

Research Type (Original Article)

Integración de Tecnologías CCUS y CO₂-EOR en Venezuela, Análisis Geológico, Técnico y Regulatorio para la Descarbonización del Sector Petrolero

Integration of CCUS and CO₂-EOR Technologies in Venezuela, Geological, Technical and Regulatory Analysis for the Decarbonization of the Oil Sector

Kelvin Cabrera^{1*} Edgar Chacin²

¹ Research, Valencia, Venezuela

² Research, Barinas, Venezuela

Correspondent author: kjrcabrera@gmail.com

Received: 26 April 2025

Revised: 06 May 2025

Accepted: 06 June 2025

Published: 30 June 2025

Información del artículo

Resumen

Palabras clave:
CCS/CCUS
CO₂-EOR Venezuela
Transición energética
Marco regulatorio

Antecedentes: Venezuela, con grandes reservas de petróleo, enfrenta retos por su dependencia energética y emisiones de CO₂. Tecnologías como CCS, CCUS y CO₂-EOR ofrecen soluciones para reducir el impacto ambiental sin afectar la producción.

Objetivo: analizar la viabilidad técnica, económica y regulatoria de implementar tecnologías CCS/CCUS y CO₂-EOR en Venezuela, considerando las condiciones geológicas, institucionales y normativas del país.

Método: la investigación se desarrolla bajo un enfoque metodológico mixto que integra tres componentes principales: Un análisis comparativo intergubernamental de marcos regulatorios internacionales aplicables; Modelado técnico-numérico de yacimientos petroleros venezolanos mediante simulaciones numéricas utilizando herramientas como MATLAB; Una evaluación de idoneidad geológica de cuencas sedimentarias venezolanas para el almacenamiento seguro de CO₂. Estas herramientas permiten obtener una visión integral del potencial venezolano para adoptar estas tecnologías dentro del marco de la transición energética.

Resultados: los hallazgos indican que Venezuela cuenta con formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento seguro de CO₂, especialmente en la Cuenca Oriental y el Lago de Maracaibo. Asimismo, se identifica el potencial técnico y económico del uso combinado de CO₂-EOR y CCUS para aumentar la recuperación de petróleo mientras se reduce la huella de carbono. Sin embargo, persisten barreras importantes, entre ellas costos elevados, incertidumbre regulatoria y limitaciones institucionales.

Conclusiones: este estudio propone un marco conceptual para la integración de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono en el sector energético venezolano, destacando la necesidad de un marco legal específico, incentivos para la inversión privada y cooperación internacional.

Article inf.

Abstract



Keywords:
CCS/CCUS
CO₂-EOR
Venezuela
Energy transition
Regulatory
framework

Background: Venezuela, with large oil reserves, faces challenges due to its energy dependence and CO₂ emissions. Technologies such as CCS, CCUS and CO₂-EOR offer solutions to reduce environmental impact without affecting production.

Objective: to analyze the technical, economic and regulatory feasibility of implementing CCS/CCUS and CO₂-EOR technologies in Venezuela, considering the geological, institutional and regulatory conditions of the country.

Method: the research is developed under a mixed methodological approach that integrates three main components: An intergovernmental comparative analysis of applicable international regulatory frameworks; Technical-numerical modeling of Venezuelan oil reservoirs through numerical simulations using tools such as MATLAB; An evaluation of geological suitability of Venezuelan sedimentary basins for the safe storage of CO₂. These tools allow obtaining a comprehensive view of the Venezuelan potential to adopt these technologies within the framework of the energy transition.

Results: the findings indicate that Venezuela has suitable geological formations for the safe storage of CO₂, especially in the Eastern Basin and Lake Maracaibo. Also, the technical and economic potential of the combined use of CO₂-EOR and CCUS to increase oil recovery while reducing the carbon footprint is identified. However, significant barriers remain, including high costs, regulatory uncertainty and institutional constraints.

Conclusions: This study proposes a conceptual framework for the integration of carbon capture and storage technologies in the Venezuelan energy sector, highlighting the need for a specific legal framework, incentives for private investment and international cooperation.

1. Introducción.

En un contexto global marcado por la crisis climática y el creciente compromiso internacional para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la transición energética se ha convertido en un tema prioritario en la agenda mundial [1]. Aunque los esfuerzos por impulsar fuentes de energía renovables como: agua, viento, solar, geotermia y biomasa, han crecido de manera geométrica, los combustibles fósiles continúan desempeñando un papel crucial en la satisfacción de la demanda energética global, [2].

Este escenario plantea retos ambientales y socioeconómicos, especialmente en países altamente dependientes de hidrocarburos, como es el caso de Venezuela, así como también países Brasil y Trinidad [3], [4]. En este marco, resulta fundamental de explorar tecnologías innovadoras capaces de mitigar el impacto ambiental asociado a los combustibles fósiles mientras se maximizan sus beneficios económicos.

Entre estas tecnologías destaca la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) [5], diseñada para reducir las emisiones de CO₂ en sectores intensivos en carbono [6]. Particularmente, la integración de CCS con la Recuperación Mejorada de Petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) representa una solución dual, permite incrementar el factor de recobro aunado la eficiencia en la producción petrolera mientras se logra el secuestro geológico del dióxido de carbono, [5].

Esta combinación no solo contribuye a la reducción de emisiones, sino que también optimiza el uso de recursos existentes, un aspecto fundamental en economías como la venezolana, que dependen en gran medida de los ingresos derivados del sector petrolero la exportaciones de petróleo crudo [7]. No obstante, la implementación de estas tecnologías enfrenta barreras técnicas, políticas y sociales que limitan su desarrollo, especialmente en países en vías de desarrollo [8], [9] [10].

El problema central que aborda esta investigación es la ausencia de estrategias claras para reducir la huella de carbono en la industria petrolera venezolana, sector que enfrenta múltiples desafíos, tales como infraestructura que no han sido modernizadas o actualizadas, costos elevados y un marco regulatorio insuficiente [11], [12] [13]. Estas limitaciones afectan tanto la viabilidad técnica como la sostenibilidad futura del sector energético. En este contexto, la captura, utilización y almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS) emerge como una tecnología clave para alcanzar la descarbonización del sector petrolero, ya que permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero durante la extracción y procesamiento del petróleo, especialmente cuando se integra con técnicas de recuperación mejorada mediante CO₂ (CO₂-EOR) [14].



El objetivo de este estudio es analizar el potencial de las tecnologías CCS y CO₂-EOR para disminuir las emisiones de GEI en Venezuela [15], aumentar la producción petrolera y superar los obstáculos técnicos, políticos y sociales asociados a su implementación [4]. Para ello, se evalúan las características geológicas como reservorios agotados con excelentes propiedades petrofísicas y acuíferos con alta salinidad, la infraestructura disponible y las condiciones regulatorias actuales, proponiendo estrategias viables para su aplicación en el contexto venezolano [16], [17] [18].

Este artículo se centra específicamente en Venezuela, donde estas tecnologías podrían jugar un papel fundamental en la descarbonización del sector petrolero sin comprometer su productividad.

2. Revisión de Literatura

La integración de tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) y Recuperación Mejorada de Petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) ha sido objeto de múltiples estudios internacionales que han explorado su viabilidad técnica, económica y ambiental. Estas investigaciones han permitido identificar tanto oportunidades como desafíos asociados a su implementación, particularmente en países con alta dependencia de los hidrocarburos. A continuación, se presenta una revisión crítica de las principales contribuciones científicas en este ámbito, destacando su relevancia para el contexto venezolano.

