

## Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela

### *Carbon Management and EOR: Mature Fields Venezuela*

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.19796773>

Recibido: 2026-01-30 Aceptado: 2026-03-06

**Silva, Héctor**<sup>1</sup>

Correo: [hector.a.silva@ucv.ve](mailto:hector.a.silva@ucv.ve)

Orcid: <https://orcid.org/0009-0002-8261-8236>

**Gasbarri, Sandro**<sup>2</sup>

Correo: [sandro.gasbarri@ucv.ve](mailto:sandro.gasbarri@ucv.ve)

Orcid: <https://orcid.org/0009-0001-2328-0020>

### Resumen

Este estudio evaluó la aplicabilidad de la inyección de CO<sub>2</sub> para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y el Almacenamiento Geológico de Carbono (GCS) en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Se consideraron criterios técnicos, ambientales y económicos para la selección de yacimientos candidatos. En el caso de EOR se simularon siete escenarios con tasa de inyección y configuración de pozos, fluido de inyección (CO<sub>2</sub>, metano y nitrógeno). La inyección de CO<sub>2</sub> resultó más efectiva, aumentando el factor de recobro hasta un 10% por encima del agotamiento natural (30%). Se propuso un yacimiento para GCS y se modeló que la capacidad de almacenamiento es de 66.51 MMMPCN de CO<sub>2</sub> en 40 años. El estudio destacó el rol crucial de las tecnologías de monitoreo sísmico 4D y el uso de algoritmos de Inteligencia Artificial (IA) como herramientas fundamentales para reducir la incertidumbre y fortalecer la toma de decisiones en la gestión de proyectos similares.

**Palabras Clave:** EOR, Captura, Almacenamiento, CO<sub>2</sub>.

### Abstract

This study evaluated the applicability of CO<sub>2</sub> injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) and Geological Carbon Storage (GCS) in the Lake Maracaibo Basin. The methodological design considered technical, environmental, and economic criteria for selecting candidate reservoirs. For EOR, the AX reservoir was selected, and seven scenarios were simulated, varying the injection rate and well configuration, including the injection of CO<sub>2</sub>, methane, and nitrogen. CO<sub>2</sub> injection proved to be more effective, increasing the recovery factor by up to 10% (from 20% due to natural depletion to a range of 27–30%). Regarding GCS, the BX reservoir was proposed, with an estimated storage capacity of 66.51 million cubic feet of CO<sub>2</sub> over 40 years. The Amuay and

<sup>1</sup> Ingeniero Geofísico. Magister en Geofísica. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

<sup>2</sup> Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Cardón refineries and the El Tablazo complex were identified as the closest CO<sub>2</sub> sources. The study highlighted the crucial role of 4D seismic monitoring technologies and Artificial Intelligence (AI) algorithms as fundamental tools to reduce uncertainty, delineate reservoir properties, monitor fluid displacement, and strengthen decision-making in the management of similar projects.

**Keywords:** EOR, Capture, Storage, CO<sub>2</sub>.

## Introducción

La captura de carbono es el proceso de almacenar CO<sub>2</sub> en lugares donde no perjudique al medio ambiente y evite el aumento de emisiones que contribuyen al efecto invernadero.

Esta técnica, conocida como CAC o CCUS, consta de tres etapas: capturar en su fuente, transportarlo y, finalmente, almacenarlo.

En la industria energética, es una opción viable para países desarrollados que buscan reducir emisiones y tienen fuentes adecuadas de captura. El gas capturado se puede comprimir y transportar por diferentes medios e inyectarse en formaciones geológicas para almacenamiento permanente.

Con esta metodología se busca evaluar la factibilidad de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos de crudos medianos y livianos en la Cuenca del Lago de Maracaibo (Venezuela), mediante el análisis de criterios de selección e impacto en diferentes escenarios; como vía hacia la transición energética a corto y mediano plazo.

## Descripción del área de estudio

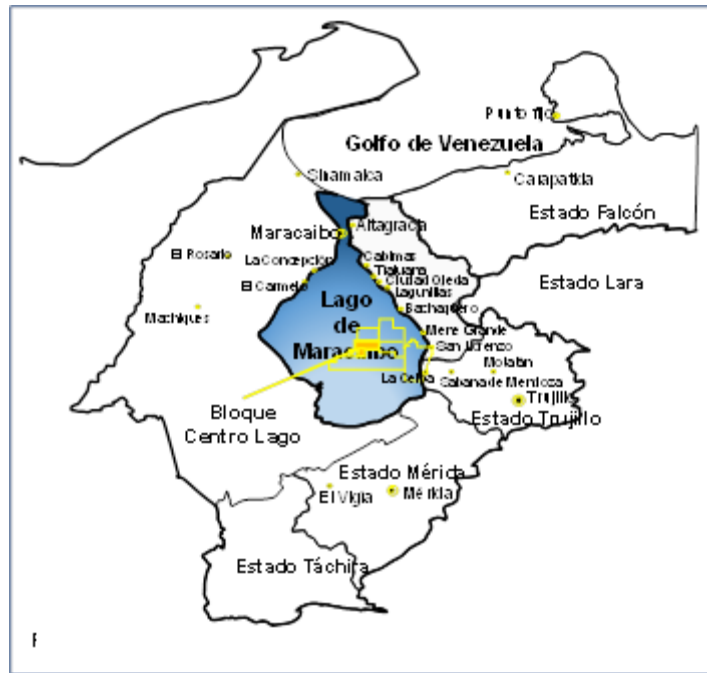
El área de estudio se localiza en la Cuenca del Lago de Maracaibo, Venezuela (Figura 1), una de las regiones más productivas de petróleo y gas del país. La mayoría de los yacimientos se encuentran en la Costa Oriental, en campos como Cabimas y Tía Juana, con producción, principalmente, de yacimientos terciarios. En la costa oeste, la producción es de yacimientos del Cretácico y Terciario, incluyendo campos como Urdaneta y La Concepción.

Hacia el centro del área los campos se localizan en el sistema de fallas de Lama-Icotea, e incluyen campos Centro Lago, Lama y Lamar. La gravedad del petróleo varía, siendo más ligera, en yacimientos profundos y más pesada en yacimientos terciarios someros.

La necesidad de implementar políticas y regulaciones para la gestión de desechos en diversas formas y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se ha incrementado en los últimos años, a fin de mitigar sus consecuencias e impactos sobre el cambio climático

Alrededor del mundo se han producido diferentes iniciativas como el Protocolo de Kioto, de 1997 y el acuerdo de París del 2016, que buscan limitar el aumento de temperatura global a 2°C y alcanzar la neutralidad climática o “net Zero” para el año 2020.

