una profundidad de 5148 pies, se determinó que **5 ciclos** son adecuados, ya que permiten maximizar la interacción entre el CO<sub>2</sub> y el crudo pesado, favoreciendo un mayor factor de recobro y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### 4.4 Condiciones Operacionales del Pozo Inyector

Para la aplicación del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, se utilizaron los parámetros operacionales presentados en la Tabla 8 para la simulación.

**Tabla 8**

*Restricciones pozo inyector*

<b>Restricciones operacionales pozo inyector</b>	
Tasa máxima de inyección (scf/día)	5x10 <sup>6</sup>
Máxima presión de fondo (psi)	2500

Se establece una tasa máxima de inyección de 5,000,000 scf/día y una presión máxima en el fondo del pozo de 2500 psi. Esta elección se debe a que el yacimiento se encuentra a una gran

profundidad, por lo que se inyecta a altas tasas para aumentar rápidamente la presión en el yacimiento y promover la interacción entre el CO<sub>2</sub> y el petróleo (Mohammed S., 2006), además es importante recalcar que el gas se comprime considerablemente a estas condiciones. Esta alta tasa de inyección contribuye a movilizar una mayor cantidad de crudo pesado, mejorando así la recuperación durante el proceso. Además, considerando que la presión inicial del yacimiento es de 2350 psi, es fundamental inyectar el CO<sub>2</sub> a presiones elevadas, especialmente en condiciones no miscibles. Una presión de inyección superior a la del yacimiento facilita el desplazamiento eficiente del petróleo hacia el pozo, mejora la movilidad del crudo y ayuda a vencer las fuerzas capilares que pueden atrapar el petróleo en los poros de la roca (Zhou et al., 2018). Aunque el CO<sub>2</sub> no es miscible en estas condiciones, mantener una presión adecuada asegura una distribución más eficaz del gas en el yacimiento.

#### **4.5 Resultados de la Inyección Cíclica de CO<sub>2</sub>**

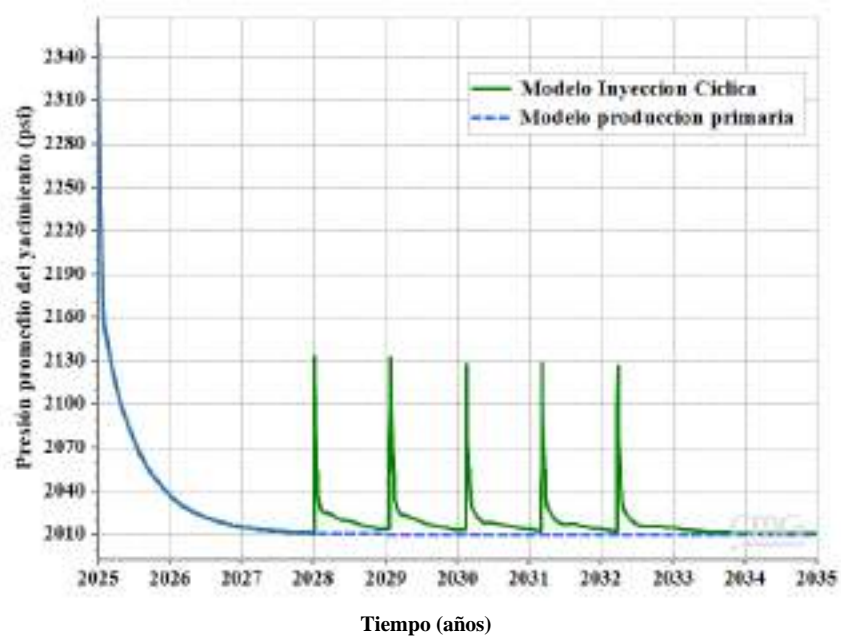
Con el objetivo de obtener una mayor resolución en las cercanías del pozo, se creó un sector en el modelo de simulación que representa de manera más precisa el área de drenaje del pozo. Esto debido a que el modelo de simulación abarcaba un área de 40 acres, el sector creado comprende aproximadamente 14 acres, lo que permite un análisis más detallado de los efectos de la inyección cíclica de CO<sub>2</sub>.

Para evaluar la efectividad de la técnica, se analizó la presión promedio del yacimiento antes y después de la inyección. La Figura 17 compara la presión promedio entre el modelo base de producción primaria y el modelo con inyección cíclica a lo largo del tiempo. Se observa que el modelo con inyección cíclica presenta fluctuaciones en la presión, lo que indica que el proceso contribuye al mantenimiento de la presión en comparación con el modelo base. Además, en la

gráfica se identifican claramente los cinco ciclos de inyección y sus respectivas etapas, lo que permite visualizar el impacto directo de la inyección del gas en la presión del yacimiento.

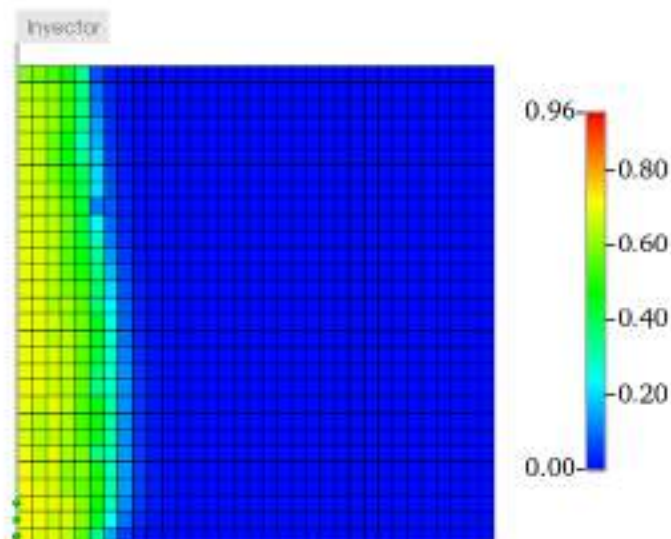
**Figura 17**

*Presión del yacimiento antes y después del inicio de la inyección*



**Figura 18**

*Vista lateral de la fracción molar de CO<sub>2</sub>*

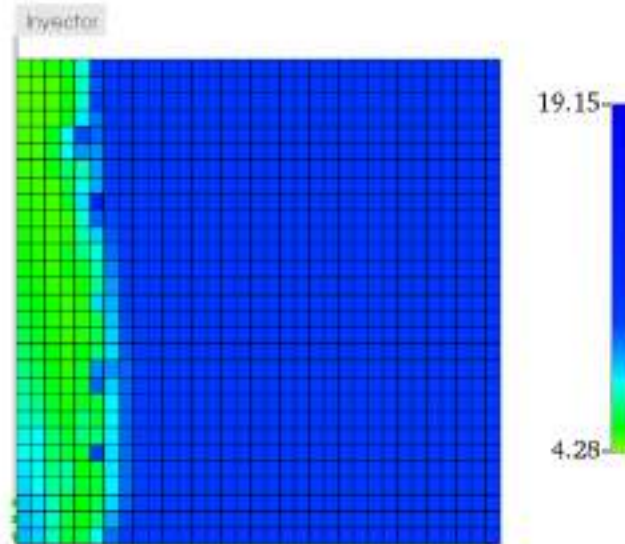


También se analiza la fracción molar de CO<sub>2</sub> en el yacimiento para identificar las zonas más impactadas por el gas de inyección. La Figura 18 muestra la distribución del CO<sub>2</sub> al final del proceso de estimulación, evidenciando las áreas con mayor presencia del gas al finalizar la producción del quinto y último ciclo. Esta representación gráfica no solo permite visualizar la efectividad de la técnica, sino que también confirma que el CO<sub>2</sub> está invadiendo en el yacimiento de manera significativa.

Uno de los mecanismos de recuperación de petróleo más influyentes en un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> es la reducción de la viscosidad del crudo pesado. Para comprender este efecto, se analiza la interacción entre el CO<sub>2</sub> y el crudo, así como su impacto en el comportamiento de la viscosidad. Se puede observar en la Figura 19 que la viscosidad del crudo disminuye en las zonas cercanas al pozo, donde se produce una mayor interacción entre el CO<sub>2</sub> y el fluido. Este fenómeno está directamente relacionado con la distribución del gas en el yacimiento, representada en la Figura 18, donde se puede observar que en las regiones con mayor concentración de CO<sub>2</sub>, se observa la mayor reducción de viscosidad, lo que indica que en esta zona del yacimiento existe transferencia de masa del dióxido de carbono hacia el crudo pesado. La reducción de la viscosidad ocurre precisamente en estas zonas, ya que la disolución del gas disminuye las fuerzas intermoleculares dentro del crudo, facilitando su flujo (Zhou et al., 2018). Además, la expansión del petróleo como consecuencia de la disolución del CO<sub>2</sub> reduce su densidad y mejora su movilidad, lo que contribuye a un desplazamiento más eficiente del crudo hacia el pozo después de la inyección de CO<sub>2</sub> (Ellafi & Jabbari, 2020). Este comportamiento se evidencia en el esquema del comportamiento de la viscosidad del crudo después de la inyección cíclica, donde se observa una disminución de la viscosidad desde 19 cP hasta 4.28 cP (ver Figura 19). Esta reducción significativa resalta el impacto positivo del CO<sub>2</sub> en la mejora de la movilidad del crudo pesado.

**Figura 19**

*Comportamiento de la viscosidad del crudo después de la inyección cíclica*

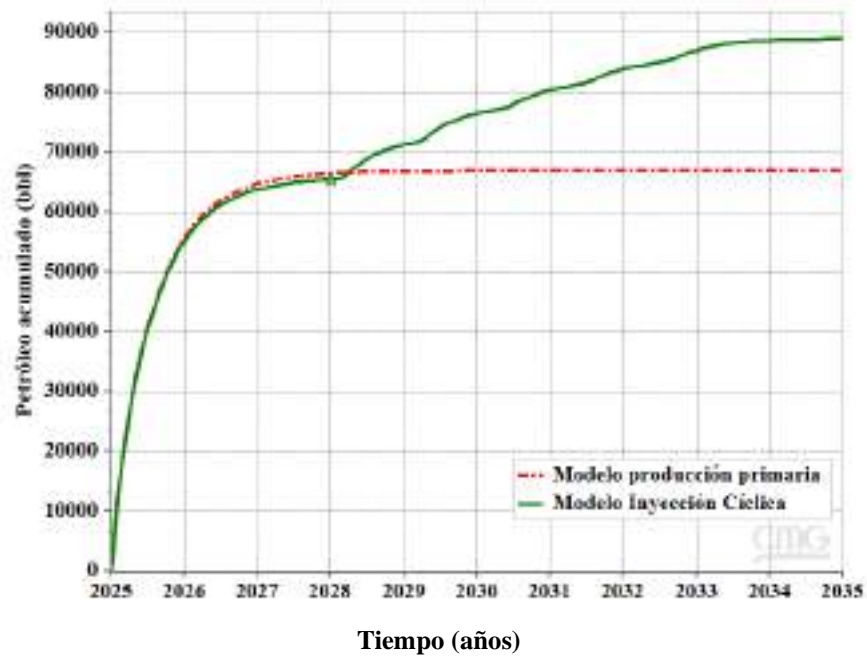


A continuación, se analizan los resultados de petróleo acumulado y el factor de recobro, comparando el desempeño del modelo base de producción primaria con el modelo de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, ambos evaluados a 10 años.