En el estudio [6] evaluaron la efectividad de utilizar CO₂ capturado en operaciones de EOR como mecanismo de mitigación conjunta de emisiones. Mediante modelado y simulación, se cuantifica la reducción neta de emisiones y el aumento en la producción de petróleo. Los resultados muestran que, bajo ciertas condiciones geológicas y económicas favorables, esta estrategia puede ser altamente eficaz. Sin embargo, también se señalan limitaciones importantes, como la dependencia de las características específicas de cada yacimiento, la disponibilidad de tecnologías de captura y la volatilidad de los precios del mercado del petróleo y del carbono. Esta investigación es especialmente relevante para Venezuela, ya que ofrece un marco metodológico aplicable a campos maduros de la Cuenca Oriental o del Lago de Maracaibo. Por otro lado, en el trabajo [2], analizaron desde una perspectiva multidimensional los obstáculos para la adopción de proyectos de CCS en Brasil. Se identifican barreras regulatorias, sociales, tecnológicas y financieras, incluyendo la percepción pública negativa hacia la continuidad del uso de combustibles fósiles. Si bien el análisis está centrado en Brasil, sus conclusiones son útiles para otros países en desarrollo con realidades similares, como Venezuela, donde los desafíos institucionales y sociales también juegan un papel fundamental.

También, en [7] presentaron modelos multiobjetivo que integran simultáneamente la mitigación de emisiones y la maximización de la producción petrolera. Aunque estos enfoques son prometedores, su complejidad computacional y la necesidad de datos detallados pueden limitar su aplicación directa en regiones con información incompleta, como es el caso de muchos yacimientos venezolanos. De forma similar, en [9] examinaron la viabilidad de la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) en un contexto nacional complejo. Aunque Venezuela no tiene una matriz energética basada en carbón, este estudio sugiere que la integración de biomasa local con CCUS podría explorarse en el futuro como complemento a las iniciativas de descarbonización del sector petrolero.

En el trabajo [19] propusieron una metodología multicriterio para seleccionar sitios geológicos óptimos para almacenar CO₂ capturado mediante DACCS. Usando el Proceso Analítico Jerárquico (AHP), evalúa criterios como capacidad de almacenamiento y costo, aplicándolos a la Cuenca del Norte de Alemania. Los resultados identifican áreas prometedoras y ofrecen un marco adaptable para otros países que busquen implementar esta tecnología clave para alcanzar las emisiones netas cero. Además, en el trabajo [20] evaluaron el impacto ambiental de la cadena de suministro, transporte y almacenamiento de carbono (CCUS), que es clave para la descarbonización de fuentes industriales. Aunque su despliegue actual es insuficiente, el uso de cadenas pioneras basadas en tecnologías existentes como el transporte de CO₂ en contenedores estándar permite avanzar sin infraestructura nueva. Estudios muestran que estas cadenas almacenan más CO₂ del que emiten, logrando una reducción del 50 al 70% en emisiones de gases de efecto invernadero. Mejorar la tasa de captura y usar energía baja en carbono son factores clave para aumentar su impacto. Aunque son una solución inicial viable, el desarrollo de transporte por tuberías y energías limpias permitirá reducir aún más sus impactos ambientales.

En el trabajo [10] presentaron un marco de optimización para diseñar cadenas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, minimizando costos a lo largo de un horizonte de 25 años. Mediante un modelo matemático que considera decisiones anuales, se evalúan diferentes rutas de reducción de emisiones y modos



de transporte. Los resultados muestran que, sin un sitio nacional de almacenamiento, el transporte representa el mayor costo. Las tuberías son la opción más económica para grandes volúmenes y horizontes largos, mientras que barcos y barcazas son alternativas viables; los camiones y trenes solo son eficientes para volúmenes pequeños o planes de corto plazo. Asimismo, el trabajo [18]. Revisaron la percepción pública hacia las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) mediante un análisis sistemático de 88 artículos publicados entre 2016 y 2024. Utiliza el marco de aceptación tecnológica de Huijts, Molin y Steg (2012) para identificar factores que influyen en la aceptación o rechazo de CCUS. Los resultados muestran que la confianza en instituciones, la transparencia en la toma de decisiones, la participación ciudadana y la distribución justa de beneficios son clave para generar apoyo público. También se destaca que el nivel de conocimiento y conciencia sobre CCUS incide directamente en su aceptación. Para avanzar, se requiere mayor transparencia y diálogo abierto sobre el rol de CCUS en la lucha contra el cambio climático.

En la tabla 1, se presenta los estudios revisados para entender el estado del arte en cuanto a la integración de CCS/CCUS y CO₂-EOR. Sin embargo, persisten brechas significativas que deben cubrirse para hacer viable la implementación de estas tecnologías en contextos como el venezolano. Una revisión cuidadosa de estas experiencias internacionales permite extraer lecciones clave que podrían orientar políticas, inversiones y decisiones técnicas en Venezuela.

Tabla 1 Evaluación crítica de estudios sobre CCS/CO₂-EOR.

Ref	Objetivo	Metodología	Resultados Principales	Limitaciones Identificadas	Relevancia para Venezuela	Áreas de Mejoras Propuestas
[6]	Evaluar efectividad de mitigación de CO ₂ -EOR.	Modelado y simulación para cuantificar emisiones y aumento de producción.	Cuantificación de CO ₂ secuestrado, mejora en producción de petróleo y reducción neta de emisiones.	Dependencia de características específicas del yacimiento, tecnologías de captura y precios del mercado.	Alta - Aplicable a campos maduros y venezolanos	Incluir análisis socioeconómico y regulatorio específico
[2]	Identificar desafíos para implementación de CCS en Brasil	Métodos cualitativos: análisis de políticas, entrevistas con actores clave y estudios de caso	Identificación de desafíos específicos para Brasil (marco regulatorio, percepción pública, infraestructura, costos).	Especificidad al contexto brasileño, limitada transferibilidad directa	Media - Similaridades en recursos offshore	Desarrollar modelo adaptable a contexto venezolano
[7]	Desarrollar enfoques de optimización acoplada CCS-CO ₂ -EOR	Técnicas de optimización multiobjetivo, modelado de yacimientos y simulación	Estrategias operativas optimizadas que equilibran producción de petróleo y almacenamiento de CO ₂ .	Complejidad de modelos de optimización acoplada y necesidad de datos detallados	Muy alta - Combinación ideal	Validar con datos venezolanos
[9]	Analizar viabilidad técnico-espacial de descarbonización del sector de energía de carbón en China mediante BECCS	Análisis técnico-económico y espacial, considerando disponibilidad de biomasa e infraestructura	Identificación de regiones con mayor potencial para BECCS en China	Dependencia de suposiciones sobre biomasa y eficiencia de tecnologías	Baja - Contexto diferente	Adaptar a matriz energética venezolana
[19]	Diseñar una metodología preliminar para selección de sitios geológicos óptimos para DACCS.	Integración del AHP (Analytical Hierarchy Process) con análisis multicriterio aplicado a la Cuenca del Norte de Alemania.	Identificación de áreas prometedoras para almacenamiento de CO ₂ (Mar del Norte alemán y Brandenburg), con marco adaptable a otros contextos.	Limitada disponibilidad de datos geológicos estandarizados; contexto geográfico centrado en Europa.	Baja-Media - Requiere evaluación geológica local.	Adaptar metodología a condiciones venezolanas e identificar cuencas sedimentarias viables.