**Figura 1:** Ubicación geográfica del área de estudio. La flecha indica los boques incluidos es este estudio: Bloque V Centro



Fuente: Silva (2025)

## 1. Fundamentos teóricos

A medida que las economías de los países han experimentado variaciones en cuanto a crecimiento y decrecimiento, producto de los niveles de consumo y demanda energética, se han encendido las alarmas como consecuencia del aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases o agentes contaminantes.

Estos señalamientos han sido redimensionados en las agendas de los organismos internacionales de protección al ambiente, para sustentar propuestas en el uso de energías más limpias y menos contaminantes, como mecanismos de integración mundial.

En la industria petrolera, específicamente, en la fase de explotación y producción de hidrocarburos, se han introducido continuamente técnicas y herramientas innovadoras con el fin de conocer y/o definir de forma más precisa las propiedades y condiciones o mecanismos de empuje de los yacimientos y desplazamiento de los fluidos presentes en los mismos, durante su

vida útil, para obtener el mayor recobro de los hidrocarburos, posible. Se han desarrollado métodos de extracción para coadyuvar la producción de los pozos, entre estos destaca el proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, conocido como EOR, por sus siglas en inglés, en la cual se implementan nuevas tecnologías para aumentar el factor de recobro en los campos maduros e incrementar la producción (Díaz et al., 2022).

La recuperación mejorada de hidrocarburos EOR consiste, fundamentalmente, en la Inyección de fluidos en el yacimiento para aumentar la presión y desplazar o modificar los fluidos dentro de este. Entre los métodos más comunes se pueden mencionar: métodos químicos, térmicos e inyección de agua, vapor y gas complementados con polímeros, tensioactivos, álcalis y nanopartículas, respectivamente. Estas técnicas son una práctica rutinaria cuando las técnicas de recuperación secundaria no logran mantener los volúmenes de producción deseados y/o cuando el petróleo está atrapado en zonas de difícil acceso (baja permeabilidad, con un contacto agua petróleo deficiente o incluso alineamientos de fallas estructurales y/o estratigráficas presentes.

Es indudable que en cualquiera de los dos enfoques de inyección de CO<sub>2</sub> contemplados en la ejecución de este proyecto, ya sea, para EOR o para almacenamiento geológico tal como lo establece el protocolo logístico operacional, se requiere conocer el yacimiento; es decir, en primer lugar, disponer de una imagen precisa del subsuelo, entender la variación espacial de las propiedades petrofísicas, tipo y comportamiento de fluidos presentes, posibles vías de migración y calidad de sello, tanto de las rocas subyacentes y suprayacentes, así como del sistema de fallas que delimitan el mismo, si es el caso.

En pocas palabras, se requiere caracterizar el yacimiento, integrando toda esta información con la interpretación sísmica y otros datos geológicos de interés, además de la historia de producción de los pozos.

La sísmica 4D o "Time Lapse" facilita el monitoreo del yacimiento y describe el comportamiento de los fluidos presentes, lo que permite, a su vez, definir y optimizar las potencialidades de los yacimientos de un área en particular, relacionadas con la captura, inyección, manejo y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Para efectos de este proyecto, se propuso realizar un análisis cualitativo de la información disponible, para obtener un diagnóstico (a partir del estado del arte) de la técnica, evolución y aplicación en las últimas décadas, a escala regional y global. A partir de un levantamiento sísmico 3D previo, en este caso, se toma como base el diseño y planifican de un conjunto de levantamientos adicionales en un periodo de tiempo definido, con

lapsos de tiempo variable (entre dos a cinco años), utilizando los mismos parámetros de adquisición que en el levantamiento original. Como resultado, se obtiene una serie de imágenes temporales del subsuelo, que pueden dar cuenta de la evolución de las propiedades del yacimiento y hacia donde se han desplazado los fluidos.

Por otro lado, las mejoras tecnológicas en la caracterización y simulación numérica de yacimientos petrolíferos han contribuido, significativamente, con el avance continuo en las técnicas de recuperación mejorada de petróleo, debido a que han permitido conocer las condiciones del yacimiento y las especificaciones requeridas para aplicar las técnicas adecuadas en cada caso, en particular.

El uso de la inteligencia artificial y aprendizaje automático son clave en el diseño, planificación y ejecución de proyectos de EOR y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, en los cuales es necesario analizar grandes volúmenes de datos del yacimiento y de producción de crudos.

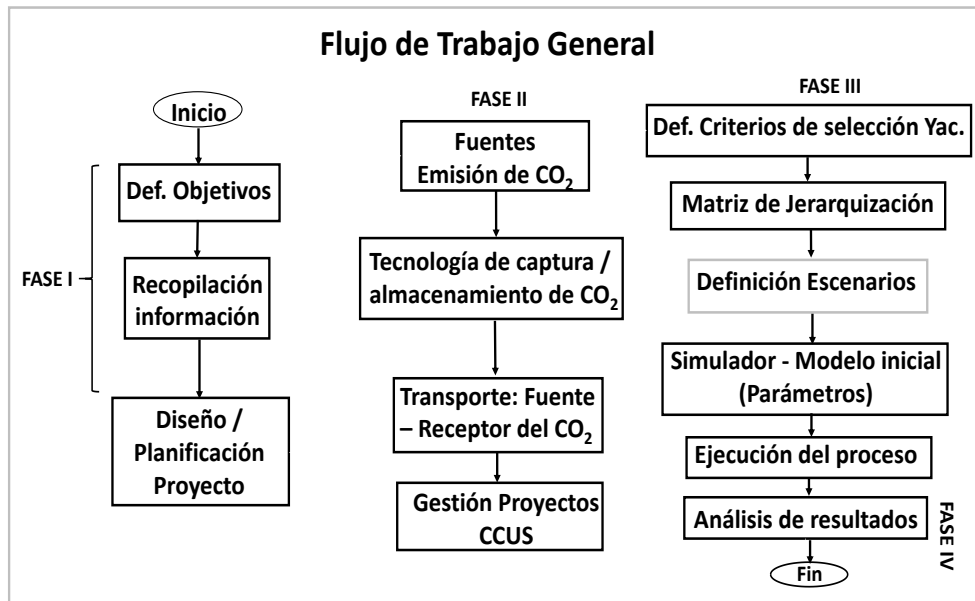
Los subcampos de la IA, ya sea “Machine Learning”, “Deep Learning” (Caf et al., 2022) y cualquiera de sus variantes, como las redes neuronales convolucionales profundas (CNN), (Leong et al., 2022), combinadas con algoritmos de inversión de datos sísmicos, se consideran actualmente como un conjunto de herramientas capaces de generar resultados exitosos en proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que. permiten obtener mapas de saturación del gas, calibrado con los modelos geológicos.