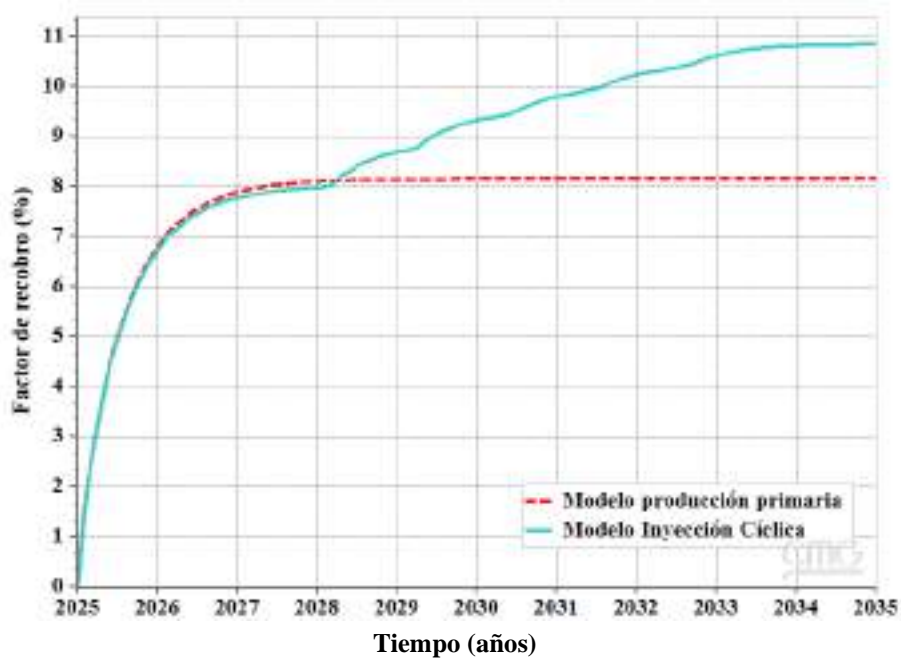
La Figura 20 muestra que la producción acumulada de petróleo en el modelo base de producción primaria es de 66,924 bbl, mientras que, tras la aplicación del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>, se alcanza una producción de 88,919 bbl. De manera similar, en la Figura 21 se observa que el factor de recobro en el modelo base alcanza un 8.15%, mientras que en el modelo de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> se incrementa hasta aproximadamente un 11%. Esto representa un incremento de aproximadamente 22,000 bbl y una mejora cercana al 3% en el factor de recobro. Además, en la Figura 21 se analiza el comportamiento del proceso de inyección cíclica y los resultados obtenidos después de cada uno de los cinco ciclos establecidos en la simulación. Se observa que en el primer ciclo se logró un aumento del 0.6% en el factor de recobro, en el segundo ciclo un 0.7%, en el tercero un 0.6%, en el cuarto un 0.5% y en el quinto y último ciclo un 0.4%.

**Figura 20**

*Petróleo acumulado antes y después de la inyección cíclica*

**Figura 21**

*Factor de recobro antes y después de la inyección cíclica*



Estos resultados confirman que la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> tiene un efecto positivo en la recuperación de crudo pesado, al aportar energía al yacimiento y mejorar la movilidad del petróleo a lo largo del proceso. La mejora en el recobro obtenida resalta la efectividad de esta técnica y refuerza la importancia de implementar estrategias de recobro mejorado para maximizar la producción de crudos pesados.

## **5. Simulación de los Mecanismos de Entrampamiento**

En el capítulo 2.4 Mecanismos de Entrampamiento de CO<sub>2</sub>” se describieron los principales mecanismos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> relevantes en un proceso de inyección cíclica: estructural, capilar (histéresis) y solubilidad. La simulación de los mecanismos de entrampamiento de solubilidad y capilaridad (histéresis) es fundamental para evaluar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y su impacto en procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Ambos mecanismos juegan un papel importante en la retención del gas dentro del yacimiento, reduciendo su movilidad y favoreciendo su almacenamiento a largo plazo.

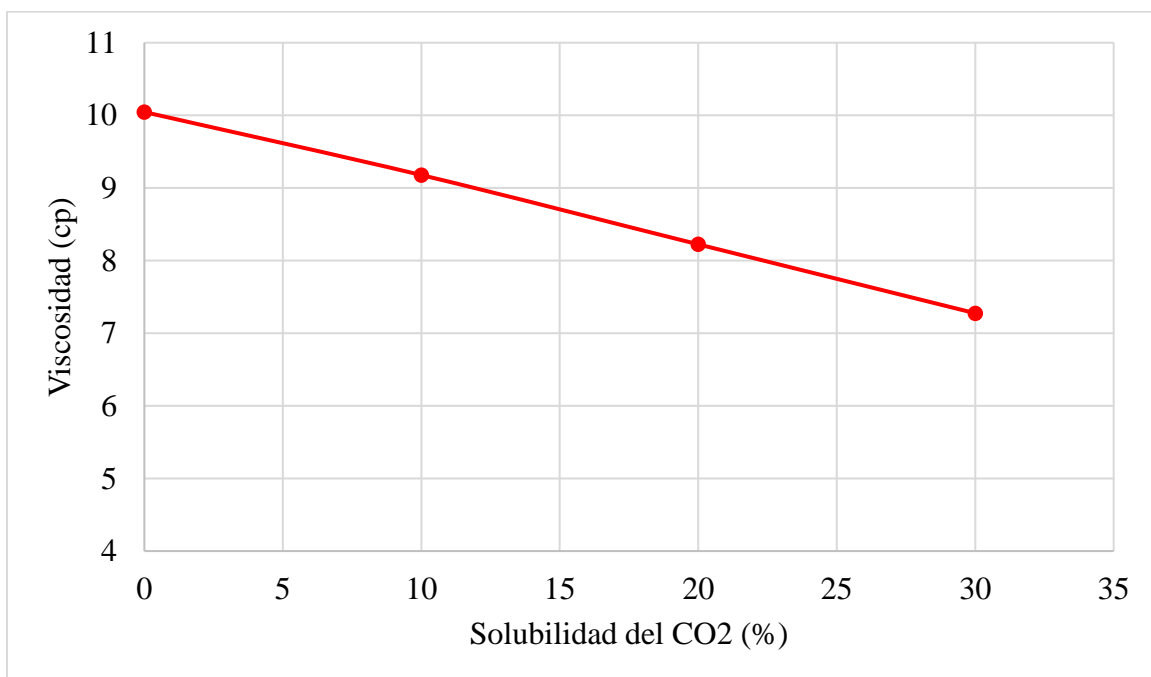
### **5.1 Simulación del Mecanismo de Solubilidad**

El entrampamiento por solubilidad se modela utilizando el módulo WinProp de CMG, el cual permite evaluar la disolución del CO<sub>2</sub> en los fluidos del yacimiento, tanto en el agua de formación como en el crudo. Para simular este mecanismo en el agua, se emplea la Ley de Henry, ajustada con la correlación empírica de Harvey (1996) (Ariza Q., 2023). Esta correlación permite estimar la cantidad de gas que puede disolverse en función de la presión y temperatura, considerando los cambios composicionales del CO<sub>2</sub> en la fase líquida.

En el crudo, la solubilidad del CO<sub>2</sub> se modela mediante la ecuación de estado de Peng-Robinson (Lu Jin et al., 2018), que describe el comportamiento PVT del fluido. Para evaluar este fenómeno, se realizan pruebas de hinchamiento del crudo (swelling tests) y de saturación para determinar cuánto CO<sub>2</sub> puede disolverse en los hidrocarburos, lo que influye en la reducción de la viscosidad y el incremento de la movilidad del petróleo. Luego, se lleva a cabo un análisis de solubilidad, en el que se evalúa el efecto de la disolución de CO<sub>2</sub> en el crudo (ver Figura 22), en el cual se evidencia la reducción de la viscosidad del petróleo a medida que incrementa la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo.

### Figura 22

*Efecto de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo en la viscosidad*



*Nota.* Tomada de Gutiérrez, (2024). Modelado Numérico de los Mecanismos más Influyentes en el Entrampamiento de CO<sub>2</sub> en un Medio Poroso Durante un Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) (Tesis MSc). Universidad Industrial de Santander.

En este análisis, se considera que el CO<sub>2</sub> se disuelve principalmente en el agua de formación presente en el medio poroso y, en menor proporción, en el crudo. La capacidad de disolución del gas depende de las condiciones de presión, temperatura y composición de los fluidos, lo que influye en la cantidad de CO<sub>2</sub> retenida en el yacimiento (Ariza Q., 2023).

## **5.2 Simulación del Mecanismo de Capilaridad**

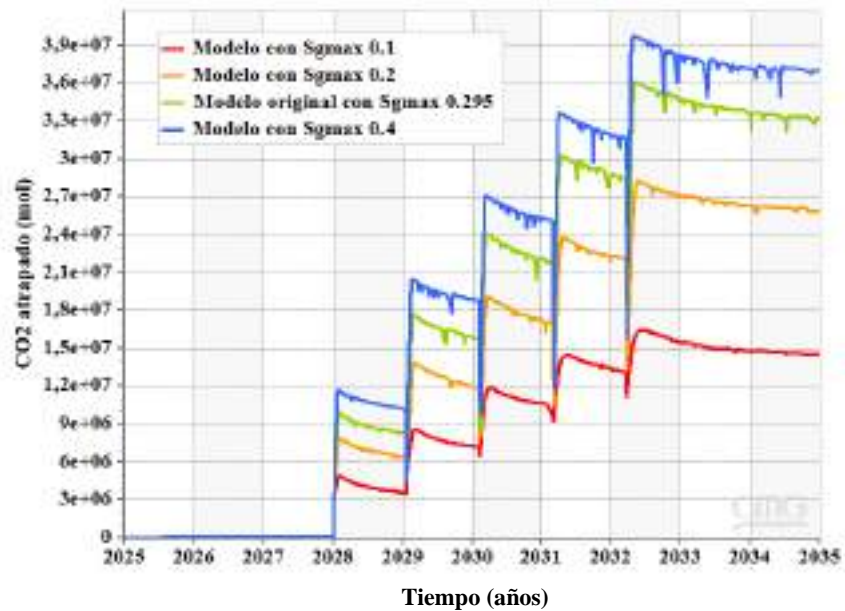
Para evaluar el entrapamiento capilar o residual en un proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, es necesario simular la histéresis, ya que este fenómeno describe cómo la permeabilidad relativa del gas varía entre los ciclos de drenaje e imbibición. La histéresis es clave para representar el entrapamiento del CO<sub>2</sub> en los poros de la roca después de la invasión del fluido desplazante (Ariza Q., 2023), lo que impide su remigración y contribuye al almacenamiento seguro del gas en el yacimiento a largo plazo. En GEM de CMG, la histéresis se simula mediante el modelo de permeabilidad relativa de Land, el cual ajusta la saturación residual del gas en función de la saturación inicial y la movilidad del gas durante la imbibición. Los factores más influyentes en la histéresis incluyen la molaridad del gas inyectado, la presión de operación, la mojabilidad del medio poroso y la estructura del yacimiento, ya que estos parámetros afectan la eficiencia del entrapamiento capilar y la capacidad de almacenamiento del CO<sub>2</sub> (Ariza Q., 2023).