[20]	Analizar los impactos ambientales de las cadenas completas de CCS e identificar oportunidades de mejora.	Revisión sistemática de estudios existentes y evaluación del ciclo de vida (LCA) de distintas configuraciones de cadenas de CCS	Las cadenas pioneras de CCS evitan del 50 al 70% de las emisiones de fuentes fijas, aunque su huella ambiental depende fuertemente del uso de combustibles fósiles y el modo de transporte.	Limitaciones por escasa experiencia operativa y variabilidad en datos de emisiones.	Media - Información útil para diseñar cadenas sostenibles en Venezuela.	Usar energías limpias y transitar hacia transporte por tuberías para reducir impactos.
[10]	Presentar un marco de optimización para diseñar cadenas de CCS que minimice costos y cumpla con objetivos de reducción de emisiones.	Modelo matemático de programación lineal entera mixta que considera diseño, dimensionamiento y operación de tecnologías de captura y transporte, con resolución anual durante 25 años.	Las tuberías son la opción más económica para grandes volúmenes y horizontes largos; el transporte representa el mayor costo sin un sitio nacional de almacenamiento.	Enfoque centrado en Suiza; resultados sensibles a la disponibilidad de almacenamiento local.	Media - Valioso para planificación estratégica en Venezuela.	Estudiar cadenas óptimas bajo diferentes escenarios de precios y disponibilidad de infraestructura en Venezuela.
[18]	Analizar las percepciones públicas globales sobre CCUS y los factores que influyen en su aceptación.	Revisión sistemática de 88 artículos (2016–2024) basada en el marco de aceptación tecnológica de Huijts, Molin y Steg (2012).	La aceptación depende de la confianza en instituciones, transparencia, participación ciudadana y distribución justa de beneficios.	Mayor parte de los estudios provienen de países desarrollados; menor representación de regiones en desarrollo.	Media - Importante para entender barreras sociales en Venezuela.	Incluir estudios locales sobre percepción pública y desarrollar estrategias de comunicación adaptadas.

A partir del análisis de los estudios revisados, se identifican varias brechas que representan oportunidades para futuras investigaciones, especialmente en contextos como el venezolano:

Integración de factores socioeconómicos: A pesar del reconocimiento creciente sobre la importancia de la aceptación social y la percepción pública en proyectos CCUS/CCS, muchos estudios siguen enfocándose principalmente en aspectos técnicos y económicos. Por ejemplo, aunque se reconoce la necesidad de análisis regulatorios y socioeconómicos en contextos como Venezuela, estos no suelen estar integrados en las evaluaciones iniciales. Solo uno de los estudios revisados aborda explícitamente esta dimensión mediante una revisión sistemática de percepciones públicas, pero sin incluir regiones en desarrollo.

Comparación intergubernamental: Los estudios tienden a ser nacionales o regionales, con pocos esfuerzos por comparar experiencias entre diferentes países o sistemas gubernamentales. El análisis sobre los desafíos de implementación de CCS en Brasil destaca las particularidades locales, pero señala que su transferibilidad a otros países es limitada. No hay investigaciones que comparen marcos regulatorios, estrategias de financiamiento o modelos de gobernanza entre países con similares condiciones geológicas o energéticas, como Venezuela y Brasil.

Adaptación de modelos a contextos geológicamente singulares: Muchos de los modelos propuestos (como los de optimización, selección de sitios o transporte) están diseñados para regiones específicas (por ejemplo, Suiza, Alemania o China), lo cual limita su aplicabilidad directa en otros contextos. Aunque algunos autores sugieren adaptar metodologías a realidades locales, como en el caso de Venezuela, estas recomendaciones son generales y no se acompañan de ejemplos prácticos ni validaciones con datos locales. Esto representa una importante brecha para su aplicación en cuencas sedimentarias venezolanas.

Financiamiento post-productivo: La mayoría de los estudios se centran en las fases iniciales de diseño, construcción y operación de los proyectos, pero existe una marcada ausencia de análisis sobre cómo se



financiará el monitoreo y la seguridad del CO₂ almacenado una vez concluida la fase productiva (por ejemplo, después de un proyecto de CO₂-EOR). Esta laguna es crítica para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de los proyectos y requiere mecanismos financieros claros y responsables.

Marco regulatorio integral: Pocos de los estudios revisados proponen o evalúan marcos legales completos que regulen todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos CCUS/CCS. Aunque se identifican barreras regulatorias en países como Brasil, no se ofrecen soluciones estructuradas ni se analizan posibles políticas públicas aplicables a países como Venezuela. Este vacío normativo puede frenar la adopción temprana de estas tecnologías en contextos donde aún no existen reglas claras.

3. Metodología

Enfoque Metodológico General: Esta investigación adopta un enfoque metodológico mixto, integrando elementos cualitativos y cuantitativos con el fin de evaluar la viabilidad técnica, económica y regulatoria de tecnologías como la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS), la Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) y la Recuperación Mejorada de Petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) en Venezuela.

El diseño metodológico se sustenta en tres componentes interrelacionados: análisis comparativo intergubernamental, modelado técnico-numérico y evaluación de idoneidad geológica. La elección de este enfoque responde a la naturaleza multidimensional del objeto de estudio, que involucra aspectos técnicos, económicos, ambientales y normativos.

El uso combinado de métodos cualitativos (análisis documental, benchmarking institucional) y cuantitativos (modelado de yacimientos, simulaciones numéricas, análisis tecno-económico) permite obtener una visión integral que facilite la formulación de recomendaciones prácticas adaptadas al contexto venezolano.

Esta metodología permite alcanzar el objetivo general del estudio, que consiste en identificar los factores clave que influyen en la viabilidad de implementar tecnologías CCS/CCUS y CO₂-EOR en Venezuela, considerando aspectos técnicos, económicos y regulatorios, dentro del marco de la transición energética.

2.1 Técnicas e Instrumentos Utilizados

Análisis Comparativo Intergubernamental. Se realiza una revisión sistemática de los marcos regulatorios, políticas públicas e iniciativas nacionales relacionadas con CCS/CCUS y CO₂-EOR en países líderes como Noruega, Estados Unidos, Brasil, Canadá, Trinidad. Se analizan documentos oficiales, legislación vigente, informes gubernamentales, estudios de caso y literatura científica revisada por pares.

Herramientas utilizadas:

- Análisis de contenido de documentos legales y políticos.
- Benchmarking entre sistemas regulatorios.
- Entrevistas y consulta a expertos locales.
- Matrices SWOT para evaluar fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del marco legal venezolano frente a otros países.

Este análisis permite identificar buenas prácticas internacionales, desafíos comunes y posibles modelos regulatorios transferibles al contexto venezolano, especialmente en relación con la necesidad de actualizar la Ley de Hidrocarburos de Venezuela vigente.

Modelado Técnico y Simulación Numérica

Para evaluar la factibilidad operativa de los proyectos de CO₂-EOR y CCUS, se desarrollan modelos técnicos basados en simulaciones numéricas de yacimientos petroleros venezolanos. Estas simulaciones consideran variables geológicas, condiciones de presión y temperatura, características petrofísicas de las rocas reservorio y escenarios económicos futuros.

Herramientas utilizadas:

- Datos petrofísicos y de producción proporcionados por fuentes gubernamentales y PDVSA. Métodos estocásticos y optimización robusta bajo incertidumbre.
- Software especializado en simulación de yacimientos (MATLAB).
- Análisis de sensibilidad y modelos financieros para estimar indicadores económicos.



La herramienta MATLAB fue seleccionada por su capacidad para resolver sistemas complejos de ecuaciones diferenciales parciales y su versatilidad para implementar algoritmos personalizados de optimización bajo incertidumbre.

Estas herramientas permiten predecir la eficiencia de CO₂-EOR, calcular el volumen de CO₂ secuestrable y evaluar riesgos asociados a su migración. Además, son útiles para explorar escenarios de producción de hidrógeno y su posible integración en la matriz energética nacional.

Evaluación de Idoneidad Geológica Mediante un análisis detallado de las características geológicas de las principales cuencas sedimentarias venezolanas especialmente la Cuenca Oriental y el Lago de Maracaibo se identifican áreas con mayor potencial para el almacenamiento seguro de CO₂.

Herramientas utilizadas:

- Sistemas de Información Geográfica (SIG).
- Estadística descriptiva aplicada a datos geológicos.
- Comparación con estándares internacionales de almacenamiento geológico.

Criterios evaluados:

- Porosidad, permeabilidad, espesor de la formación.
- Presencia de sellos estratigráficos.
- Capacidad de contención a largo plazo.
- Potencial para almacenamiento de hidrógeno.
- Salinidad
- Geología local.
- Hidrodinámica de los fluidos.
- Compatibilidad del CO₂ con los fluidos y la roca

Este análisis asegura una evaluación rigurosa de la capacidad geológica del país para albergar proyectos de almacenamiento de CO₂ y posiblemente de hidrógeno, lo cual es fundamental para el desarrollo futuro de estas tecnologías.