## 2. Metodología

El flujo general de trabajo propuesto para la ejecución de este proyecto se muestra en la Figura 2 y está compuesto de cuatro fases principales, identificadas de la siguiente manera:

- Fase I: Recopilación, análisis y clasificación de la información disponible.
- Fase II. Análisis de los procesos de tecnología y captura de CO<sub>2</sub>
- Fase III: Fase experimental que contempló clasificación y selección de los yacimientos, para la simulación de los diferentes escenarios.
- Fase IV: Análisis de resultados para cada escenario.

**Figura 2:** Flujo General de Trabajo propuesto para la ejecución del proyecto.



Fuente: Silva (2025)

A continuación, se describen brevemente cada una de las fases del proyecto:

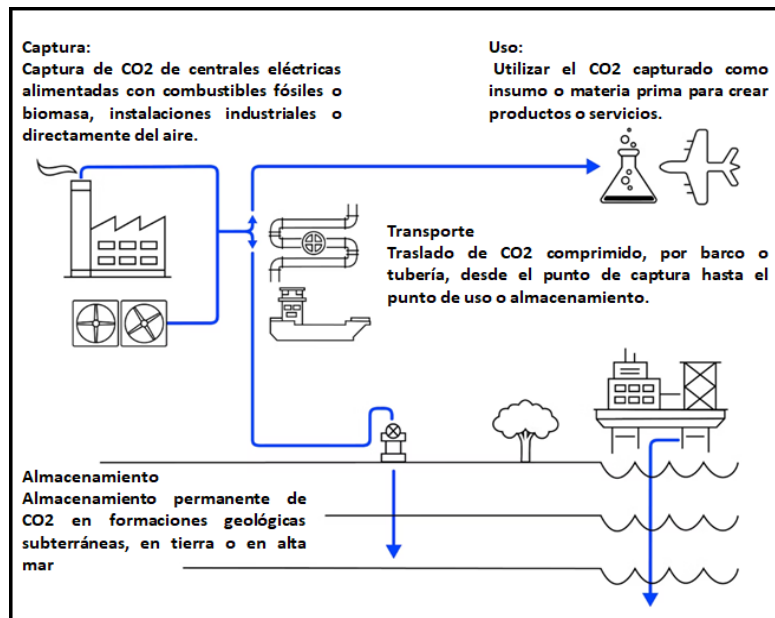
### 2.1. Fase I: Recopilación de información, diseño y planificación del proyecto.

En esta primera fase, se definieron los objetivos del proyecto y se procedió a recopilar, analizar e interpretar la información disponible, requerida para el diseño y planificación del mismo, tomando en consideración la ubicación, así como las características de los diferentes tipos de yacimientos a evaluar como potenciales receptores del gas.

Con base al conocimiento, historia de producción y experiencia se propuso a la Cuenca del Lago de Maracaibo como área de estudio y se levantó un inventario de los yacimientos explotados en los campos maduros, tomando en cuenta una actividad continua de 30 años o más, con producción agotada y alta declinación de presión; específicamente en los bloques correspondientes a los campos V-Centro, Bloque VI Lamar y Centro Lago (Figura 3)



**Figura 4:** Esquema simplificado del proceso de Captura, almacenamiento y uso del CO<sub>2</sub> (CCUS).



**Fuente:** Editado de la IEA (2021).

En esta fase también se realizó el análisis cualitativo de diferentes metodologías para la gestión de un proyecto de este tipo, con la finalidad de conceptualizar las políticas y estrategias desarrolladas por los gobiernos, organizaciones privadas y centros de investigación a nivel global, para gestionar emisiones de GEI y avanzar hacia objetivos energéticos más precisos y el combate del cambio climático.

La ejecución de proyectos de captura, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, resulta en una combinación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento lo cual implica la caracterización de las formaciones geológicas o utilizar el mismo en aplicaciones industriales. En este estudio se tomó como referencia el Modelo de Gestión de Proyectos CCUS propuesto por Barrios (2022.), compuesto por un conjunto de flujos de trabajo para el diseño, planificación y ejecución de un proyecto de este tipo, y que toma en consideración los siguientes aspectos:

- Aplicación de criterios de selección / identificación de formaciones geológicas factibles para el almacenamiento de solución salina y/o EOR, integrando índices económicos y sociales.
- Aplicación de metodologías de caracterización de sitios específicos para desarrollar modelos conceptuales 3D, incluyendo visualización y simulación de inyección.

- Integración con nuevos datos geológicos específicos para disminuir la incertidumbre asociada en análisis de riesgos.
- Definición y diseño del proyecto tipo comercial, considerando técnicas de captura, transporte, pozo(s) de inyección y monitoreo.
- Control y seguimiento operacional y monitoreo continuo, a través de informes o reportes periódicos, alineados con las reglamentaciones de las organizaciones competentes, correspondientes.

### **2.3. Fase III. Clasificación y selección de los yacimientos para la simulación de diferentes escenarios.**

Esta tercera fase comprendió la fase experimental del proyecto y se dividió en varios pasos, tomando en consideración los modelos evaluados en la fase anterior, como guía para la definición de las variables a parametrizar y ajuste de los criterios de selección de los yacimientos tipos.

Se diseñaron matrices de jerarquización con base en la historia de producción, POES, profundidad, propiedades petrofísicas, comportamiento de fluidos, condiciones de presión inicial y actual, recobro actual: así como la distancia entre las posibles fuentes emisoras y yacimientos receptores, infraestructura disponible y transporte. Se preseleccionaron 30 yacimientos candidatos y posteriormente, como resultado de una reclasificación final y disponibilidad de los datos, se escogieron los yacimientos identificados como AX, para inyección de CO<sub>2</sub> para EOR y el yacimiento BX, para almacenamiento geológico.

#### *Diseño del modelo conceptual del yacimiento seleccionado*

En primera instancia, se construyó un modelo conceptual para simular el comportamiento del CO<sub>2</sub> inyectado durante la producción de petróleo, según parámetros y criterios preestablecidos, a partir de los datos.