Para analizar el impacto de la saturación residual máxima de gas en la histéresis, se realizó una prueba de sensibilidad, en la cual se evaluaron cuatro escenarios con valores de 10%, 20%, 30% y 40%, con el objetivo de determinar su influencia en la cantidad de CO<sub>2</sub> atrapado y su efecto en la producción de crudo. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el análisis del entrapamiento capilar (Figura 23) y el factor de recobro (Figura 24). Cabe destacar que el software GEM de CMG tiene un valor por defecto de 0.295 (aproximadamente 30%), por lo que este análisis permitirá evaluar si modificar este valor puede mejorar el desempeño del proceso o si

es conveniente continuar la simulación con este valor predeterminado como se sugiere en el Manual de CMG (2022) sobre la simulación del almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

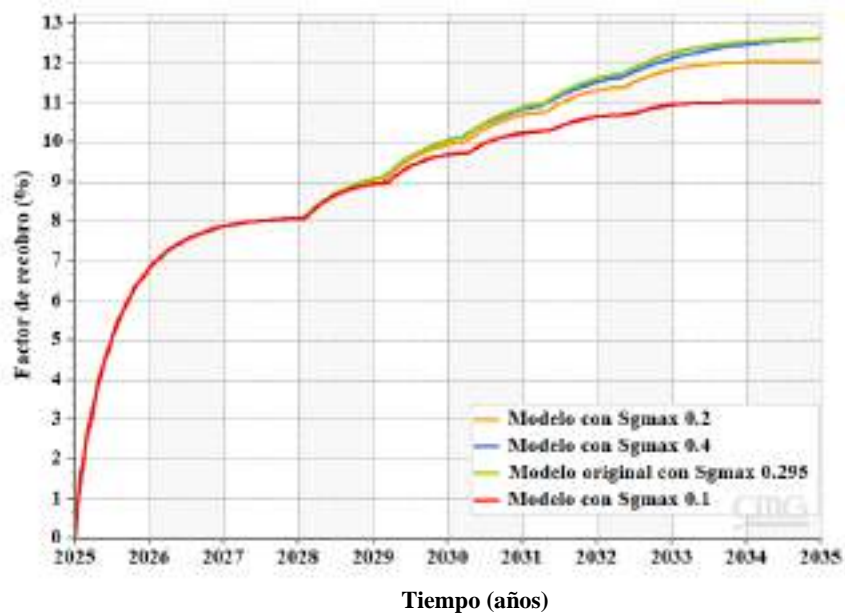
**Figura 23**

*Impacto de la saturación residual máxima de gas en el entrapamiento capilar (histéresis)*



**Figura 24**

*Impacto de la saturación residual máxima de gas en el factor de recobro*



**Tabla 9**

*Resumen de resultados obtenidos luego de la variación de la saturación residual máxima de gas*

<b>Valor de Sgmax</b>	<b>Entrampamiento capilar (histéresis) (mol)</b>	<b>Factor de recobro (%)</b>
0.1	14463360	11.02
0.2	25818285.6	12.06
0.3	33231849.6	12.62
0.4	36890369.6	12.63

Los resultados (ver Tabla 9) indican que a medida que aumenta la saturación residual máxima de gas (Sgmax), el entrampamiento capilar incrementa significativamente, lo que implica una mayor retención de CO<sub>2</sub> en el yacimiento. Sin embargo, al analizar los incrementos, se observa que de 0.1 a 0.2, el entrampamiento capilar aumenta en 44%; de 0.2 a 0.3, el incremento es de 22%, mostrando una reducción con respecto al anterior; y de 0.3 a 0.4, el aumento es de apenas 9%, demostrando una disminución en la tasa de crecimiento a valores elevados de Sgmax. Por otra parte, el factor de recobro muestra una tendencia de crecimiento hasta el valor de 0.3 de Sgmax, pero con un incremento insignificante al subir a 0.4 de Sgmax.

Este comportamiento indica que el mayor impacto en el entrampamiento capilar se obtiene en los primeros incrementos de Sgmax, mientras que valores superiores a 30% el aumento en la retención de CO<sub>2</sub> y en la recuperación de petróleo es más bajo que en los demás valores de saturación residual máxima.

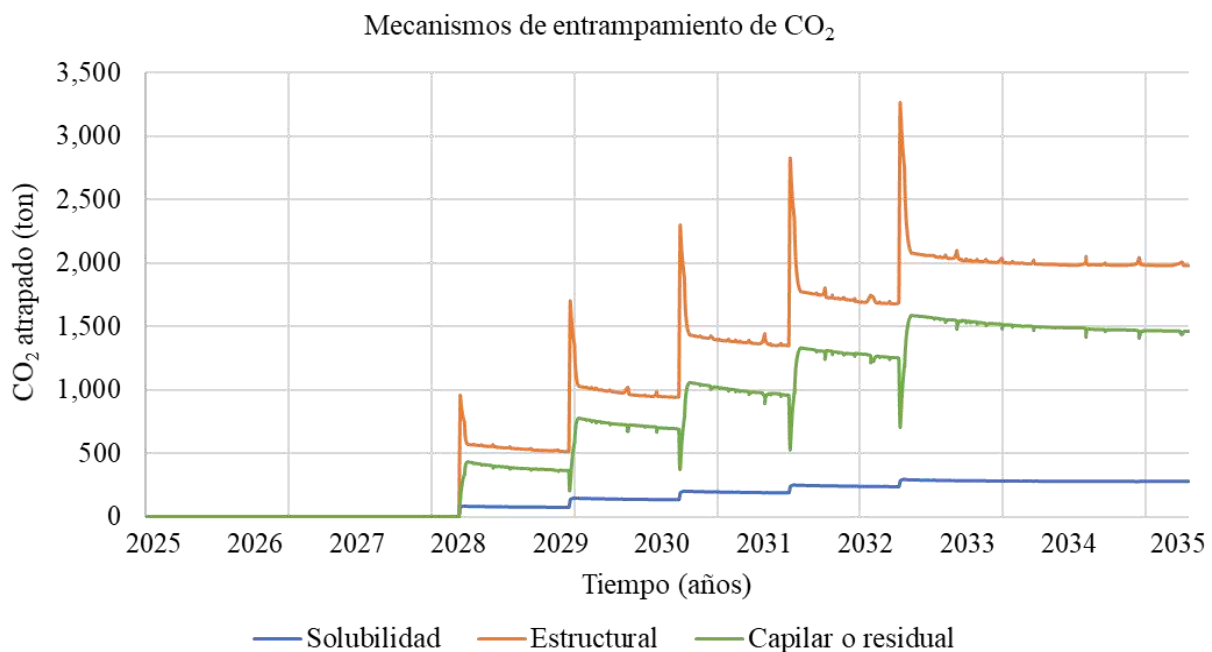
Lo anterior, refuerza la idea de que el valor predeterminado de 0.295 ( $\approx 30\%$ ) en GEM de CMG es una opción adecuada para representar el fenómeno de histéresis en la simulación del mecanismo de entrampamiento capilar o residual (Manual de CMG, 2022).

### 5.3 Evaluación del Almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Después de construir el modelo conceptual de simulación, simular el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> y modelar los mecanismos de entrapamiento, se procede a evaluar los resultados de almacenamiento del CO<sub>2</sub> en el yacimiento. Para ello, se analiza la contribución de cada uno de los mecanismos de entrapamiento: estructural, solubilidad y capilar (histéresis). A continuación, en la Figura 25 se presentan los resultados de almacenamiento de CO<sub>2</sub> según los distintos mecanismos de entrapamiento evaluados a lo largo de 10 años de producción con inyección cíclica de CO<sub>2</sub>.

#### Figura 25

*Resultado de almacenamiento de CO<sub>2</sub> según mecanismos de entrapamiento*



*Nota.* El entrapamiento por solubilidad, identificado por la línea azul, representa la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto en el agua de formación. El entrapamiento capilar (histéresis) está representado por la línea naranja, que refleja el gas atrapado en los poros de la roca debido al fenómeno de histéresis

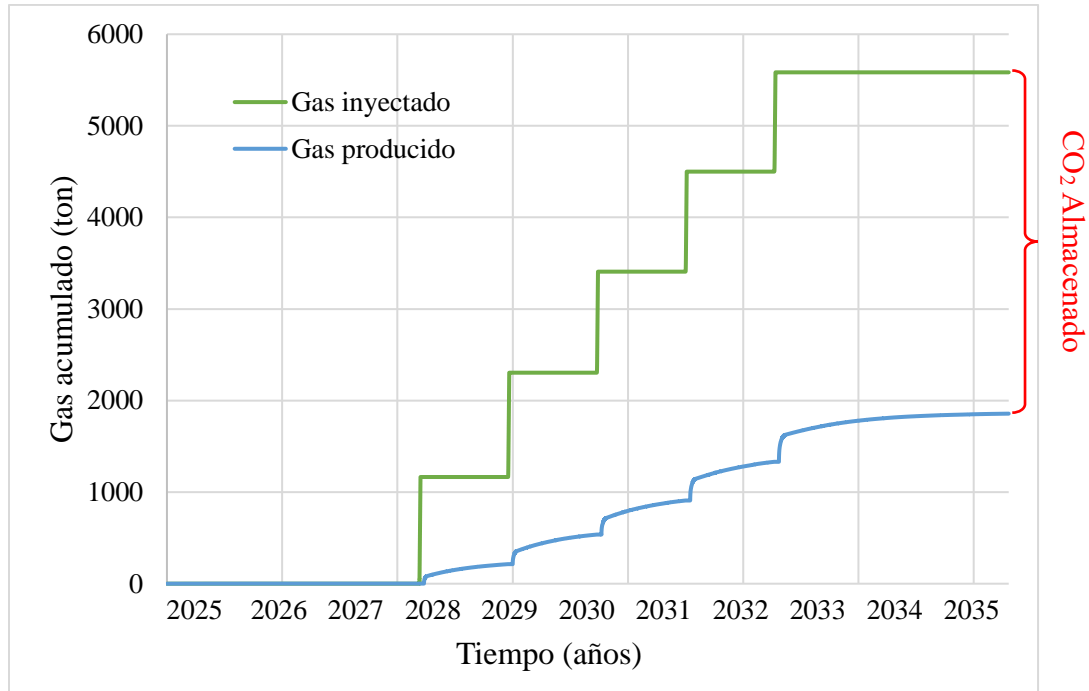
generado por los ciclos de imbibición y drenaje. Y el entrapamiento estructural representado por la línea verde, indica la cantidad de CO<sub>2</sub> libre retenida en el yacimiento.

Según el análisis de la Figura 25, se observa que los diferentes mecanismos de entrapamiento juegan un papel fundamental en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. En términos cuantitativos, el entrapamiento por solubilidad logra capturar hasta 278 toneladas de CO<sub>2</sub>, mientras que el entrapamiento capilar o residual retiene aproximadamente 1463 toneladas de CO<sub>2</sub>. Por otra parte, el entrapamiento estructural que representa el espacio físico que ocupa el gas, obtuvo la mayor capacidad de almacenamiento, alcanzando 1980 toneladas de CO<sub>2</sub>. En conjunto, estos mecanismos permiten atrapar un total de 3720 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que confirma la importancia de considerar todos los mecanismos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el yacimiento.