Justificación del Método y Limitaciones

Justificación del método

El enfoque metodológico mixto se justifica por la complejidad del tema investigado, ya que permite abordar múltiples dimensiones del problema desde diferentes ángulos:

- Componente cualitativo: Facilita la comprensión del marco regulatorio, político y social que rodea la implementación de tecnologías CCS/CCUS y CO₂-EOR.
- Componente cuantitativo: Proporciona estimaciones técnicas y económicas precisas sobre la viabilidad de estos proyectos en contextos específicos.
- Integración: La combinación de ambos enfoques refuerza la validez y pertinencia de las conclusiones, ofreciendo una base sólida para la toma de decisiones.

Limitaciones

- Análisis comparativo cualitativo: Diferencias contextuales significativas entre los países analizados, limitada disponibilidad de información pública y posibles sesgos en la interpretación de marcos regulatorios diversos.
- Contexto venezolano: Inestabilidad política y económica, infraestructura limitada, restricciones tecnológicas y acceso restringido a ciertos datos o información sensible. Modelado técnico: Incertidumbre inherente a los datos geológicos disponibles y la necesidad de realizar supuestos simplificados en las simulaciones.
- Evaluación geológica: Posible ausencia de datos actualizados o completos sobre algunas cuencas, lo que puede afectar la precisión del análisis de idoneidad.

4. Resultados

Aplicación Global de Tecnologías CCS/CCUS y CO₂-EOR



El análisis realizado muestra que la integración de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS), su variante con utilización (CCUS) [3] [19] y la recuperación mejorada de petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) representa una solución dual para reducir emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia productiva del sector petrolero. Sin embargo, su implementación varía significativamente entre países, debido a diferencias en geología, marcos regulatorios y condiciones económicas.

Noruega destaca como líder global en el almacenamiento seguro de CO₂ en entornos offshore [11]. Proyectos como Sleipner han demostrado la viabilidad técnica y ambiental del secuestro geológico a largo plazo, respaldado por un marco legal sólido y financiamiento público-privado. Además, el Atlas de Almacenamiento de CO₂ desarrollado por el gobierno noruego permite identificar formaciones geológicas idóneas [20], promoviendo la coexistencia entre almacenamiento de CO₂ y extracción convencional de hidrocarburos [21]. Por otro lado, Estados Unidos ha impulsado con éxito el uso de CO₂-EOR en campos terrestres, logrando aumentos en la recuperación de petróleo del orden del 10 - 20%. Estos proyectos suelen estar respaldados por incentivos fiscales como el crédito 45Q [22], que facilita su viabilidad económica. No obstante, la adaptación de esta tecnología a entornos offshore presenta mayores desafíos técnicos y financieros, especialmente en términos de diseño de infraestructura y evaluación costo-beneficio.

Potencial Venezolano para Integrar CCS/CCUS y CO₂-EOR

Venezuela posee ventajas únicas para aprovechar estas tecnologías, incluyendo:

- Una infraestructura petrolera histórica bien desarrollada.
- Grandes reservas de petróleo en campos maduros.
- Formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento seguro de CO₂.

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) destaca como una de las mayores reservas mundiales de crudo pesado y extrapesado, pero su explotación actual es ineficiente debido a la falta de inversión y tecnología moderna. Esto representa una oportunidad para explorar el uso de CO₂-EOR como herramienta para incrementar la recuperación de petróleo mientras se almacena CO₂ [16]. Además, la Cuenca Oriental y el Lago de Maracaibo ofrecen condiciones geológicas favorables, con alta porosidad y sellos estratigráficos competentes, ideales para el almacenamiento seguro de CO₂. Proyectos como el Mariscal Sucre (plataforma nororiental) y PetroCarabobo podrían ser candidatos viables para pilotear estas tecnologías, si bien enfrentan barreras importantes:

- Falta de inversión y tecnología avanzada.
- Infraestructura desactualizada.
- Riesgo geopolítico asociado a las sanciones internacionales.

Resultados de Simulación Numérica de Yacimientos Venezolanos

Mediante modelos técnicos basados en simulaciones numéricas de yacimientos petroleros venezolanos, se evaluó la factibilidad operativa de implementar tecnologías de CO₂-EOR y CCUS [23]. Las simulaciones consideraron parámetros geológicos reales de los principales campos, incluyendo porosidad, permeabilidad, presión inicial del reservorio, tipo de crudo y características estratigráficas.

Se evaluaron múltiples escenarios de inyección de CO₂, variando tasas de inyección, ciclos WAG (Water Alternating Gas), temperaturas y presiones, bajo tres condiciones económicas posibles (baja, media y alta) a través de Matlab. Estos resultados responden directamente al objetivo del estudio: demostrar el potencial técnico de Venezuela para aplicar tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ integradas con EOR [14]. Además, validan la hipótesis de que ciertos campos maduros pueden ser revitalizados bajo criterios técnicos sostenibles, siempre que se respalden con inversión estratégica, modernización de la infraestructura y un marco regulatorio claro. Las simulaciones numéricas se realizaron con software Matlab y Eclipse, aplicando modelos de flujo multifásico y optimización bajo incertidumbre geológica. En la fig. 1 se presenta los costos de recuperación del petróleo.

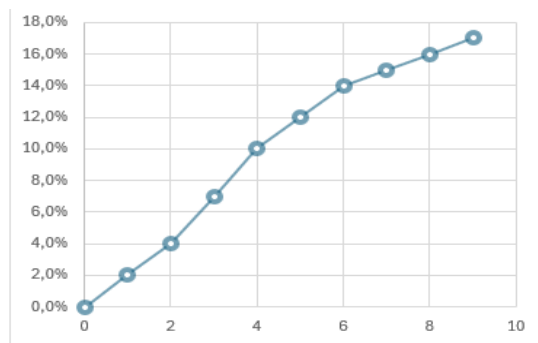


Fig. 1 Costos Iniciales y Curva de Recuperación de Petróleo

Nota: La figura 1. Respalda la hipótesis central del estudio: la integración de CCUS y CO₂-EOR es técnicamente viable en Venezuela, siempre que se acompañe de reformas regulatorias, financiamiento internacional y modernización de la infraestructura. Los datos provienen de simulaciones numéricas basadas en parámetros geológicos reales de yacimientos venezolanos (porosidad, permeabilidad, presión inicial) cuenca oriental.

En la fig. 2, se presentan los datos, donde confirman que la implementación de CCS/CO₂-EOR requiere inversiones significativas, especialmente en captura de CO₂. Sin embargo, la Cuenca Oriental emerge como una región prioritaria debido a su infraestructura consolidada y cercanía a fuentes de CO₂ (refinerías de Puerto La Cruz y Complejo José).