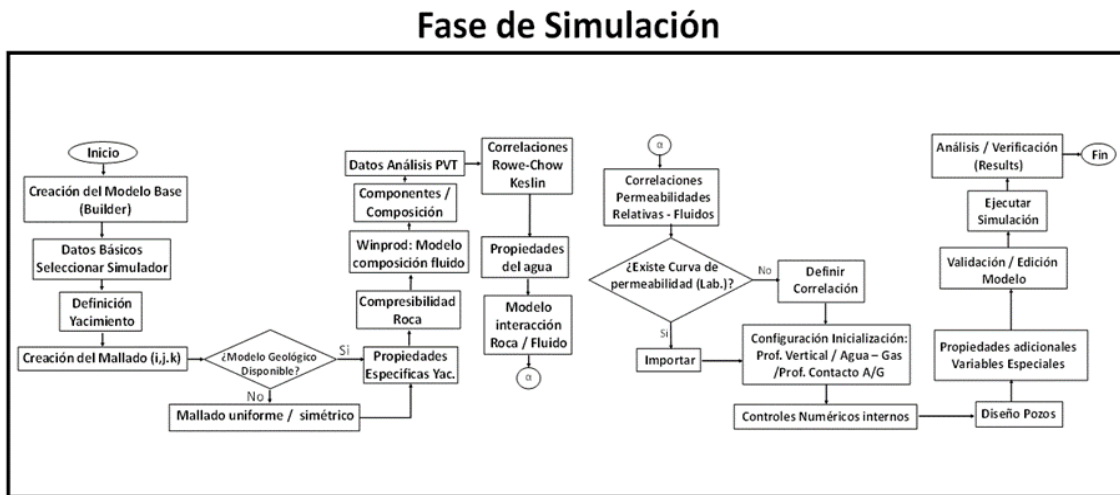
El modelo se ajustó, tomando en consideración datos básicos de yacimientos y relaciones matemáticas. Se definió la geometría y volumetría de recursos y, planificó un plan de explotación utilizando cuatro pozos, con datos específicos: Espesor 55 pies, área: 1425 acres, Porosidad: 20%, Saturación: 69%, Factor volumétrico inicial: 1,3908 BY/BN, Volumen: 78375 Acres/pies, presión inicial de 5500 psi, profundidad 12500’.

### Construcción del modelo base para la simulación

Para la fase III, se usó el simulador GEM y las herramientas "Builder" y "Winprod" (V.2022-10) del grupo "Computer Modern Group" (CMG, por sus siglas en inglés).

El objetivo principal fue construir un modelo base para simular diferentes escenarios relacionados con la inyección de CO<sub>2</sub>, para recuperación mejorada (EOR) y almacenamiento geológico, como se resume en la Figura 5.

**Figura 5:** Flujo de trabajo propuesto para la simulación de inyección de CO<sub>2</sub> para EOR y Almacenamiento Geológico



Fuente: Silva (2025)

Se construyó un modelo tridimensional homogéneo y simétrico del yacimiento, usando datos de propiedades petrofísicas en el simulador GEM, con fecha inicial de producción 01/01/2003.

A partir del mapa estructural del tope del yacimiento se creó la malla del modelo de simulación con las siguientes características: Ancho de la malla (Grid): 4 – Tipo: Cartesiana (i, j, k): 40 (dirección I) X 40 (dirección J) X 10 (dirección K).

Con los datos petrofísicos básicos, se definieron las propiedades específicas del yacimiento, con un valor de Compresibilidad de la roca de  $3 \times 10^{-8}$  1/psi, a una presión de referencia igual a 120 psi y 220° F. Se utilizó una composición estándar de petróleo negro ("Black oil"), como referencia.

Se ajustó un modelo de PVT al tipo de crudo, considerando la densidad y viscosidad, para evaluar la inyección de CO<sub>2</sub> y su capacidad de desplazar el petróleo. Las propiedades del agua, densidad molar y compresibilidad se definieron con las curvas de permeabilidad relativa. El modelo final se organizó en bloques, con saturación vertical basada en la profundidad promedio de la malla y una relación gravedad-equilibrio capilar típica para yacimientos con gas, petróleo y agua.

### *Escenarios propuestos para inyección de CO<sub>2</sub> para EOR*

**Caso Base:** Para el programa de explotación del yacimiento, se definió un modelo base, con cuatro pozos productores verticales y restricciones similares (tasa de producción inicial y la presión “Draw Down”) desde 2003 a 2023. Este modelo se utilizó para todos los siguientes escenarios a modelar; con una duración de 20 años (2033-2023).

#### **Escenario 1: Agotamiento natural.**

Posibilidad de agotar naturalmente el yacimiento, prolongando el intervalo de producción de 20 a 40 años, para un periodo a partir del 01/01/2003 hasta el 01/01/2043, con 4 pozos productores verticales (Productor 1-4), abiertos en los intervalos 1 al 10, como se ilustra en la figura No 5. Se utilizó la misma composición del fluido del caso base y, los valores de compresibilidad de la roca utilizados, fueron los siguientes:

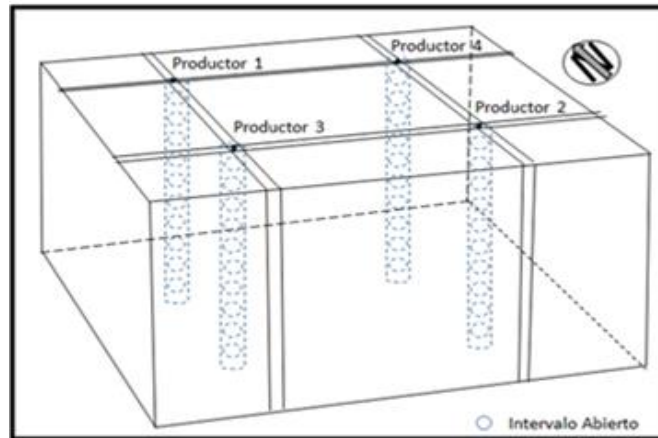
Presión dependiente de la porosidad de formación: 3e-09 1/psi, Presión de referencia / efecto de compresibilidad de la roca: 120 psi y Presión de dependencia de la compresibilidad de la roca: 3e-09 1/psi\*psi. La tasa de producción de petróleo se mantuvo igual a 386 bbls/d (Máxima) y 1000 psi, como presión “Drawdown” (Máxima). Se adicionó un nuevo parámetro (BHP “Bottom hole pressure”), para el control de la presión del fondo fluuyente en cada uno de los cuatro pozos.