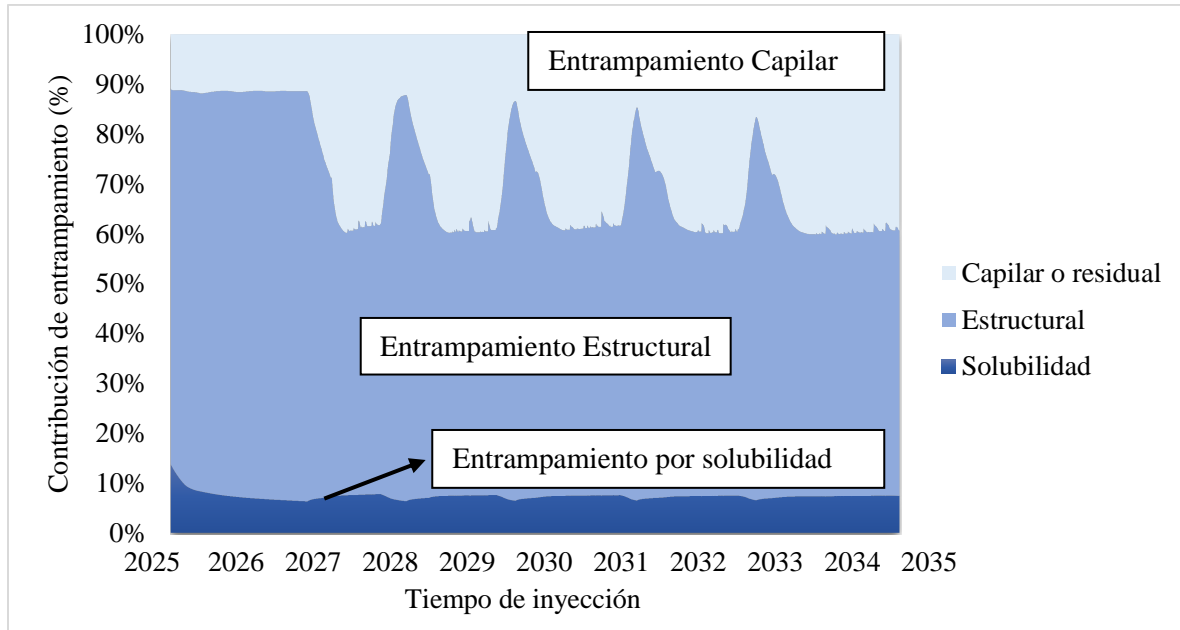
Adicionalmente, al realizar un balance de masa teniendo en cuenta que el total de CO<sub>2</sub> inyectado asciende a 5,584 toneladas y que el CO<sub>2</sub> producido al final del proceso fue de aproximadamente 1,864 toneladas, se confirma que el CO<sub>2</sub> almacenado equivale a 3,720 toneladas, lo que representa un 66% del gas inyectado. Este alto porcentaje de captura evidencia la efectividad de los mecanismos de entrapamiento y destaca la viabilidad del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> como una estrategia eficiente para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, contribuyendo tanto a la recuperación mejorada de petróleo como a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A continuación, se presenta la Figura 26, la cual muestra la evolución del gas acumulado total a lo largo de los 10 años de simulación. En esta gráfica, se incluyen dos tendencias: el CO<sub>2</sub> inyectado (línea verde), medido en el pozo inyector, y el CO<sub>2</sub> producido (línea azul), registrado en el pozo productor.

**Figura 26**

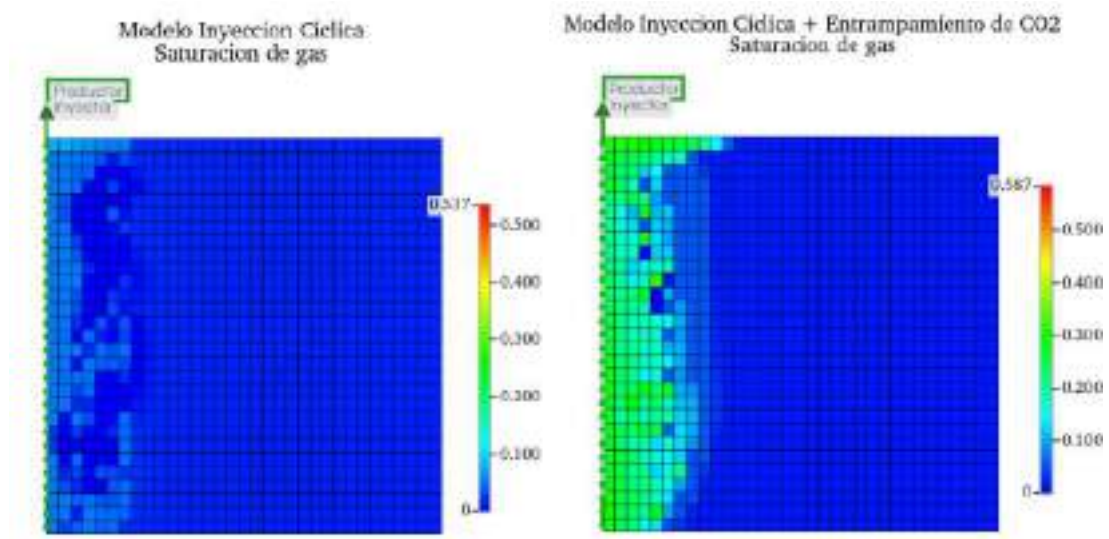
*Evaluación del gas almacenado en el yacimiento*



Para entender mejor la influencia de simular cada uno de los mecanismos de entrapamiento de gases en un proceso cíclico de recuperación mejorada con dióxido de carbono, se evalúa la contribución de cada uno como se muestra en la Figura 27. En esta gráfica, se puede observar que el mecanismo de mayor contribución es el estructural, que representa aproximadamente el 53% de contribución. El entrapamiento capilar (histéresis) alcanza cerca del 39%. Por último, el mecanismo de solubilidad, que representa el gas disuelto en el agua de formación es el de menor contribución con casi un 8% de contribución. Cabe destacar que, en el software GEM, únicamente es posible cuantificar la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelta en el agua.

**Figura 27***Contribución de los mecanismos de entrapamiento*

Por otra parte, la Figura 28 presenta la distribución de la saturación de gas al inicio y al final del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> para su comparación.

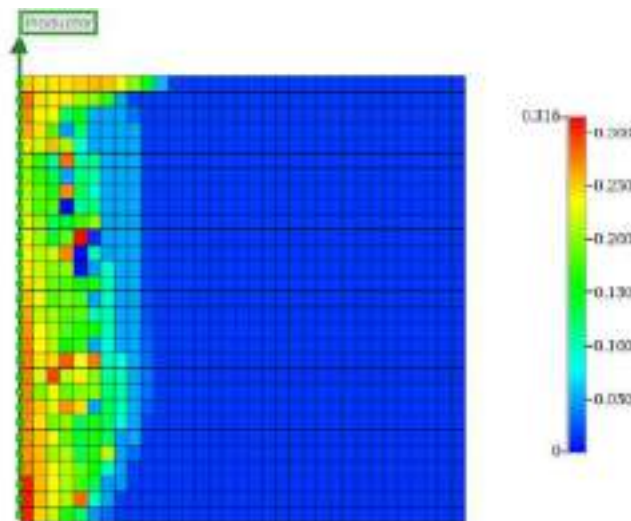
**Figura 28***Esquema de comparación de saturación de gas*

*Nota.* En la imagen de la izquierda, se ilustra la saturación de gas resultante después de completar los cinco ciclos de inyección sin considerar los efectos de histéresis ni solubilidad, lo que significa que el único mecanismo de almacenamiento presente es el entrapamiento estructural que representa el gas que permanece en fase libre. Por otro lado, en la imagen de la derecha, se presentan los resultados de saturación de gas cuando se incorporan la histéresis y la solubilidad en la simulación. Aquí, la saturación de gas es notablemente mayor y más concentrada, indicando que una fracción significativa del CO<sub>2</sub> ha sido retenida mediante entrapamiento capilar y disolución en los fluidos del yacimiento.

Estos resultados resaltan la gran influencia que tienen los fenómenos de histéresis y solubilidad en la captura de CO<sub>2</sub>, los cuales contribuyen a una captura más efectiva del gas. La Figura 29 muestra el fenómeno de histéresis al final del proceso de recuperación mejorada.

### **Figura 29**

*Saturación de gas por el efecto de histéresis*



*Nota.* En la imagen se puede observar que el mayor efecto de histéresis se manifiesta en las zonas cercanas al pozo, donde el gas ha tenido un mayor impacto durante las etapas del proceso.

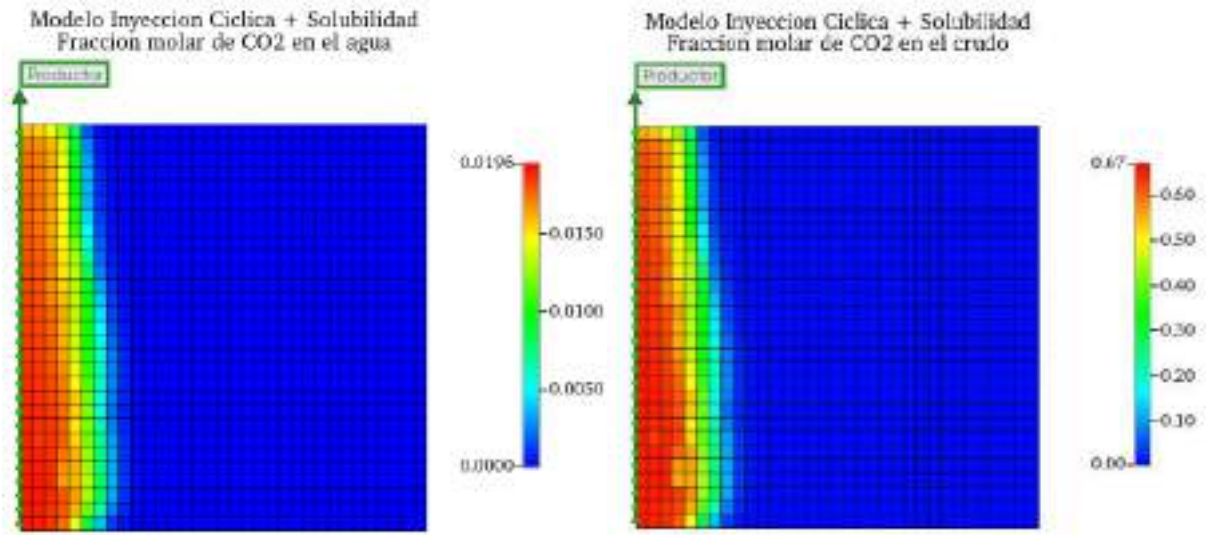
Este comportamiento se correlaciona con la Figura 28 de saturación de gas, en la que se evidenciaba una mayor concentración de CO<sub>2</sub> en las proximidades del pozo, indicando que estas zonas fueron las más afectadas por la inyección de gas. La presencia de histéresis en esta zona sugiere que una fracción significativa del CO<sub>2</sub> inyectado ha quedado atrapado de manera irreversible.

En un sistema de dos fases (gas-aceite), la histéresis implica un cambio irreversible en la curva de permeabilidad relativa y presión capilar a medida que la saturación cambia de dirección (drenaje a imbibición). Durante el drenaje, la fase no humectante (gas) ocupa los poros grandes. A medida que aumenta la saturación de la fase humectante (imbibición), la fase no humectante queda atrapada en los poros grandes, lo que reduce su permeabilidad relativa y lleva al entrapamiento capilar de la fase no humectante (gas).

Para visualizar de manera más clara el entrapamiento por solubilidad, se presenta un esquema de la fracción molar de CO<sub>2</sub> tanto en el agua como en el crudo (ver Figura 30). En estos esquemas, se observa la zona donde hay mayor interacción del CO<sub>2</sub> con los fluidos del yacimiento, evidenciando su disolución en ambas fases. En el esquema de la izquierda, se puede analizar el entrapamiento por solubilidad en el agua, que ocurre cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en la fase acuosa del yacimiento y se reduce la movilidad del CO<sub>2</sub> libre. En el caso del crudo, la disolución del CO<sub>2</sub> modifica su composición y reduce la viscosidad del petróleo pesado, especialmente en las zonas cercanas a la cara del pozo, donde el gas inyectado tiene mayor influencia. Este fenómeno no solo optimiza la recuperación de hidrocarburos, sino que también favorece el entrapamiento de CO<sub>2</sub>, ya que el gas se almacena de manera más estable dentro del yacimiento, contribuyendo tanto a la eficiencia del proceso de recobro mejorado como al almacenamiento geológico seguro del CO<sub>2</sub> y así a mitigar los gases de efecto invernadero.