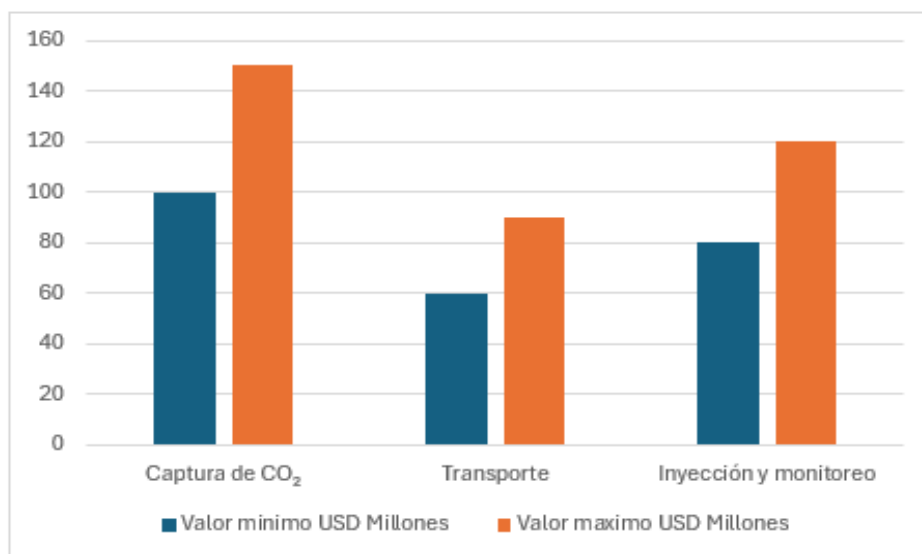


Fig. 2 Análisis Temporal y Distribución por Componente

En la fig.3, se evidencia que El Furrial: Porosidad alta (25%) y permeabilidad elevada (200 mD) lo convierten en el candidato más viable. Ideal para almacenamiento seguro de CO₂ y CO₂-EOR, gracias a su capacidad de retención y flujo eficiente. Lagunillas y Carabobo Offshore: Porosidad moderada (20–22%) y permeabilidad intermedia (80–120 mD) permiten aplicaciones secundarias. Adecuados para CO₂-EOR en campos maduros, aunque requieren optimización de ciclos de inyección (WAG). Ayacucho: Baja porosidad (18%) y permeabilidad limitada (50 mD) reducen su potencial. Más apto para almacenamiento geológico sin EOR, debido a su menor capacidad de flujo.

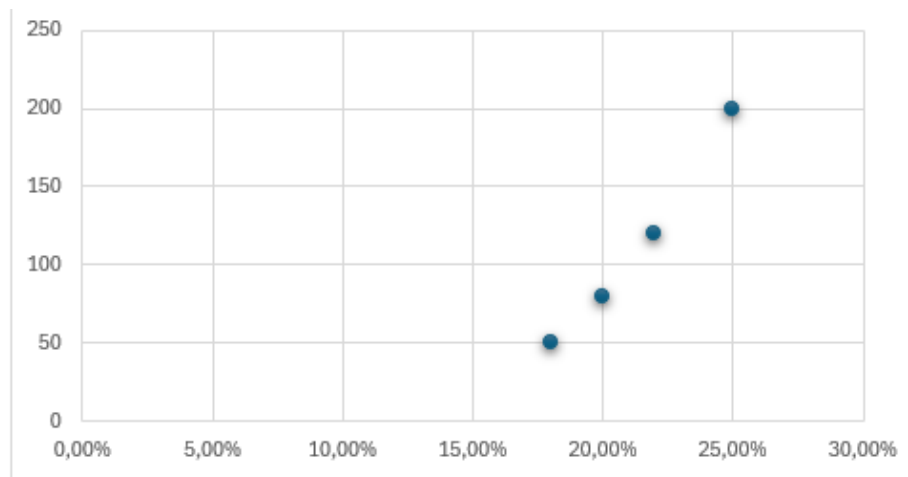


Fig. 3 Porosidad vs. Permeabilidad vs. Viabilidad.

Evaluación Regional de Yacimientos Venezolanos

Mediante criterios geológicos e ingeniería, se clasificó el potencial de distintas cuencas venezolanas para aplicar tecnologías CCS/CCUS y CO₂-EOR, véase en la tabla 2.

Tabla 2. Evaluación Regional de Yacimientos Venezolanos

Region Geológica	Viabilidad	Observaciones
Cuenca Oriental	Alta	Rocas porosas y permeables; infraestructura existente; proximidad a fuentes industriales de CO ₂ . Ideal para CO ₂ -EOR y almacenamiento.
Cuenca del Lago de Maracaibo	Moderada	Menor permeabilidad en algunas zonas; mayor complejidad tectónica. Oportunidades secundarias.
Regiones Andinas	Baja	Rocas ígneas y metamórficas menos permeables. Puede considerarse para almacenamiento sin EOR.
Faja Petrolífera del Orinoco	Limitada para CO ₂ -EOR	Rocas ígneas y metamórficas menos permeables. Puede considerarse para almacenamiento sin EOR. Yacimientos de crudos pesados no son óptimos para CO ₂ -EOR. Puede usarse para CCUS sin EOR.
Regiones Insulares	No viable	Formaciones inadecuadas y baja generación de CO ₂ .

Nota: Véase que en la tabla 2. La Cuenca Oriental destaca como la región con mayor potencial para integrar CO₂-EOR y CCUS, gracias a su favorable geología, infraestructura disponible y cercanía a fuentes de CO₂. Por otro lado, regiones como la Faja Petrolífera del Orinoco y las Regiones Andinas presentan limitaciones técnicas para el uso de CO₂ en recuperación de petróleo, pero aún pueden ser viables para captura y almacenamiento de CO₂. Finalmente, las Regiones Insulares no ofrecen condiciones favorables para ninguna de las dos tecnologías.

Se presentan en la Fig. 4 y 5, a través de mapas GIS, las ubicaciones de los yacimientos en las cuencas oriental y occidental.



Nota: Véase en la Figura 4. Mapa satelital de la Cuenca Oriental, destacando yacimientos clave como El Furrial, El Tigre y Merecure. Esta región posee formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento seguro de CO₂ y la recuperación mejorada de petróleo mediante CO₂-EOR, gracias a su alta porosidad, permeabilidad y infraestructura existente.



Nota; Véase en la Figura 5. Mapa satelital de la Cuenca Occidental, centrada en el Lago de Maracaibo, con yacimientos como Lagunillas, Zumaque y Cabimas. Aunque presenta menor permeabilidad y mayor complejidad geológica, ofrece oportunidades secundarias para la aplicación de tecnologías CCUS/CO₂-EOR.

En la tabla 3 y Fig. 6, se presentan las cuencas orientales ofrecen la mejor combinación de geología favorable, infraestructura existente y proximidad a fuentes de CO₂. La Faja Petrolífera tiene limitaciones técnicas para CO₂-EOR, pero podría considerarse para CCUS sin EOR.

Tabla 3. Evaluación Geológica Regional

Región	Yacimiento Maduro	Geología Favorable	Fuente de CO ₂	Infraestructura Existente	Viabilidad CCS/CCU + CO ₂ -EOR
Cuenca Oriental	El Furrial, Areas tradicionales de Oficina y Anaco, Merecure	Rocas porosas y permeables (Sistema Montañoso del Caribe)	Refinerías, plantas termoeléctricas, industria cercana	Bien desarrollada (pozos, oleoductos, plantas)	Alta: Ideal para CO ₂ -EOR y almacenamiento seguro
Cuenca del Lago de Maracaibo	Lagunillas, Zumaque, Cabimas	Menor permeabilidad, complejidad tectónica	Refinerías y fuentes industriales cercanas	Disponibles, aunque requiere actualización	Moderada: Oportunidades secundarias
Regiones Andinas	Táchira, Barinas, Apure	Rocas ígneas y metamórficas	Fuentes industriales locales	Limitada	Baja: Más apta para CCS sin EOR
Faja Petrolífera del Orinoco	Crudos pesados y extrapesados	No ideal para CO ₂ -EOR	Posibles emisiones industriales cercanas	Infraestructura específica para crudos pesados	Limitada: No apta para CO ₂ -EOR
Regiones Insulares	Sin yacimientos relevantes	Inadecuada para almacenamiento	Escasa generación industrial	Mínima	No viable: Sin potencial para estas tecnologías