#### **Escenarios 2 al 7**

Los escenarios descritos (2 al 7) representan una secuencia de simulaciones de yacimientos con un propósito iterativo y de optimización para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR). El proceso comenzó con el Escenario 2, que sirvió como base para la inyección de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, los resultados de los casos iniciales (como el Escenario 2, y el parcialmente modificado Escenario 3) revelaron una deficiencia operativa crítica: la presión del yacimiento descendía por debajo del punto de burbuja, lo que resultaba en una alta producción de gas. Para optimizar este rendimiento, los escenarios posteriores se diseñaron, específicamente, para

mitigar este problema. Las principales modificaciones en la estrategia de producción fueron la implementación de cierres parciales de intervalos y, crucialmente, el cierre temporal de pozos productores (como en el Escenario 4), con el objetivo de recuperar la presión y mantenerla por encima del punto de burbuja.

**Figura 6.** Configuración interna correspondiente al escenario 1.



**Fuente:** Silva (2025)

Una vez que se estableció la estrategia operacional para manejar la presión (producción parcial y cierre temporal), la optimización se centró en la eficiencia de los recursos. El Escenario 5 exploró la efectividad de una menor tasa de inyección de  $\text{CO}_2$  (6 MM p3/día, una reducción desde los 8 MM p3/día del Escenario 4), mientras mantenía las condiciones de producción optimizadas. Finalmente, el estudio se expandió a un análisis comparativo sobre la efectividad del agente inyectado. Los Escenarios 6 y 7 mantuvieron las condiciones operativas refinadas (producción parcial con cierres) pero sustituyeron el  $\text{CO}_2$  por Metano ( $\text{CH}_4$ ) y Nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), respectivamente. Este diseño secuencial demuestra que los escenarios fueron creados para mejorar continuamente el modelo base, primero resolviendo problemas operativos (presión) y luego optimizando parámetros (tasa de inyección) y agentes (tipos de gases) bajo las condiciones más favorables encontradas.

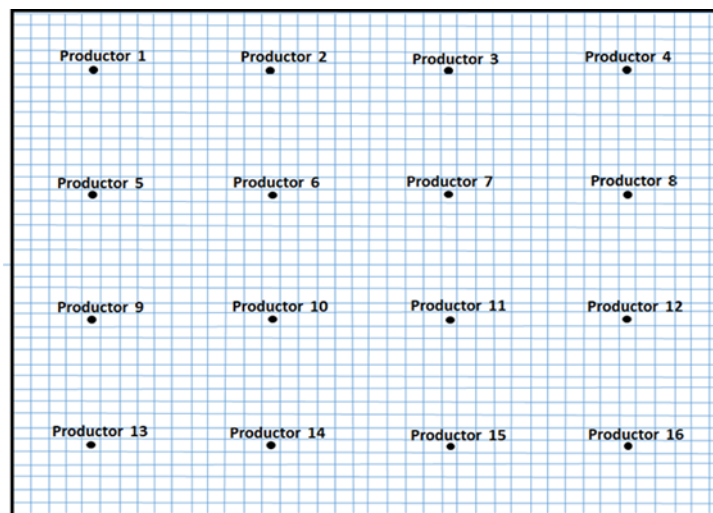
#### *Simulación para Inyección de $\text{CO}_2$ como Almacenamiento Geológico*

En este caso, se seleccionó el yacimiento identificado como BX (Centro Lago), caracterizado por un espesor promedio de 13,5 m, profundidad de 12400 pies, porosidad variable entre 13 y 15% y permeabilidad igual a 68-69mD. También se propuso un modelo base,

geométrico, homogéneo cuadrado (Figura 7), a partir de los parámetros conocidos, POES de 206 MMb de petróleo y un GOES igual a 113 MMM pies<sup>3</sup> de gas.

Se diseñó y planificó un plan conceptual de desarrollo del yacimiento con 16 pozos a 40 años y un periodo de producción normal por flujo natural de 20 años (2003-2023) con todos los pozos y las siguientes restricciones: “Surface oil rate” STO: 600 bbls/día (Máxima) “Presión Draw Down” DWA: 1000 psi (Máxima). A partir del año 2023, se cerraron todos los pozos y cuatro de ellos fueron convertidos a pozos inyectoros hasta 2043, con las siguientes condiciones: Surface gas rate STG Max: 8500000 ft<sup>3</sup>/d y DWA draw down max 250 psi, Fluido inyectado (Solvente): CO<sub>2</sub>.

**Figura 7.** Geometría del modelo de yacimiento propuesto para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (vista en planta).



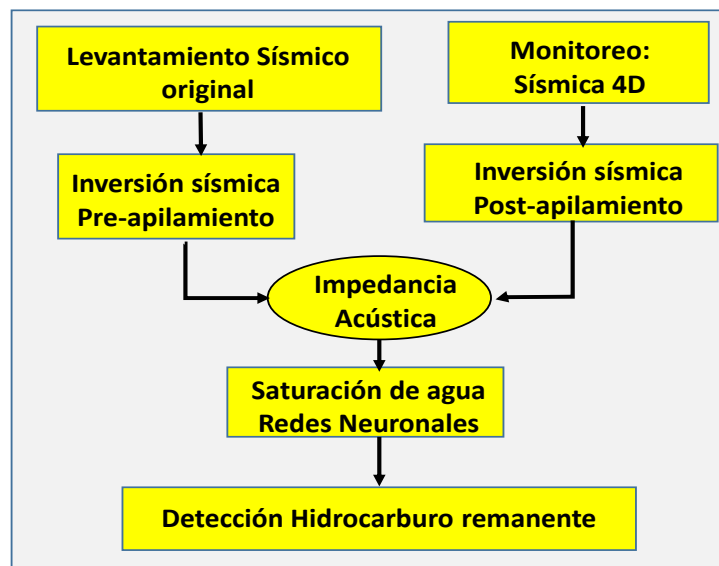
**Fuente:** Silva (2025)

#### *Aplicación de la Sísmica 4D en proyectos de inyección y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.*

Consistió en la revisión, análisis e interpretación de la información disponible sobre la aplicación de sísmica 4D en el monitoreo del comportamiento de un yacimiento y los fluidos presentes, con la finalidad de definir su potencial como técnica de control y seguimiento durante la inyección y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. El análisis e interpretación de criterios de calidad estándares, como: parámetros de adquisición y procesamiento de los levantamientos sísmicos 3D base y los programados en un periodo de tiempo definido, permiten identificar los cambios en el yacimiento almacén y modelar el desarrollo de la capa de CO<sub>2</sub>.