**Figura 30**

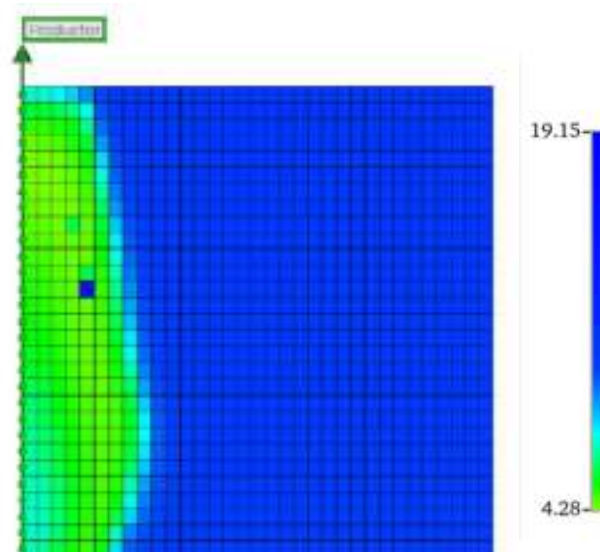
*Fracción molar de CO<sub>2</sub>*



En relación con esto, se presenta la Figura 31, que es un esquema del comportamiento de la viscosidad en el yacimiento al finalizar el proceso de recuperación mejorada.

**Figura 31**

*Comportamiento de la viscosidad integrando los mecanismos de entrapamiento*



Este esquema demuestra que el comportamiento de la viscosidad está estrechamente relacionado con lo anterior. En las zonas cercanas a la cara del pozo, donde se observa una mayor saturación de gas y una concentración más alta de CO<sub>2</sub> disuelto en el crudo, se evidencia una reducción significativa de la viscosidad. Este comportamiento indica que el CO<sub>2</sub> está interactuando con el crudo pesado, generando cambios en su composición y mejorando sus propiedades, lo que favorece su desplazamiento dentro del yacimiento. En términos cuantitativos, se observa que la viscosidad del crudo disminuye de 19 cP a aproximadamente 4 cP, lo que confirma el impacto positivo de la disolución del gas en la movilidad del petróleo, optimizando así la recuperación de petróleo pesado.

#### **5.4 Evaluación de la Recuperación de Petróleo**

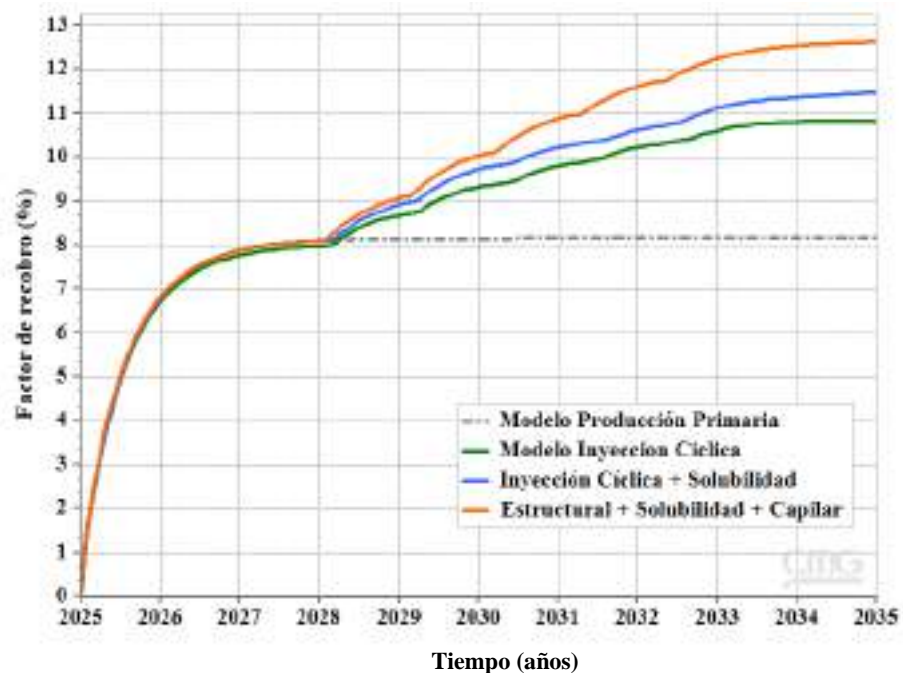
El siguiente paso en el análisis es evaluar los resultados de recuperación y validar la efectividad de la técnica de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. Para ello, se presenta la Figura 32 de factor de recobro a lo largo del tiempo de simulación, desde 2025 hasta 2035, donde se comparan los resultados obtenidos en los diferentes modelos con respecto al modelo base conceptual en producción primaria, el cual presentó un factor de recobro de 8.15% con una producción acumulada de 66,924 bbl.

El modelo de inyección cíclica (línea verde) representa el caso en el que solo se considera entrapamiento estructural que es el almacenamiento físico del gas libre en el yacimiento. Este modelo alcanzó un factor de recobro del 10.8%, con una producción acumulada de 88,919 bbl. Por otra parte, está el modelo de inyección cíclica con el mecanismo de solubilidad (línea azul), en este escenario se incorpora la disolución del CO<sub>2</sub> en los fluidos del yacimiento, lo que permitió incrementar el factor de recobro a 11.5%, con una producción acumulada de 94,182 bbl. Mientras que el modelo de inyección cíclica con todos los mecanismos de entrapamiento (estructural,

solubilidad y capilar) (línea naranja), integra también la histéresis en la permeabilidad relativa. Este modelo obtuvo el mayor desempeño, con un factor de recobro del 12.6% y una producción acumulada de 103,567 bbl.

### Figura 32

*Factor de recobro involucrando los mecanismos de entrapamiento de CO<sub>2</sub>*



Se observa que el modelo que incorpora la simulación del método de recuperación mejorada junto con todos los mecanismos de entrapamiento logra un factor de recobro 4.45% mayor y un incremento de 36,643 bbl en la producción acumulada en comparación con el modelo base de producción primaria. Asimismo, este modelo supera en 1.8% de factor de recobro y en 21,995 bbl adicionales al modelo de recuperación mejorada sin considerar los mecanismos de entrapamiento.

Este análisis demuestra que la inclusión de los mecanismos de entrapamiento (estructural, solubilidad e histéresis capilar) no solo mejora el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sino que

también optimiza la recuperación de petróleo, incrementando de manera significativa la producción acumulada. La histéresis capilar y la solubilidad del CO<sub>2</sub> contribuyen a reducir la movilidad del gas inyectado, permitiendo una mayor interacción con el crudo, mejorando su desplazamiento y disminuyendo la viscosidad del petróleo.

Este análisis demuestra la importancia de integrar los mecanismos de entrapamiento de gases en la técnica de recuperación mejorada, ya que no solo se logra hacer una representación del proceso, sino que también contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, promoviendo un almacenamiento más seguro y estable del gas dentro del yacimiento.

### **5.5 Validación del Modelo**

Para la validación de los resultados obtenidos, se realiza un análisis comparativo con estudios previos reportados en la literatura sobre la implementación de la inyección de CO<sub>2</sub> como técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. El objetivo de esta validación es determinar si los incrementos en la recuperación y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> obtenidos en la simulación están en concordancia con los valores reportados en estudios previos.

Uno de los estudios más recientes es el de Herrera T. (2024), quien en su tesis de maestría evaluó la técnica CO<sub>2</sub> HNP en un pozo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, obteniendo un incremento del factor de recobro de 11% en comparación con la producción primaria. Además, reportó que aproximadamente el 80% del CO<sub>2</sub> inyectado quedó atrapado en el yacimiento, lo que equivale a 818,000 toneladas de CO<sub>2</sub> almacenadas.

Por otra parte, Zakaria Hamdi et al. (2021) publicaron un estudio en el que simulaban la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en crudos pesados. En su modelo base, registraron un factor de recobro del 4.3%, y al aplicar la técnica EOR convencional (*single tubing*) con cuatro ciclos de inyección,

el factor de recobro aumentó hasta 16%, lo que se traduce a un incremento de 11%. En términos de almacenamiento, encontraron que el 37% del CO<sub>2</sub> inyectado quedó retenido en el yacimiento.

Otro estudio relevante es el de Azzolina et al. (2018), quienes evaluaron la viabilidad de CO<sub>2</sub>-EOR y reportaron que los rangos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> oscilaban entre 23% y 61%, con un incremento en el factor de recobro de entre 5% y 21%, dependiendo de las condiciones del yacimiento y el diseño del proceso.

Finalmente, Ariza Q. (2023) analizó los mecanismos de recuperación y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un proceso de inyección continua bajo diferentes condiciones de miscibilidad. En el caso de CO<sub>2</sub> inmisible, obtuvo un incremento del FR de hasta 5% y una capacidad de almacenamiento del 8%, lo que equivale a 383,000 toneladas de CO<sub>2</sub> retenidas. Además, concluyó que, aunque la inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones inmiscibles mostró un bajo factor de recuperación de petróleo, permitió almacenar una mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en comparación con la inyección en condiciones cercanas a la miscibilidad.

### **Tabla 10**

*Resumen validación de resultados obtenidos*

<b>Estudio</b>	<b>FR Incremental (%)</b>	<b>CO<sub>2</sub> Almacenado (%)</b>
Herrera (2024)	11	80
Hamdi et al. (2021)	16	37
Azzolina et al. (2015)	5 - 21	23 - 61
Ariza (2023)	5	8
Este estudio	4.45	66

Al comparar estos estudios con los resultados obtenidos en la simulación de esta investigación (ver Tabla 10), se observa una tendencia consistente en la mejora del factor de

recobro y la eficiencia del almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Los valores de factor de recobro incremental en esta investigación, que alcanzaron hasta 4.45% respecto a la producción primaria, se encuentran dentro de los rangos reportados por Azzolina et al. (2015) y Ariza (2023), aunque son inferiores a los obtenidos por Hamdi et al. (2021) y Herrera (2024), lo cual puede estar relacionado con diferencias en la técnica de inyección, viscosidad del crudo, interacción CO<sub>2</sub>-crudo (miscibles o inmiscibles) o las propiedades del yacimiento. Asimismo, el porcentaje de CO<sub>2</sub> almacenado de 66% con respecto al CO<sub>2</sub> inyectado, se mantiene en un rango cercano al reportado por Herrera (2024) y Azzolina et al. (2015).

Estos resultados validan la confiabilidad de la simulación numérica realizada en esta investigación, demostrando que la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> es una estrategia eficaz tanto para mejorar la recuperación de crudo pesado como para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> como medida de mitigación ambiental.

## **6. Análisis de Sensibilidad**

Con el propósito de identificar las mejores condiciones para maximizar el factor de recobro y la capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono, asegurando un diseño más eficiente del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, se lleva a cabo una evaluación de los parámetros operacionales que afectan el proceso cíclico de recuperación mejorada. Para realizar este análisis de sensibilidad se utiliza la herramienta CMOST de CMG que permite automatizar y acelerar la evaluación de múltiples escenarios de simulación en modelos de yacimientos, permitiendo encontrar configuraciones más óptimas para mejorar la eficiencia del proceso.

## **6.1 Selección de los Parámetros Operacionales**

Los parámetros operacionales seleccionados para el análisis de sensibilidad son aquellos que se identificaron que tienen una influencia significativa en la eficiencia del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. A continuación, se presentan los parámetros seleccionados para sensibilizar.

### ***6.1.1 Tasa de Inyección***

La tasa de inyección es un factor crítico, ya que controla la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado en el yacimiento e influye en la extensión del área de contacto del gas.