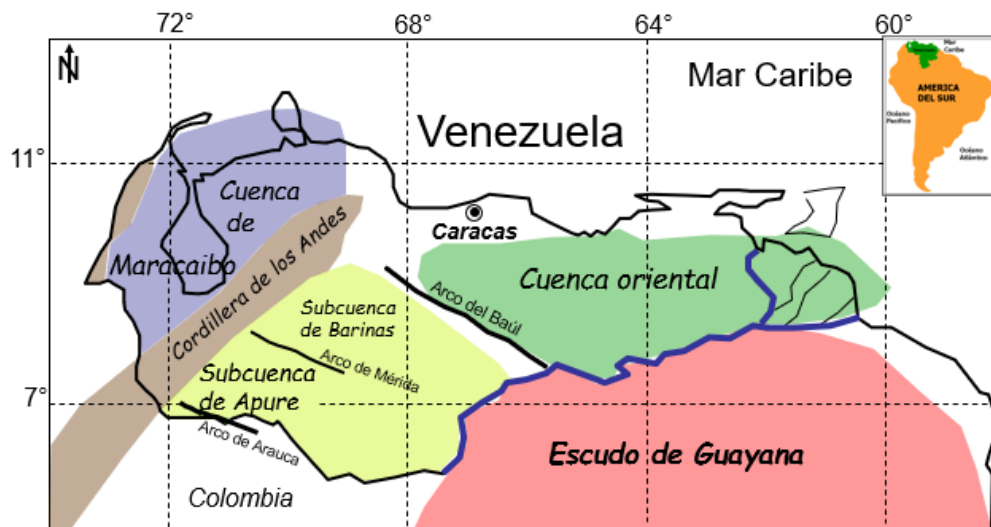


Fig. 6 Evaluación Geológica Regional

Escenarios Económicos y Financieros

Los análisis financieros sugieren que proyectos piloto en la Cuenca Oriental podrían alcanzar rentabilidad con precios del petróleo superiores a los USD 60/barril, especialmente si se implementan créditos fiscales similares al modelo 45Q de EE.UU. La inversión inicial típica para un proyecto completo de CCS/CO₂-EOR oscila entre USD 240 y 360 millones, distribuidos de la siguiente manera: véase en la tabla 4.

Bajo este esquema, el retorno de inversión podría esperarse entre 7 y 10 años, con beneficios anuales derivados del aumento en la producción de petróleo (10,000 bpd adicionales) y posibles ingresos por bonos de carbono. En la tabla 4 se presenta los costos totales reflejan una inversión significativa, pero pueden ser amortizados mediante créditos fiscales y aumento en la producción petrolera. El ROI es viable bajo escenarios favorables de precio del petróleo y apoyo institucional.

Tabla 4. Análisis Financiero de Proyectos de CCS/CO₂-EOR

Concepto	Costo Estimado (USD Millones)	Observaciones
Costo de captura de CO ₂	100-150	Tecnologías incluyen amonificación, membranas y absorción física.
Transporte	60-90	Incluye oleoductos refrigerados o transporte terrestre.
Inyección y monitoreo	80-120	Incluye pozos, sistemas de supervisión y monitoreo continuo.
Inversión total inicial	240-360	Valor depende del tamaño del campo y tecnología empleada.
Crédito fiscal (45Q equivalente)	50	Puede incentivar la inversión privada.
Retorno de inversión (ROI)	7-10 años	Depende de precio del petróleo (>60 USD/barril)
Beneficio anual (incremento en producción de crudo)	20	Incremento del 10%, equivalente a ~10,000 bpd adicionales.

5. Discusión

La evaluación realizada demuestra que la integración de tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS), Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) y Recuperación Mejorada de Petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) en Venezuela representa una oportunidad estratégica para abordar simultáneamente los desafíos climáticos y económicos del país [24]. Este enfoque permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al mismo tiempo que se optimiza la producción de petróleo en campos maduros, aprovechando el significativo potencial geológico venezolano para el almacenamiento seguro de CO₂.

Beneficios Técnicos y Ambientales

Los análisis geológicos indican que regiones como la Cuenca Oriental y el Lago de Maracaibo poseen características ideales para el almacenamiento permanente de CO₂, gracias a su alta porosidad, permeabilidad favorable y presencia de sellos estratigráficos eficientes. Estas condiciones permiten no solo secuestrar grandes volúmenes de dióxido de carbono, sino también aumentar la eficiencia de extracción de crudo en campos maduros, logrando incrementos estimados entre un 10% y un 20%, según modelos simulados.

Este doble impacto ambiental y productivo resulta crucial para un país como Venezuela, cuya economía sigue siendo altamente dependiente del sector petrolero. Además, el secuestro geológico del CO₂ puede ayudar al país a cumplir sus compromisos internacionales bajo el Acuerdo de París, especialmente si se establecen mecanismos de monitoreo y verificación transparentes.

Desafíos Regulatorios y Financieros

Sin embargo, la implementación de estas tecnologías enfrenta barreras significativas. Como se identificó en la revisión literaria, uno de los mayores obstáculos es la ausencia de un marco legal específico que regule el almacenamiento geológico de CO₂. Países líderes como Noruega han desarrollado normativas avanzadas que definen responsabilidades post-cierre, estándares de seguridad y criterios de elegibilidad para proyectos, aspectos que aún están ausentes en Venezuela.

Además, los altos costos iniciales representan un desincentivo importante. Según los cálculos realizados, la inversión inicial típica oscila entre USD 240 y 360 millones [25], distribuida entre captura, transporte e inyección de CO₂. Para hacer viables estos proyectos, sería necesario implementar incentivos



fiscales similares al crédito 45Q de Estados Unidos, así como desarrollar un mercado interno de bonos de carbono que permita monetizar las reducciones de emisiones.

Lecciones del Contexto Internacional

La experiencia internacional ofrece valiosas lecciones para Venezuela. En Noruega, el éxito del proyecto Sleipner se debe a una combinación de regulación avanzada, financiamiento público-privado y tecnología de punta. Por otro lado, Estados Unidos ha impulsado con éxito el uso de CO₂-EOR en campos terrestres, respaldado por créditos fiscales y un marco regulatorio estable. Brasil, aunque en etapas iniciales, avanza en pilotos Presal enfrentando desafíos regulatorios similares a los de Venezuela.

Estas experiencias sugieren que, aunque Venezuela posee ventajas geológicas únicas, su viabilidad dependerá en gran medida de la creación de condiciones institucionales favorables. Las sanciones impuestas a Venezuela limitan el acceso a financiamiento y tecnología crítica para CCUS [26] [27]. Para mitigar este riesgo, se propone: alianzas con países no afectados por sanciones (India, China), y participación en iniciativas multilaterales como el Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), que promueven cooperación técnica sin restricciones políticas.

En la tabla 5. Los países líderes en CCS/CCUS han logrado avances significativos gracias a incentivos fiscales, financiamiento internacional y marcos regulatorios sólidos. Venezuela puede aprender de estos ejemplos mediante reformas legales, alianzas estratégicas y validación local de tecnologías

Tabla 5. Lecciones Internacionales y Recomendaciones para Venezuela

País	Proyectos Destacados	Lecciones Aprendidas	Recomendaciones para Venezuela
EE. UU.	Weyburn, Boundary Dam	Importancia de incentivos fiscales (45Q) y financiamiento público-privado	Adoptar créditos fiscales similares y fortalecer marcos regulatorios
Noruega	Sleipner	Éxito en almacenamiento offshore gracias a inversión pública y alta tecnología	Desarrollar proyectos offshore en la Faja Petrolífera con apoyo internacional
Brasil	Presal	Adaptación de tecnologías a condiciones geológicas únicas	Priorizar estudios petrofísicos en áreas con alta salinidad
Trinidad	Gas offshore	Escala pequeña limita progreso	Escalar proyectos piloto antes de implementar soluciones a gran escala

Implicaciones para la Transición Energética Venezolana

La integración de CCS/CCUS y CO₂-EOR no solo representa una solución técnica para reducir emisiones [28], sino que también puede facilitar una transición energética más gradual y realista. En lugar de abandonar abruptamente los hidrocarburos, Venezuela puede optar por un camino de descarbonización progresiva, donde el petróleo siga jugando un rol económico, pero bajo estándares ambientales más altos.

Asimismo, estas tecnologías pueden servir como base para el desarrollo futuro del hidrógeno azul, utilizando la misma infraestructura de captura y transporte de CO₂. Esto abriría nuevas oportunidades de exportación, como el amoníaco azul, y diversificaría la matriz energética del país.