Rezaei et al. (2020) definieron una metodología para monitorear con sísmica 4D la distribución de la saturación de fluidos y estimar el volumen de petróleo remanente en el campo maduro Yttergryta en Malasia (Figura 8). Utilizaron datos post apilados e inversión sísmica para obtener la impedancia acústica y entrenar la red neuronal artificial e identificar vías de desplazamiento para cartografiar el patrón de movimiento.

**Figura 8.** Monitoreo sísmico 4D: Distribución de la saturación de fluidos y petróleo remanente en el campo maduro Yttergryta de Malasia, a partir de datos post apilados e inversión sísmica.



Fuente: Modificada de Rezaei et al. (2020)

### *Inteligencia artificial aplicada a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>*

En la etapa final de la fase III, se procedió al análisis, evaluación e interpretación de técnicas de inteligencia artificial en la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. en la industria de los hidrocarburos, cuyos resultados han incrementado los niveles de confiabilidad en la determinación de las condiciones actuales del yacimiento y el comportamiento de los fluidos.

En concreto, se han obtenido mapas de distribución de saturación de CO<sub>2</sub> a partir de datos sísmicos, utilizando redes neuronales convolucionales profundas (CNN) y algoritmos de inversión de datos sísmicos, para optimizar el modelo geológico del subsuelo.

## 2.4. Fase IV: Análisis de resultados de la fase experimental

En esta fase se procedió a evaluar los resultados obtenidos en la fase experimental (Fase III), haciendo énfasis en primer término, en la inyección de CO<sub>2</sub> para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y luego a la inyección para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> y cada uno de los escenarios propuestos en cada caso.

## 3. Analisis de resultados

### 3.1. Inyección de CO<sub>2</sub> para recuperación mejorada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR)

#### a) Efectividad y comparación de gases

La inyección de CO<sub>2</sub> demostró ser la técnica más efectiva para la recuperación mejorada, logrando un factor de recobro que osciló entre 27% y 30%. Este rango representa un incremento sustancial de, aproximadamente, el 10% respecto al factor de recobro final obtenido por el Escenario 1 de agotamiento natural (21.36%).

En el análisis comparativo, el CO<sub>2</sub> superó a otros gases de inyección bajo condiciones de simulación optimizadas similares:

- El factor de recobro con CO<sub>2</sub> (cercano al 30%) fue ligeramente superior al obtenido con Metano (CH<sub>4</sub>) y Nitrógeno (N<sub>2</sub>) (entre 26% y 27%).
- Esto valida que el CO<sub>2</sub> posee las propiedades más ventajosas para el desplazamiento del crudo en este yacimiento específico.

#### b) Optimización de la estrategia operativa

La iteración de escenarios reveló que la simple inyección de CO<sub>2</sub> con todos los intervalos de producción abiertos (Escenario 2) no era suficiente, debido a la caída de la presión por debajo de la presión de burbuja, resultando en una alta producción de gas. La optimización de los parámetros de inyección y producción resultó crucial para mitigar este problema:

- *Control de presión mediante cierre temporal*: La estrategia más impactante fue el cierre temporal de pozos productores (como en el Escenario 4 y 5), estableciendo un periodo de *shut-in* de tres años. Esta acción demostró ser efectiva para re-presurizar el yacimiento, manteniendo la presión por encima del punto de burbuja y reduciendo significativamente la producción indeseada de gas.

- *Producción restringida (Halfbore)*: La restricción de la producción a solo una parte de los intervalos del yacimiento (producción parcial o *halfbore*) se implementó para controlar el avance del gas inyectado y el cociente Gas-Petróleo (RGP).

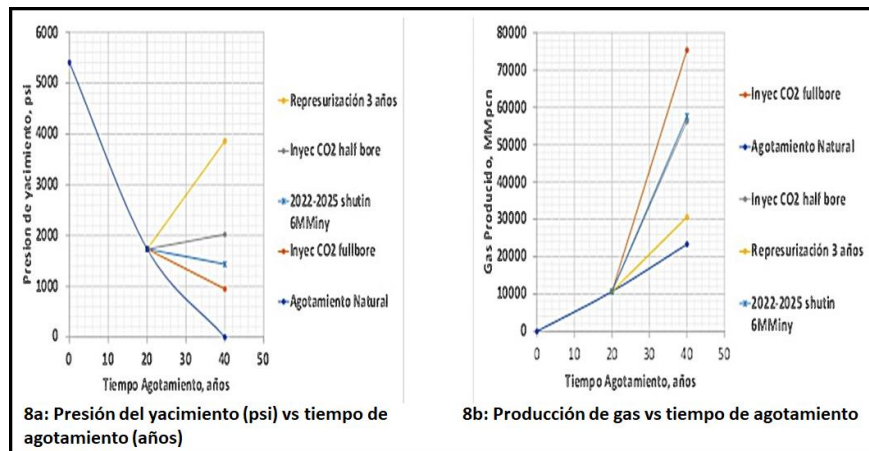
- *Optimización de la tasa de inyección*: La combinación de las estrategias de cierre temporal y producción parcial con una menor tasa de inyección de CO<sub>2</sub> (6 MM p3/día en el Escenario 5, una reducción respecto a los 8 MM p3/día del Escenario 4) demostró ser la más eficiente. Esta estrategia, al requerir menos gas, optimiza el uso de recursos sin sacrificar el recobro fina.

En la Tabla 1 se muestra un análisis comparativo de los siete escenarios para la inyección de CO<sub>2</sub>. En los escenarios 2 y 3 se inyectaron 8 MMPCD, mientras que en los escenarios 4, 5, 6 y 7 se inyectaron 6 MMPCD de diferentes gases. En la Figura 9 se muestra el comportamiento de la presión y la producción de gas a lo largo del tiempo.