Una tasa de inyección óptima, especialmente en yacimientos a mayor profundidad y de petróleo pesado, puede promover una mayor penetración del CO<sub>2</sub> en el yacimiento facilitando la interacción del gas con el petróleo y por ende, una mayor reducción de la viscosidad y un mayor hinchamiento del petróleo. Zhou et al. (2018) menciona que, la tasa de inyección puede ser desde 2 MMScf/d hasta 40 MMScf/d.

### ***6.1.2 Numero de ciclos***

El número de ciclos es fundamental en el desempeño del proceso, ya que define cuántas veces se repiten las fases de inyección, remojo y producción. Un mayor número de ciclos generalmente mejora el factor de recobro al permitir una mayor movilización del crudo. Sin embargo, tras cierto punto, los beneficios comienzan a disminuir, por lo que es fundamental identificar el número óptimo de ciclos. Yu et al. (2023) evalúa en su investigación hasta 6 ciclos de inyección y (Zhou et al., 2018) muestra proyectos exitosos con hasta 10 ciclos.

### ***6.1.3 Tiempo de Inyección***

El tiempo de inyección influye en la cantidad total de gas que entra en el yacimiento en cada ciclo. Un tiempo de inyección muy corto puede ser insuficiente para garantizar una distribución adecuada del gas, lo que reduce su capacidad de disolución en el crudo y su efectividad

en la reducción de viscosidad. En contraste, un tiempo de inyección excesivamente largo podría generar un uso ineficiente del gas y aumentar la producción temprana de CO<sub>2</sub>, disminuyendo la eficiencia del proceso. Rodriguez M. & Mendez M. (2009) Evaluaron la técnica hasta por 14 días de inyección, mientras que Hamdi et al. (2021) evaluó también tiempos de inyección de 20, 40, 60 días.

#### ***6.1.4 Tiempo de Remojo***

El tiempo de remojo es uno de los parámetros más importante, ya que representa el periodo en el cual el CO<sub>2</sub> interactúa con el crudo antes de la fase de producción. Durante este tiempo, el gas se disuelve en el petróleo, reduciendo su viscosidad y mejorando su movilidad. Si el tiempo de remojo es muy corto, la interacción del CO<sub>2</sub> con el crudo será limitada, afectando la eficiencia del proceso. Por otro lado, tiempos de remojo excesivamente largos pueden no generar beneficios adicionales y ralentizar el rendimiento operativo del proyecto. En el Screening de la técnica propuesto por Mohammed S. (2006), se sugiere simular tiempos de remojo entre 2 a 4 semanas, es decir de 21 a 30 días.

#### ***6.1.5 Tiempo de Producción***

El tiempo de producción define la duración de la fase de extracción de petróleo después de la inyección de CO<sub>2</sub>. Un tiempo de producción demasiado corto puede reducir la cantidad de crudo extraído en cada ciclo, mientras que un tiempo prolongado podría generar una mayor producción de gas junto con el petróleo, disminuyendo la eficiencia del método de recobro mejorado. Mohammed S. (2006), sugiere evaluar tiempos de producción mayores a 6 meses. Yu et al. (2023) en su investigación analiza hasta aproximadamente 600 días de producción después de la etapa de inyección y remojo.

## 6.2 Selección de Escenarios de Simulación

Después de identificar los parámetros que más afectan el proceso EOR, se determinó la combinación de valores que se utilizarán en el análisis de sensibilización en la herramienta CMOST. A continuación, en la Tabla 11 se presenta las variables a sensibilizar, así como los valores de referencia utilizados en la simulación base.

**Tabla 11**

*Resumen de variables a sensibilizar*

Parámetro	Modelo Actual	Variación	
		Mínimo	Máximo
Tasa de inyección (ft <sup>3</sup> /día)	5x10 <sup>6</sup>	0.8x10 <sup>6</sup>	10x10 <sup>6</sup>
Tiempo de inyección (días)	5	3	15
Tiempo de remojo (días)	15	5	30
Tiempo de producción (días)	365	180	600
Numero de ciclos	5	2	5

Los valores establecidos para el análisis de sensibilidad fueron seleccionados con base en revisión de la literatura de investigaciones previas sobre la aplicación de esta técnica en yacimientos de crudos pesados, permitiendo definir rangos de variación realistas y alineados con condiciones representativas del proceso.

## 6.3 Resultados Análisis de Sensibilidad en CMOST

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad realizado para cada uno de los parámetros operacionales del modelo conceptual de simulación mencionados anteriormente. Para la sensibilización de estos parámetros, se evaluó su impacto de manera

conjunta, con el objetivo de maximizar tanto el factor de recobro como la capacidad de almacenamiento de gases en el yacimiento.

Como resultado de la sensibilización, se determinó un escenario óptimo, en el cual se identificaron los valores más adecuados para cada parámetro, garantizando un mejor desempeño del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. Los resultados obtenidos y la configuración final seleccionada se presentan en la Tabla 12.

**Tabla 12**

*Resultados sensibilización en CMOST*

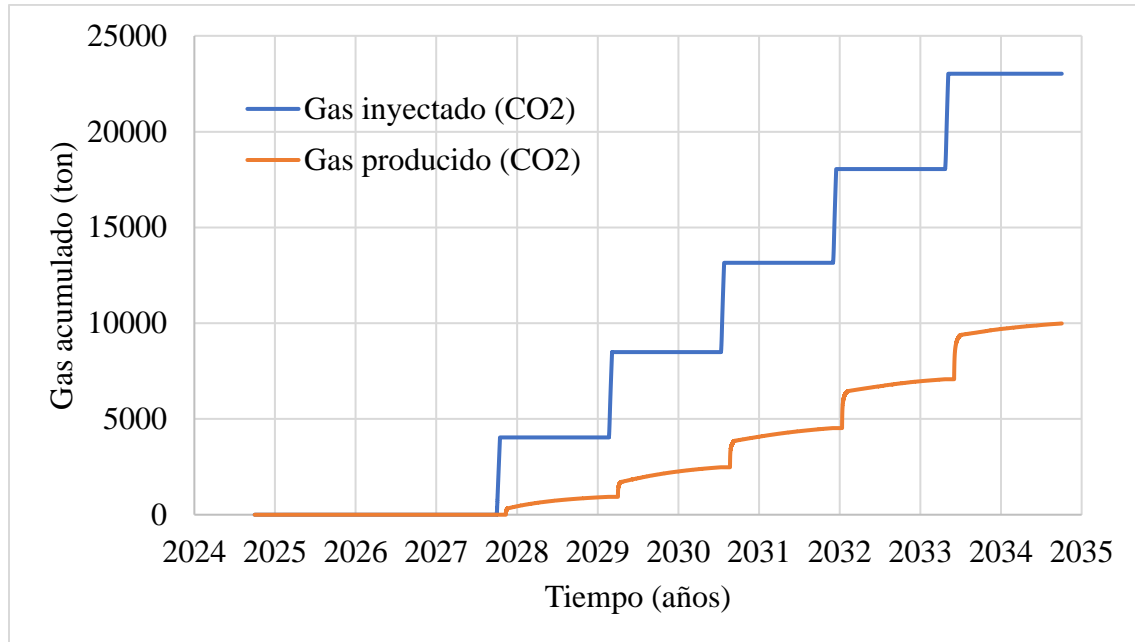
<b>Parámetro</b>	<b>Modelo Actual</b>	<b>Modelo Optimizado CMOST</b>
<b>Tasa de inyección (ft<sup>3</sup>/día)</b>	5x10 <sup>6</sup>	8.9x10 <sup>6</sup>
<b>Tiempo de inyección (días)</b>	5	15
<b>Tiempo de remojo (días)</b>	15	26
<b>Tiempo de producción (días)</b>	365	465
<b>Numero de ciclos</b>	5	5

### **6.3.1 Resultados de Almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

En primer lugar, se analizan los resultados de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, para esto se realizó un balance de masa, comparando la cantidad total de CO<sub>2</sub> inyectado con la cantidad de CO<sub>2</sub> producido al final del proceso. En este modelo optimizado, el total de gas inyectado fue de 23,028 toneladas de CO<sub>2</sub>, de las cuales 9,986 toneladas fueron expulsadas durante la fase de producción. A partir de estos valores, se determina que la cantidad total de CO<sub>2</sub> atrapada en el yacimiento es de 13,042 toneladas. En la Figura 33 se visualiza el gas acumulado inyectado y producido.

**Figura 33**

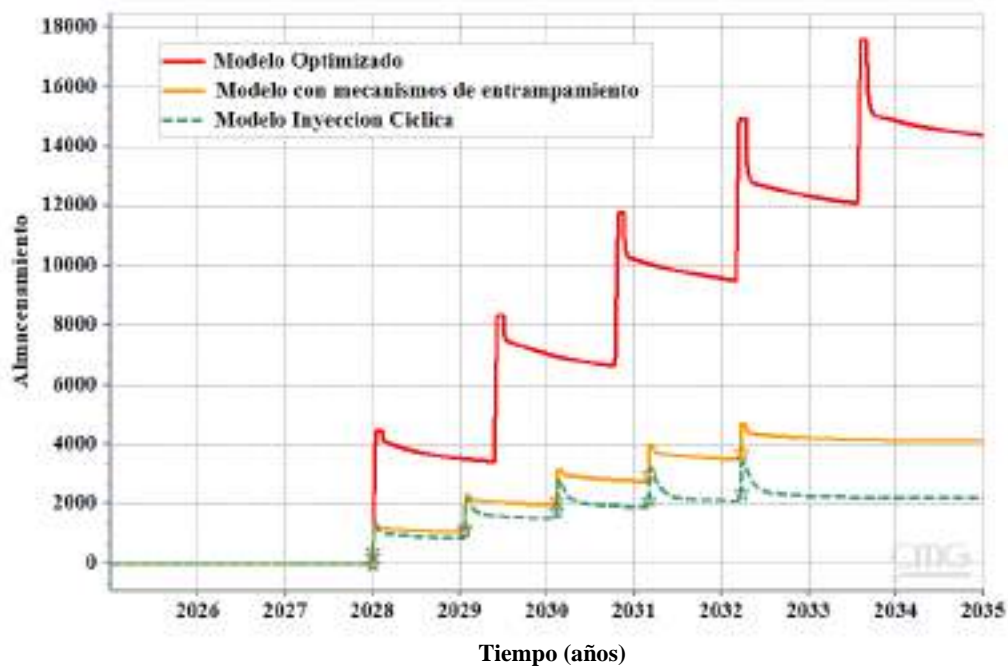
*Gas acumulado de inyección y producción del modelo optimizado*



Además, se analizan los resultados de almacenamiento de CO<sub>2</sub> comparando el modelo actual con el modelo optimizado. En el modelo actual antes de la sensibilización de parámetros, se obtuvo un almacenamiento de 3,720 toneladas de CO<sub>2</sub> que equivale al 66% del gas inyectado. Por otra parte, el modelo optimizado alcanzó un almacenamiento de 13,042 toneladas de CO<sub>2</sub>, representando el 56.64% del CO<sub>2</sub> inyectado. El gas inyectado al finalizar la simulación del modelo actual equivale al 25% de lo que se inyectó en el modelo optimizado, esto explica por qué el almacenamiento en este modelo es significativamente mayor, aunque el porcentaje de almacenamiento es ligeramente menor, la cantidad absoluta de CO<sub>2</sub> almacenado es 3.5 mayor. Estos resultados resaltan la efectividad del escenario optimizado para maximizar el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, a pesar de la variación de los parámetros operacionales. La Figura 34 permite visualizar mejor la comparación de los resultados de almacenamiento obtenidos en los diferentes modelos de simulación analizados.