6. Conclusiones

Este estudio demuestra que Venezuela posee un potencial significativo para implementar tecnologías integradas de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) junto con Recuperación Mejorada de Petróleo mediante CO₂ (CO₂-EOR) [29] [30]. Este potencial es particularmente notable en cuencas como la Cuenca Oriental y el Lago de Maracaibo, cuyas características geológicas alta porosidad, sellos estratigráficos



competentes y formaciones sedimentarias favorables son comparables a las de regiones líderes mundiales como el pre-sal brasileño [2].

No obstante, para convertir este potencial en realidades prácticas, se requiere superar barreras multidimensionales mediante un enfoque integral que incluya:

Marco Regulatorio y Político-Institucional

Venezuela carece de un marco legal específico para el almacenamiento geológico de CO₂, lo cual representa una barrera importante para la inversión extranjera y el desarrollo técnico. Se recomienda:

La creación de una ley específica sobre CCUS que defina responsabilidades legales, mecanismos de monitoreo y criterios de cierre post-operativo. Establecer incentivos fiscales similares al crédito 45Q de Estados Unidos para estimular la adopción de estas tecnologías. Crear una Agencia Nacional de Almacenamiento de CO₂ que supervise y norme la implementación técnica y ambiental de los proyectos [5] [31].

Fortalecimiento Técnico e Infraestructural

La infraestructura petrolera existente ofrece una base prometedora, pero requiere modernización para cumplir estándares internacionales de seguridad y monitoreo ambiental. Para ello:

Se sugiere priorizar proyectos piloto en zonas de bajo riesgo geológico, como la Cuenca Oriental, donde se estima posible almacenar hasta 1 millón de toneladas de CO₂ anuales. Promover alianzas estratégicas con países líderes en CCUS, como Noruega, Estados Unidos y Canadá [32], para transferencia tecnológica, capacitación y financiamiento conjunto. Adoptar estándares internacionales de seguridad, como la normativa ISO 27914, para garantizar la integridad del almacenamiento [18].

Desarrollo Económico y Financiero

Para hacer viables estos proyectos, es fundamental diseñar modelos financieros sostenibles:

Implementar un fondo soberano de financiamiento climático orientado a cofinanciar proyectos piloto y asegurar su continuidad, incluso ante fluctuaciones en los precios del petróleo o cambios políticos. Explorar mercados de bonos de carbono y acuerdos bilaterales para monetizar las reducciones de emisiones asociadas a estas tecnologías [33] [10].

Integración Energética y Diversificación

La implementación de CCUS y CO₂-EOR no solo permite reducir emisiones, sino también facilitar la transición hacia nuevas fuentes de energía:

Desarrollar un plan nacional de hidrógeno azul utilizando la misma infraestructura de captura y transporte de CO₂ [34] [13]. Integrar gradualmente energías renovables para avanzar hacia un sistema energético híbrido, bajos en carbono y más diversificado.

Limitaciones del Estudio

El presente análisis presenta algunas limitaciones que deben tenerse en cuenta para interpretar sus hallazgos con precisión. Entre ellas destacan:

- Escasez de información actualizada sobre costos operativos locales y disponibilidad de tecnología de captura en el país.
- Dependencia de escenarios económicos hipotéticos, dada la volatilidad del contexto político y económico venezolano. Estas limitaciones subrayan la necesidad de estudios posteriores basados en datos reales y colaboraciones técnicas internacionales para validar los modelos aquí propuestos.

Contribución Científica y Perspectivas Futuras

Esta investigación contribuye al estado del arte al proponer un marco adaptado al contexto venezolano, considerando sus condiciones geológicas únicas, su infraestructura histórica y sus desafíos socioeconómicos específicos. Además, presenta un plan de acción estructurado en tres fases: piloto, escalamiento y consolidación, que puede servir como guía para otros países en situaciones similares [35].

La tabla 6, se presenta el plan propuesto se organiza en tres fases: Piloto, Escalamiento y Consolidación, priorizando el desarrollo de hidrógeno azul y almacenamiento seguro de CO₂. El éxito dependerá de alianzas internacionales y estabilidad política.



Tabla 6 Plan de Implementación por Fases

Fase	Acciones Clave	Plazo	Indicadores clave
Piloto (2026–2028)	Proyecto SMR+CCUS en Complejo José. Alianzas con empresas internacionales.	2–3 años	0.5 Mt CO ₂ /año capturado 10,000 ton H ₂ /año producido
Escalamiento (2029–2034)	Hub de hidrógeno azul en Oriente. Marco regulatorio con incentivos.	5 años	Exportación de amoníaco azul Ley de Hidrógeno aprobada
Consolidación (2034+)	Integración con renovables. Mercado de bonos de carbono.	+10 años	5 Mt CO ₂ /año almacenado 20% de H ₂ en matriz energética.

En la tabla 7, se presenta la salinidad del agua asociada a los yacimientos en la Cuenca Oriental puede alcanzar valores superiores a 200,000 ppm, Estabilidad geológica: En algunos casos, la presencia de aguas muy salinas indica formaciones cerradas o selladas, lo que favorece el confinamiento seguro del CO₂ y reduce el riesgo de fugas. Capacidad de almacenamiento: Los acuíferos salinos profundos son opciones ideales para almacenar CO₂, gracias a su gran extensión y baja competencia con otros usos, a diferencia del agua dulce.

Tabla 7. Yacimientos con alto grado de salinidad en la Cuenca Oriental de Venezuela

Yacimiento	Ubicación
Faja Petrolífera del Orinoco	Centro-este de la Cuenca Oriental
Campo Zuata (Faja Petrolífera)	Estado Anzoátegui
Campo Cerro Negro (Faja Petrolífera)	Estado Guárico
Otros yacimientos en la depresión estructural de la Cuenca Oriental	Región centro-oriental de Venezuela

En la tabla 8, se presenta la salinidad en el Lago de Maracaibo ha ido en aumento debido principalmente a la intrusión de agua marina por el canal natural que lo conecta con el Golfo de Venezuela. Muchos de estos yacimientos tienen aguas asociadas con valores superiores a 50,000 ppm de salinidad.

Tabla 8. Yacimientos del Lago de Maracaibo con alto grado de salinidad

Yacimiento	Ubicación dentro del Lago	Característica de Salinidad
Lagunillas	Sur del Lago de Maracaibo	Alta salinidad en formaciones profundas
Bachaquero	Zona central del lago	Aguas con elevada mineralización
Tía Juana	Sector Suroccidental del lago	Agua intersticial muy salina
Ceuta	Próximo a la costa occidental del lago	Elevado contenido de sales disueltas
Motatán	Región noroccidental del lago	Salinidad creciente en capas subterráneas
La Petrólea	Zona costera norte del lago	Aguas residuales y naturales con alta salinidad

En la tabla 9, se presenta una división clara de responsabilidades entre gobierno, industria y academia es clave para superar barreras técnicas, económicas y regulatorias.

Tabla 9. Plan de Desarrollo por Sector

Actor	Acciones Clave	Plazo
Gobierno	Crear marco legal claro con incentivos. Establecer fondo soberano para proyectos piloto. Firmar acuerdos internacionales (ej: Noruega, UE)	Corto-Mediano (1-5 años)



Industria	Priorizar yacimientos maduros (Cuenca Oriental, Cuenca del Lago de Maracaibo). Adoptar estándares internacionales (ISO 27914). Invertir en infraestructura de captura y transporte de CO ₂ .	Mediano (3-7 años)
Academia	Formar especialistas en ingeniería de reservorios. Investigar adaptaciones de CO ₂ -EOR para crudos pesados. Publicar estudios en revistas indexadas.	Continuo

Los resultados obtenidos abren camino a investigaciones futuras, tales como:

El desarrollo del hidrógeno azul como vector energético complementario al uso del CO₂-EOR. Estudios sociales sobre la aceptación comunitaria y percepción pública de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono. Investigaciones técnicas sobre el almacenamiento seguro de hidrógeno en formaciones geológicas venezolanas. Análisis detallado de modelos de gobernanza y participación ciudadana en proyectos de CCUS [21]. En conjunto este trabajo establece una base sólida para avanzar hacia una industria petrolera venezolana más sostenible, alineada con los objetivos globales de descarbonización y con potencial para desarrollar nuevas oportunidades energéticas y económicas.