**Tabla No 1.\_** Resumen Comparativo del Resultado de Simulación de Escenarios 1 a 7: Inyección de CO<sub>2</sub> para Recuperación Mejorada (EOR). (Tomada de Silva, 2025)

		Recobro Np %	Delta Np. Mbo	Presión Yac. psi	Gas Inyec. MMPCN	Gas Producido, MMPCN
Caso 1	Agotamiento Natural	21.36	0	901	0	23353
Caso 2	Inyec CO2 fullbore	31.35	6175	949	51422	75397
Caso 3	Inyec CO2 half bore	30.44	5611	2022	53691	56303
Caso 4	Re-presurización 3 años	29.87	5262	3860	53579	30628
Caso 5	Re-presurización 3 años	29.37	4953	1437	43754	27657
Caso 6	Inyección CH4	27.69	3912	1015	43803	68597
Caso 7	Inyección N2	26.96	3461	1203	40983	65267

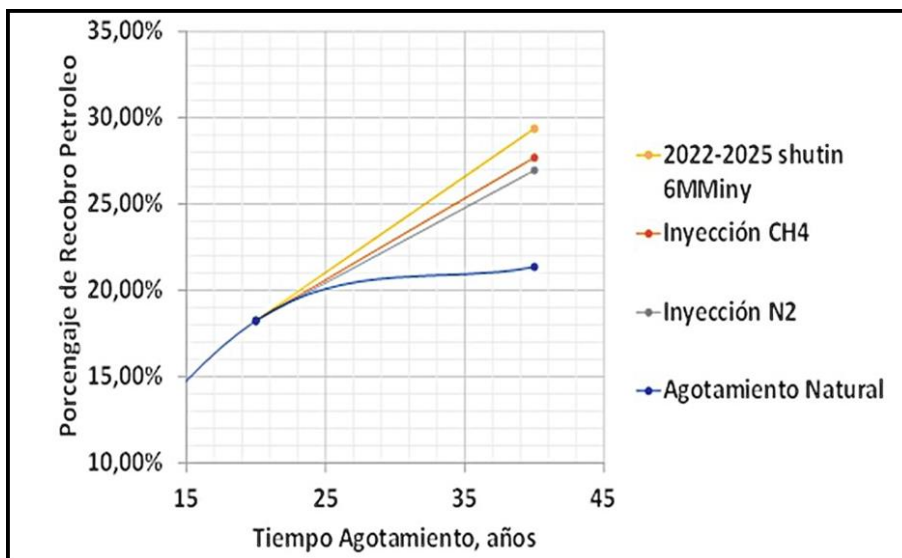
**Figura 9:** Presión del yacimiento y Producción de gas vs tiempo de agotamiento



Fuente: Silva (2025)

Mientras que en la Figura 10 se representa la variación del factor de recobro para cada escenario, con relación al tiempo de agotamiento.

**Figura 10:** Porcentaje de recobro de petróleo vs tiempo de agotamiento.



Fuente: Silva (2025)

### 3.2. Secuestro y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS)

El segundo caso del estudio en la Fase Experimental III, evaluó la factibilidad del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS), un componente esencial para el desarrollo de proyectos integrados de Captura, Almacenamiento y Uso de CO<sub>2</sub> (CCUS) en la región. Como se mencionó previamente, el yacimiento seleccionado se identifica como BX, candidato viable, con alto potencial para el secuestro geológico y se consideró un solo escenario. A continuación, se analizan los resultados correspondientes:

#### a) Potencial y capacidad de almacenamiento

El yacimiento BX puede almacenar un volumen de 66.51 MMMPCND de CO<sub>2</sub> a lo largo de un horizonte de simulación de 40 años. Los resultados de la simulación confirmaron una capacidad robusta, como se puede observar en la Tabla 2.

**Tabla No 2\_ Resultados de la Inyección de CO2 para almacenamiento geológico en el Yacimiento BX.**  
 (Tomada de Silva, 2025)

		2003	2023	2043
<b>Currently in Place</b>	<b>Gas at surface</b>			
	<b>MMSCf</b>	<b>113684</b>	<b>45184</b>	<b>114000</b>
	<b>Reservoir Oil</b>			
	<b>Mrbbl</b>	<b>270461</b>	<b>270461</b>	<b>270461</b>
	<b>Reservoir Free Gas Oil</b>			
	<b>Mrft3</b>		<b>6,20E+05</b>	<b>6,33E+05</b>
	<b>Total PV Ave.</b>			
	<b>Psia</b>	<b>5468,6</b>	<b>847,12</b>	<b>5384,8</b>
<b>Cumulative Injection</b>	<b>Gas MMSCF</b>			<b>68513</b>
<b>Cumulative Production</b>	<b>Wet Gas</b>			
	<b>MMSCF</b>		<b>95026</b>	<b>95026</b>
	<b>Gas</b>			
	<b>MMSCF/day</b>			<b>25,5</b>
<b>Injection Rate</b>	<b>Oil MSTB/day</b>		<b>9,6</b>	
<b>Production Rate</b>	<b>Gas</b>			
	<b>MMSCF/day</b>		<b>14349</b>	
	<b>Wet Gas</b>			
	<b>MMSCF/day</b>		<b>18259</b>	

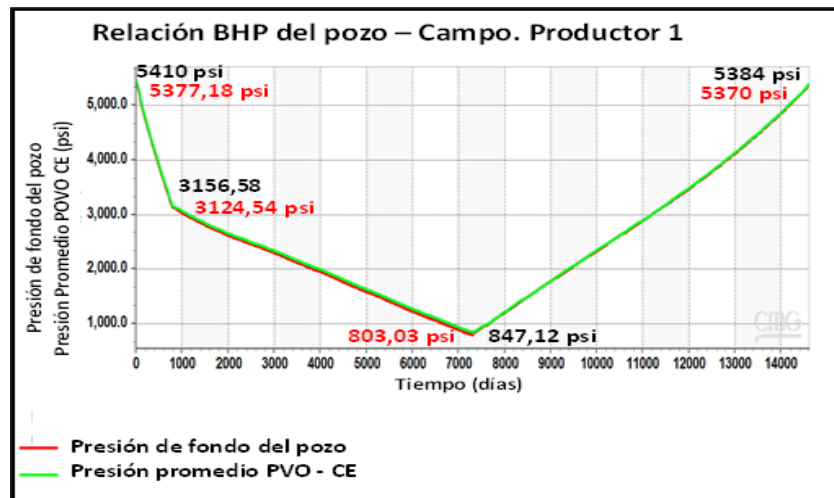
En este caso, el escenario de inyección para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, demostró que al final del periodo (40 años), es posible restaurar la presión promedio del yacimiento a valores cercanos a la presión inicial (5384 psi vs 5410 psi), posterior a su declive por producción tal como se muestra en la Figura 11.

*b) Integridad y manejo de la presión*

La simulación validó la adecuación de la formación geológica para el secuestro, a largo plazo, en términos de estabilidad de presión:

- Durante el proceso de inyección, el yacimiento demostró la capacidad de mantener la presión con un bajo *drawdown* (diferencial de presión) de, solo, 25 psi.
- Esta estabilidad de presión es un indicador clave de la integridad del reservorio y su potencial para el secuestro seguro y a largo plazo del CO<sub>2</sub>.