**Figura 34**

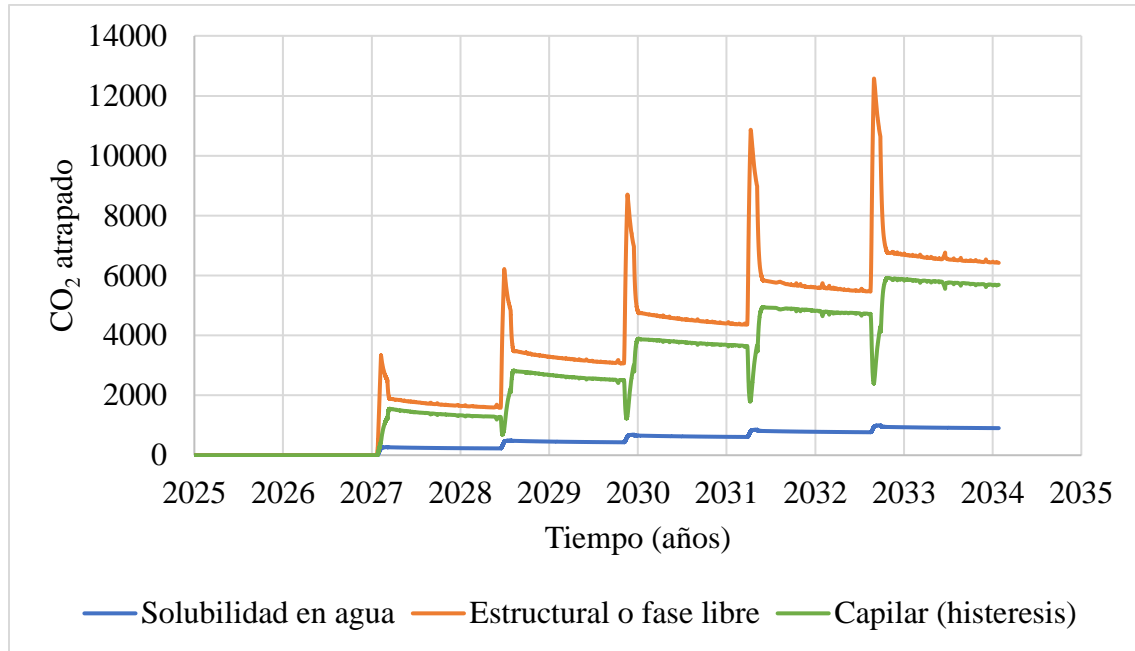
*Comparación resultados de almacenamiento de gases con respecto al modelo optimizado*



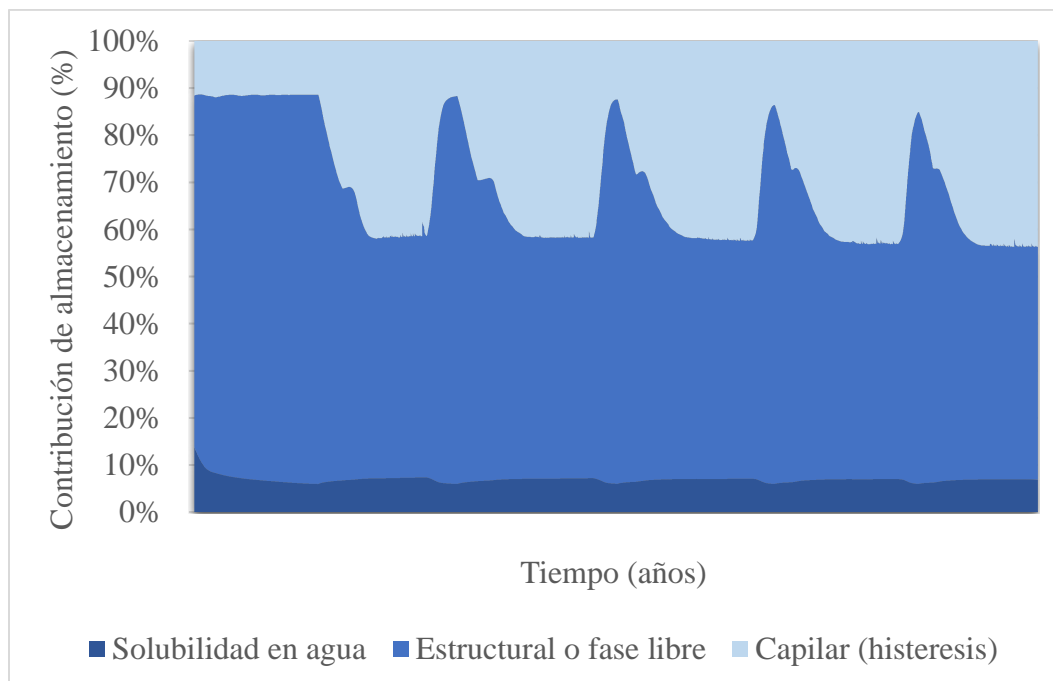
Asimismo, se evaluó la contribución de cada mecanismo de entrapamiento en el modelo optimizado. Se observó que el entrapamiento por solubilidad tuvo un aporte de 905 toneladas de CO<sub>2</sub>, equivalente al 7% del total almacenado. El entrapamiento capilar retuvo 5,690.76 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que representa un 44% del total, mientras que el entrapamiento estructural alcanzó 6,424 toneladas de CO<sub>2</sub> almacenadas, equivalentes al 49% del almacenamiento total. En la Figura 35 se observa el comportamiento de cada mecanismo de entrapamiento, por otra parte, en la Figura 36 se puede visualizar la contribución de cada mecanismo de entrapamiento (estructural, capilar y solubilidad) en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Además, en la Figura 37 se comparó la cantidad de CO<sub>2</sub> almacenada por cada mecanismo de entrapamiento entre el modelo actual y el modelo optimizado, permitiendo analizar las mejoras en la retención del gas dentro del yacimiento.

**Figura 35**

*CO<sub>2</sub> almacenado por cada mecanismo de entrapamiento en el modelo optimizado*

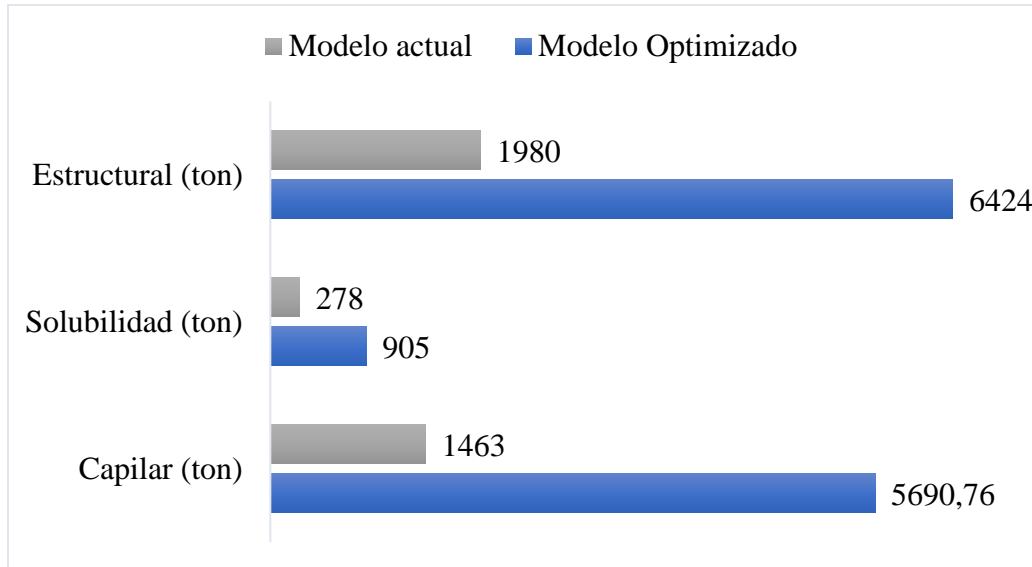
**Figura 36**

*Contribución por cada mecanismo de entrapamiento en el modelo optimizado*



**Figura 37**

*Comparación influencia de los mecanismos de entrapamiento en modelo actual y optimizado*



El análisis comparativo entre el modelo actual y el modelo optimizado revela que la sensibilización de los parámetros operacionales maximizó significativamente el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en todas sus formas, especialmente en el almacenamiento estructural, donde se observa un incremento de casi seis veces, y mejorando también el almacenamiento capilar y por solubilidad, lo que lo convierte en un escenario óptimo para el almacenamiento de dióxido de carbono.

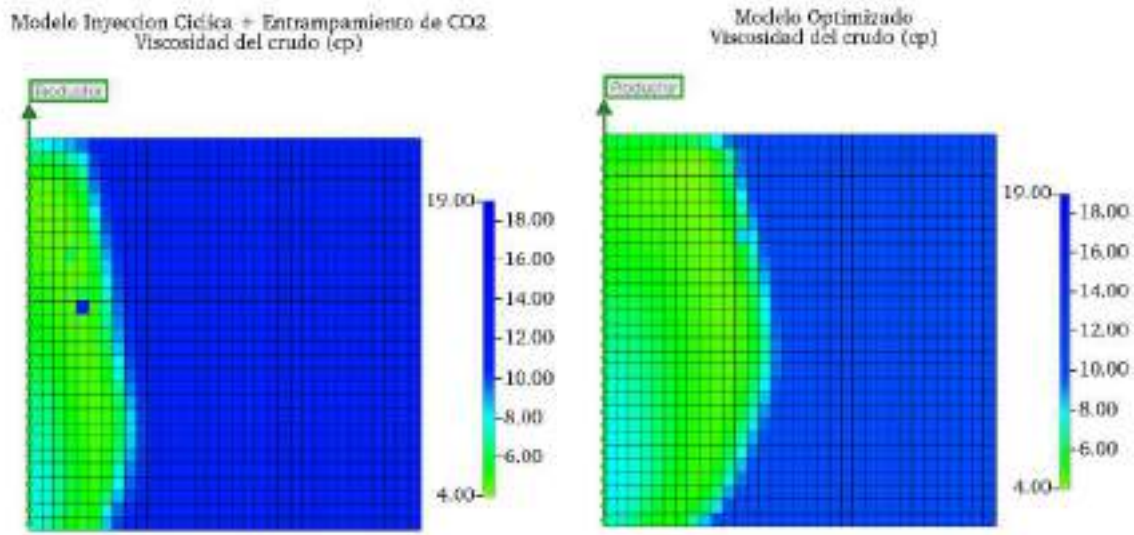
### ***6.3.2 Impacto de la Sensibilización en la Recuperación de Petróleo***

Para evaluar el efecto de la técnica de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en la recuperación de crudo pesado, es importante analizar el comportamiento de la viscosidad del petróleo y el área afectada por el gas. En el modelo optimizado, se obtuvo una reducción de la viscosidad hasta 4.08 cP, lo que mejora el desplazamiento del fluido en el yacimiento hacia el pozo productor. La Figura 38 muestra la comparación de los resultados obtenidos al final de cada proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> tanto del modelo actual de inyección cíclica como el modelo optimizado, donde se evidencia la distribución de la zona con mayor reducción de viscosidad, lo que permite evaluar el mecanismo

de recuperación de petróleo presente en el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>. En el modelo actual de inyección cíclica, la viscosidad alcanzó una disminución de hasta 4.28 cP, sin embargo, se evidencia que el área de influencia del gas es menor en comparación con el modelo optimizado, el cual presenta una mayor área afectada por la interacción del gas con el crudo, lo que indica una mayor eficiencia del proceso de inyección cíclica optimizada. La optimización de los parámetros operacionales logró una mejor distribución del CO<sub>2</sub>, maximizando su efecto en la reducción de viscosidad y, por ende, la producción de petróleo y el factor de recobro.