Referencias

- [1] L. M. y. A. V. Antero Alvarado, «Gas For All: Energy Transition And Social Justice In Venezuela,» Biblioteca de la Fundación Friedrich-Ebert-Stiftung, Caracas, 2023.
- [2] K. P. D. M. E. e. a. Mascarenhas, «Challenges for the Implementation of Carbon Capture and Storage (Ccs) in Brazil: a Socio-Technical Approach,» *Polytechnica*, vol. 2, pp. 1-8, 2019.
- [3] Y. G. S. W. Y. e. a. Chang, «Enhancing investment strategies for CCUS deployment in China: implications from a real options-based multiphase unequal investment approach,» *Environ Dev Sustain*, 2024.
- [4] J.-K. K. Dong-Hun Kwak, «Techno-economic evaluation of CO₂ enhanced oil recovery (EOR) with the optimization of CO₂ supply,» *international-journal-of-greenhouse-gas-control*, vol. 58, pp. 169-184, 2017.
- [5] B. B. P. A. Raquel Tardin-Coelho, «Carbon capture utilisation and storage (CCUS) and public perceptions: A systematic literature review,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 145, p. 104393, 2025.
- [6] L. Y. X. & Z. X. Zhu, «Evaluation of cooperative mitigation: captured carbon dioxide for enhanced oil recovery,» *Mitig Adapt Strateg Glob Change*, vol. 25, p. 1261–1285, 2020.
- [7] A. G. M. R. M. S. T. Shahrokh Bahrami Kashkooli, «Coupled optimization of carbon dioxide sequestration and CO₂ enhanced oil recovery,» *journal-of-petroleum-science-and-engineering*, vol. 208, p. 109257, 2022.
- [8] S. Bachu, «Identification of oil reservoirs suitable for CO₂-EOR and CO₂ storage (CCUS) using reserves databases, with application to Alberta, Canada,» *international-journal-of-greenhouse-gas-control*, vol. 44, pp. 152-165, 2016.
- [9] S. L. J. Y. Q. e. a. Sammarchi, «Decarbonizing China's coal power with sustainable BECCS: a techno-spatial analysis,» *Clean Techn Environ Policy*, vol. 26, p. 1553–1570, 2024.
- [10] V. B. C. A. J. C. A. A. G. S. M. M. Viola Becattini, «Carbon dioxide capture, transport and storage supply chains: Optimal economic and environmental performance of infrastructure rollout,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 117, p. 103635, 2022.
- [11] E. H. V. Pham, «Perspective of CO₂ for Storage and Enhanced Oil Recovery (EOR) in Norwegian North Sea,» *energy-procedia*, vol. 114, 2017.
- [12] L. B. J. Smith, *Carbon Capture and Storage: A Comprehensive Review*, London: Elsevier, 2020.
- [13] J. M. H. K. G. T. H. H. S. P. Erin Smith, «The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 109, p. 103367, 2021.
- [14] H.-J. H. I. Shibata, «Carbon Capture and Utilization Technology without Carbon Dioxide Purification and Pressurization: A Review on Its Necessity and Available Technologies,» *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 58, n° 21, p. 8941–8954, 2019.
- [15] A. I. d. E. (AIE), «Agencia Internacional de Energia,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/countries/venezuela/emissions>.
- [16] A. N. d. Venezuela, *Ley de Hidrocarburos*, Caracas: ANV, 2021.



- [17] A. B. T. T. A. e. a. Ryzhkov, «On the Development of Technologies for Reducing Carbon Footprint in the Energy Sector,» *Combust Explos Shock Waves*, vol. 58, pp. 494-506, 2022.
- [18] A. D. A.-D. e. e. N. J. Q. Giorgio Cabrera, «Carbon capture, utilisation and storage: Incentives, effects and policy,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 120, p. 103756, 2022.
- [19] J. N. J. S. P. G. P. O. V. B. A. R.-L. G. S. Johannes Burger, «Environmental impacts of carbon capture, transport, and storage supply chains: Status and the way forward,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 132, p. 104039, 2024.
- [20] C. P. I. M. P. B. W. N. Z. W. Amanda R. Stubbs, «Direct measurement of CO₂ drawdown in mine wastes and rock powders: Implications for enhanced rock weathering,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 113, p. 103554, 2022.
- [21] L. W. L. S. L. B. Amin Ettehadavakkol, «CO₂-EOR and storage design optimization,» *international-journal-of-greenhouse-gas-control*, vol. 25, pp. 79-92, 2014.
- [22] R. T. D. J. J. D. Casie L. Davidson, «A quantitative comparison of the cost of employing EOR-coupled CCS supplemented with secondary DSF storage for two large CO₂ point sources,» *Energy-procedia*, vol. 4, pp. 2361-2368, 2011.
- [23] F. P. R. S. B. R. B. G. B. M. R. A. W. S.-Y. L. W. A. Zhenxue Dai, «Co-optimization of CO₂-EOR and storage processes in mature oil reservoirs,» vol. 7, n° 1, pp. 128-142, 2017.
- [24] I. P. I. M. C. e. a. Boa Morte, «Reduction of carbon intensity of electrification by reservoir-to-wire integration with CO₂ capture and storage: conceptual design and analysis,» *Clean Techn Environ Policy*, vol. 26, p. 217-233, 2024.
- [25] S. M. B. F. J. F. X. L. D. F. G. W. B. J. T. S. M. I. Rodney Allam, «Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture,» *energy-procedia*, vol. 114, pp. 5948-5966, 2017.
- [26] Z. R. W. S. Q. M. W. H. K. L. Z. H. Y. W. J. L. P. X. Lipei Fu, «Research progress on CO₂ capture and utilization technology,» *journal-of-co2-utilization*, vol. 66, 2022.
- [27] M. S. C. S.-H. M. a. P. a. F. W. W. Yifan Xu, «Developing a preliminary site selection method for direct air capture and CO storage technology with a case study in the North Germany,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 145, p. 104392, 2025.
- [28] S. R. R. a. B. T. F. Gozalpour, «CO₂ Eor and Storage in Oil Reservoir,» *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 60, n° 3, pp. 537-546, 2005.
- [29] Z. K. A. N. A. e. a. Turakulov, «Assessment of CO₂ Emission and Decarbonization Measures in Uzbekistan,» *Int J Environ Res*, vol. 28, n° 18, 2024.
- [30] P. L. A. González, *Blue Hydrogen Production in Latin America: A Case Study of Venezuela*, Bogotá: Proceedings of the Latin American Energy Conference, 2023.
- [31] D. M. M. A. Z. Dang Viet Quang, «A review of potential routes to zero and negative emission technologies via the integration of renewable energies with CO₂,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 124, p. 103862, 2023.
- [32] A. A. Rosa M. Cuéllar-Franca, «Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts,» *journal-of-co2-utilization*, vol. 9, pp. 82-102, 2015.
- [33] R. Mendelevitch, «The Role of CO₂-EOR for the Development of a CCTS Infrastructure in the North Sea Region: A Techno-Economic Model and Application. Discussion Papers of DIW Berlin,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 1308, p. 1-51, 2013.
- [34] B. Y. X. C. P. e. a. Liu, «Energy Consumption Analysis of Cryogenic-membrane Hybrid Process for CO₂ Capture from CO₂-EOR Extraction Gas,» *Aerosol Air Qual. Res*, vol. 20, p. 820-832, 2020.
- [35] X. Y. T. W. M. Z. P.-C. C. Bingcheng Liu, «CO₂ Separation by Using a Three-stage Membrane Process,» *Aerosol Air Qual*, vol. 19, pp. 2917-2928, 2019.