**Figura 11.** Relación de presión de fondo del pozo y presión promedio del yacimiento. Escenario Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>. Yac. BX.



Fuente: Silva, 2025.

### c) Logística y fuentes de suministro

Para asegurar la viabilidad del CCUS en la Cuenca del Lago de Maracaibo, se identificaron las fuentes de emisión más próximas para el suministro de CO<sub>2</sub>. Las fuentes de captura de CO<sub>2</sub> más cercanas al área de estudio corresponden a las refinerías de Amuay y Cardón, así como al complejo petroquímico El Tablazo. La proximidad de estas fuentes facilita la compresión y el transporte continuo (tuberías) o discontinuos (barcos o cisternas del gas, hasta los yacimientos candidatos para EOR o almacenamiento geológico.

En términos generales y de acuerdo al análisis de los resultados obtenidos en cada una de las fases y en cada escenario propuesto, se considera que los mismos definen un marco sólido referente, sintetizado y optimizado para la puesta en práctica en proyectos de inyección de CO<sub>2</sub> en la Cuenca del Lago de Maracaibo, tanto para la mejora de la producción de hidrocarburos (EOR), como para el control y manejo ambiental del carbono a través del almacenamiento geológico seguro.

## Conclusiones

La inyección de CO<sub>2</sub> en el yacimiento AX mejora el factor de recobro de gas, en comparación con el agotamiento natural, en el orden de 27% al 30%, frente al 20% de este último.

Para el proceso de EOR con inyección de CO<sub>2</sub>, es importante optimizar los parámetros de inyección y producción, volumen de gas inyectado y estrategia de completación de pozos, para maximizar la eficiencia y mantener la presión del yacimiento. Entre ellas está, la aplicación de un periodo de cierre de producción por 3 años para re-presurización, obteniendo mayor recobro utilizando menor volumen de gas. Por otro lado, la inyección de CO<sub>2</sub> es, ligeramente, más eficiente que la de metano o nitrógeno.

BX tiene potencial para almacenar CO<sub>2</sub>, restaurando la presión casi a niveles iniciales con la inyección. Este yacimiento puede almacenar 66.51 MMMPCN de CO<sub>2</sub> en 40 años.

La inyección de CO<sub>2</sub> puede ser usada tanto para la recuperación mejorada como para su secuestro, combatiendo el cambio climático, aplicando ciertos ajustes operativos.

Las refinerías cercanas se consideran como fuentes de CO<sub>2</sub>, mientras que el transporte y almacenamiento requieren compresión y tratamiento específicos.

El monitoreo sísmico 4D ayuda a entender las variaciones en el yacimiento y la distribución de fluidos.

## Recomendaciones

Para optimizar la recuperación mejorada, se recomienda restringir la producción a la mitad inferior de la completación, para mitigar la fuga de gas inyectado y mejorar la recuperación de la presión promedio.

Cerrar el yacimiento a producción durante un período (3 años), luego de comenzar la inyección de gas, ocasiona un aumento de la presión por encima de la presión de burbuja y evita altas producciones de gas en los pozos productores.

Considerar la inyección de CO<sub>2</sub> para EOR en yacimientos similares; el uso de metano o nitrógeno como gases de inyección proporcionan menor recobro.

Programar la inyección de CO<sub>2</sub> como una estrategia viable y efectiva para la recuperación mejorada en yacimientos similares a los modelados.

Realizar análisis económicos a detalle en cada escenario de inyección (CO<sub>2</sub>, metano, nitrógeno) e incluir costos de inyección, producción y tratamiento del gas.

Optimizar las estrategias de completación de pozos para minimizar la producción temprana de gas inyectado y maximizar el contacto gas-petróleo.

Evaluar alcance y eficiencia de flujos de trabajos propuestos en la práctica segura de técnicas CCUS, para reducir las emisiones y su viabilidad inmediata a diferentes escalas.

Promover el uso de técnicas CCUS, mediante líneas de investigación, que fomenten su interés en procesos operacionales y/o industriales, con tecnologías digitales, eficientes.

### Referencias

- Alvarado, E. (2021). *Gases de efecto invernadero*. Asignaturas: Indicadores claves del cambio climático y Energías Alternativas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela.
- Barrios, J. (2022). *Captura, utilización y almacenamiento de carbono*. Asignatura: Energías Alternativas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela.
- Caf, B.; Lubo-Robles, D.; Pranter, M.; Bedle, H.; Marfurt, J. & Reza, Z. (2022). *CO<sub>2</sub> injectivity and storage potential of the Arbuckle Group using supervised machine learning and seismic-constrained reservoir modeling and simulation, Wellington Field, Kansas*. Applied Geoscience & Energy. Society of Exploration Geophysicists and the American Association of Petroleum Geologists. Library SEG.org. USA.
- Díaz, A.; Govea, S.; Mijares, D.; Morillo, A.; Salas, Y. & Zambrano, M. (2022). *Evaluación de métodos de recuperación mejorada y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos de crudo liviano y mediano ubicados en el Lago de Maracaibo*. Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA). Diplomado para la Formación de Gerentes de la Industria del Petróleo y Gas. Caracas, Venezuela.
- Leong, Z.; Zhu, T. & Sun, A. (2022). *Estimating CO<sub>2</sub> saturation maps from seismic data using deep convolutional neural networks*. Second International Meeting for Applied Geoscience & Energy. Society of Exploration Geophysicists and the American Association of Petroleum Geologists. Library SEG.org. USA.
- Rezaei, S.; Abbas, B.; Bashir, Y.; Sambo, C.; Ghosh, D.; Salim, & Ahmed, M. (2020). *Time lapse (4D) Seismic for Reservoir Fluid Saturation Monitoring: Application in Malaysian Basin*. Geoscience Department, Universiti Teknologi PETRONAS, Malaysia. University of Science Malaysia, Penang, Malaysia.

### Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, los autores **Silva, Héctor y Gasbarri, Sandro**, declaran al Comité Editorial que no tienen situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: **Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela**, en relación con su publicación. De igual manera, declaran que el trabajo es

original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consienten que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad. Los autores declaran que, en la preparación de este manuscrito, no utilizaron herramientas de inteligencia artificial generativa para la redacción de textos o interpretación de datos.

Para citar este artículo:

Silva, H. y Gasbarri, S. (2026). Gestión de Carbono y EOR: Campos Maduros Venezuela. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 2, abril-junio, 2026.  
<https://doi.org/10.5281/zenodo.19796773>