### Figura 38

*Comportamiento de la viscosidad del petróleo en el modelo optimizado*

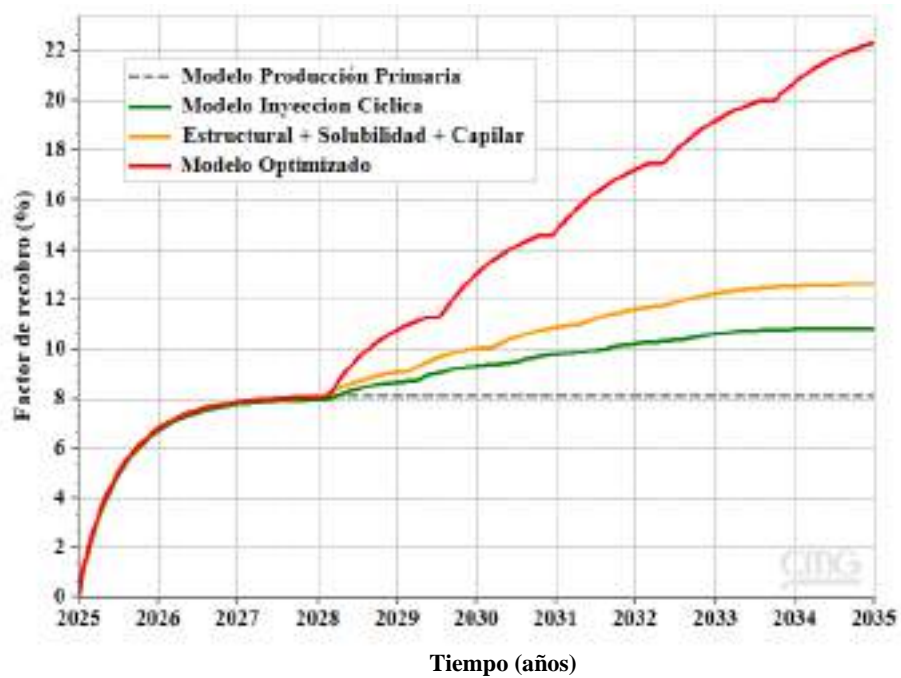


Por otro lado, en la Figura 39 se observa el comportamiento del factor de recobro en el modelo optimizado con respecto a los diferentes escenarios de simulación realizados, incluyendo el modelo base de producción primaria, el modelo de inyección cíclica sin mecanismos de entrampamiento y el modelo de inyección cíclica que involucra todos los mecanismos de entrampamiento. En este caso, el modelo optimizado alcanzó un factor de recobro del 22.34%, con

una producción acumulada de 182,905 bbl. Esto representa un incremento del factor de recobro de 14% en comparación con la producción primaria.

### Figura 39

*Factor de recobro modelo optimizado*



Al comparar estos valores con los obtenidos en la validación del modelo conceptual, se observa que el porcentaje de factor de recobro incremental se encuentra dentro de los rangos reportados en la literatura, lo que confirma la coherencia y confiabilidad de los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad.

## 7. Conclusiones

El mecanismo de recuperación de petróleo identificado como el más influyente para el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en crudo pesado es la disminución de la viscosidad del crudo. En el modelo optimizado la viscosidad se disminuyó hasta 4.08 cP, lo que representa una reducción aproximada del 78%. Este mecanismo es fundamental, ya que el CO<sub>2</sub>, al disolverse en el crudo provoca la disminución de su viscosidad, mejorando su movilidad y facilitando su desplazamiento hacia el pozo productor.

El proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> contribuye no solo a la extracción de petróleo, sino también a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el subsuelo. Los mecanismos de entrapamiento que se destacan son el entrapamiento estructural, el capilar o residual y el de solubilidad en el agua, los cuales proporcionan una forma segura de retener el CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas durante el proceso cíclico, promoviendo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> demostró ser una técnica eficiente para la recuperación mejorada de crudos pesados y el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. En la simulación base de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, se alcanzó un factor de recobro del 12.6% con una producción acumulada de 103,567 bbl, mientras que en el modelo optimizado se logró un factor de recobro del 22% y una producción acumulada de 182,905 bbl, representando un incremento significativo en comparación con la producción primaria.

Entre los mecanismos de entrapamiento evaluados en el modelo de inyección cíclica de CO<sub>2</sub>, el estructural es el de mayor contribución, representando el 60% del CO<sub>2</sub> retenido en el yacimiento. El entrapamiento capilar, asociado al fenómeno de histéresis, contribuyó con cerca

del 33%, mientras que el entrapamiento por solubilidad logró un 7%. Se destaca la relevancia de los mecanismos estructural y capilar en el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Por otra parte, en el modelo optimizado se alcanzó un almacenamiento de 49% para el estructural, 44% el capilar y 7% del CO<sub>2</sub> quedó atrapado por solubilidad en el agua.

La evaluación del almacenamiento de CO<sub>2</sub> tras la implementación de la técnica EOR evidenció que se logró retener un total de 3,720 toneladas de CO<sub>2</sub> en el yacimiento, lo que equivale aproximadamente al 66% del gas inyectado. En el modelo optimizado, se logró un almacenamiento de 13,042 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que representa 56.64% del gas inyectado. A pesar de que el porcentaje de retención fue menor que en el modelo base, la cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado fue 3.5 veces mayor.

## **8. Recomendaciones**

El modelo construido en esta investigación es un modelo conceptual, desarrollado a partir de la recopilación y análisis de información bibliográfica. Si bien este enfoque permitió analizar el comportamiento del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> y sus efectos en la recuperación de crudo y el almacenamiento de gas, se recomienda utilizar datos de campo reales en futuras investigaciones. La implementación de un modelo a escala de campo, con caracterización geológica detallada, considerando la presencia de fallas, capas impermeables y variaciones estratigráficas, permitiría una mejor representación de los resultados, mejorando la aplicabilidad de la técnica en escenarios reales.

Ampliar el alcance del modelo conceptual implementando una geometría cartesiana o de bloques que permita representar de manera más adecuada los efectos del gradiente gravitacional y

geométrico sobre el comportamiento del CO<sub>2</sub> en el yacimiento. Esto facilitaría una evaluación más realista de los mecanismos de entrapamiento estructural, especialmente en formaciones con heterogeneidades y estructuras geológicas definidas.

Implementar información geoquímica detallada de la formación Mugrosa, para determinar la composición de sus arcillas, el contenido de carbonatos y las fracciones geoquímicas presentes. Esta información permitirá evaluar el mecanismo de entrapamiento mineral y su potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo en trabajos posteriores, considerando la cinética de las reacciones involucradas.

Se recomienda complementar los estudios técnicos con un análisis económico detallado, evaluando los costos de inyección de CO<sub>2</sub>, incentivos fiscales, precios del crudo y costos de captura y transporte del gas, con el fin de determinar la rentabilidad y viabilidad comercial de la aplicación de esta técnica en campo.

### Referencias Bibliográficas

- Ariza Q., C. (2023). Effect of Phase Behavior and Mass Transfer Mechanisms on Crude Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage in a CO<sub>2</sub> Injection Process in Colombian Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.
- Azzolina, N., Nakles, D., Gorecki, C., Peck, W., & Ayash, S. (2018). CO<sub>2</sub> Storage Associated with CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery: A Statistical Analysis of Historical Operations. *ELSEVIER*.
- Benson, S. M., & Cole, D. R. (2008). CO<sub>2</sub> Sequestration in Deep Sedimentary Formations. *ELEMENTS, 4*.
- Burnsid, N. M., & Naylor, M. (2014). Review and implications of relative permeability of CO<sub>2</sub>/brine systems and residual trapping of CO<sub>2</sub>. *ELSEVIER*.
- Caicedo, J. A., & Patiño, R. (2021). *Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con flue gas en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- CMG. (2022). *CO<sub>2</sub> Underground Storage Modelling Tutorial* [Software].
- Ellafi, A., & Jabbari, H. (2020). Understanding the Mechanisms of Huff-n-Puff, CO<sub>2</sub>-EOR in Liquid-Rich Shale Plays: Bakken Case Study. *Society of Petroleum Engineers*.
- Gonzalez Chacon, A. F., & Uribe Gamez, S. (2018). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL IMPACTO EN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO EN EL POZO ABC EN EL CAMPO LLANITO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*. Fundación Universidad de America.

- Gutiérrez, J. C. (2024). *Modelado numérico de los mecanismos más influyentes en el entrampamiento de CO<sub>2</sub> en un medio poroso durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG)*. Universidad Industrial de Santander.
- H. J. Martínez, M. I. Sandoval, & S. F. Muñoz. (2022). El rol del flue gas en la inyección cíclica de vapor y la importancia de la evaluación experimental. *ACIPET*.
- Herrera T., C. M. (2024). *Improved Oil Recovery by Huff and Puff Gas Injection and Potential of Carbon Dioxide Storage in the La Luna Shale of Colombia*. UNIVERSITY OF CALGARY.
- Lu Jin, Lawrence J. Pekot, Steven A. Smith, Olarinre Salako, Kyle J. Peterson, Nicholas W. Bosshart, John A. Hamling, Blaise A.F. Mibeck, John P. Hurley, Christopher J. Beddoe, & Charles D. Gorecki. (2018). Effects of gas relative permeability hysteresis and solubility on associated CO<sub>2</sub> storage performance. *ELSEVIER*.
- Mohammed S., L. (2006). *Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations*. Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, U.S.A.
- Muataz Alshuaibi, Seyed Amir Farzaneh, & Mehran Sohrabi. (2019). An Accurate and Reliable Correlation to Determine CO<sub>2</sub>/Crude Oil MMP for High-Temperature Reservoirs in Abu Dhabi. *Society of Petroleum Engineers*.
- Reza Sedaghatinasab, Shahin Kord, Jamshid Moghadasi, & Aboozar Soleymanzadeh. (2021). Relative Permeability Hysteresis and Capillary Trapping during CO<sub>2</sub> and Sequestration. *ELSEVIER*.
- Riviera De La Ossa, J. E., Bejarano Wallens, A., Florez Anaya, A., & Santos, N. S. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *Society of Petroleum Engineers*.

- Rodriguez M., D. M., & Mendez M., F. E. (2009). *EVALUACION ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2 CAMPO DE LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO (ECOPETROL S.A.)*. UINIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- Ruiz, C., Martinez, R., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M, de la Losa, A., Hurtado, A., Lomba, L., Perez del Villar, L., Ortiz, G., Sastre, J., Zapatero, M. A., Soares, I., & Arenillas, A. (2007). Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Criterios de selección de emplazamientos. *Congreso Nacional del Medio Ambiente. Cumbre del Desarrollo Sostenible, 9*.
- Yu, L., Li, H., Liu, J., Liu, S., Wang, Z., & Tan, Q. (2023). Assessing the potential of CO<sub>2</sub> huff 'n' puff technology for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> sequestration in tight oil reservoirs. *Journal of Physics: Conference Series*.
- Yujia Guo, Yue Shi, & Kishore K., M. (2024). *Comparative Experimental Study of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff using Live and Dead Oils*. Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA.
- Zakaria Hamdi, Nirmal Mohanadas, & Margarita Lilaysromant. (2021). *Novel Dual-Tubing Technique to Eliminate the Shut-in Period in CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff Injection for Heavy Oil Carbonate Reservoirs*. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference.
- Zhou, X., Li, X., Shen, D., Shi, L., Zhang, Z., Sun, X., & Jiang, Q. (2021). CO<sub>2</sub> huff-n-puff process to enhance heavy oil recovery and CO<sub>2</sub> storage: An integration study. *Energy*.
- Zhou, X., Yuan, Q., Peng, X., Zeng, F., & Zhang, L. (2018). A critical review of the CO<sub>2</sub> huff 'n' puff process for enhanced heavy oil recovery. *ELSEVIER*.