

Artículo Científico

Integración CCUS-EOR: Viabilidad técnico-económica en yacimientos petroleros maduros latinoamericanos

CCUS-EOR Integration: Technical-economic feasibility in Latin American mature oil reservoirs

María Fernanda Garrido Cuero¹ , Luis Ricardo Herrera Silva² , Inés Carolina Hernández Guerra^{3,4} 

¹ Universidad Central del Ecuador, mfgarrido@uce.edu.ec, Quito - Ecuador

² Universidad Central del Ecuador, lherrerass@uce.edu.ec, Quito - Ecuador

³ Universidad Central del Ecuador, ichernandez@uce.edu.ec, Quito - Ecuador

⁴ Universidad de Carabobo, ichernandez@uce.edu.ec, Valencia - Venezuela

Autor para correspondencia: ichernandez@uce.edu.ec

RESUMEN

En América Latina, la declinación sostenida de la productividad en yacimientos maduros coincide con un aumento de las presiones regulatorias y ambientales sobre las emisiones de carbono. Esta investigación evalúa la integración de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) con métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), considerando las condiciones técnicas, operativas y económicas predominantes en la región. La metodología se fundamentó en una revisión sistemática de literatura científica, informes técnicos y bases de datos industriales, aplicando criterios de inclusión orientados a estudios con evidencia empírica en yacimientos de características geológicas comparables. En total, se analizaron 33 publicaciones especializadas, publicadas en su mayoría entre 2020 y 2025, seleccionadas por su relevancia técnica, validez de datos y disponibilidad pública. Los datos analizados sugieren que es posible obtener una recuperación adicional de entre el 12 % y el 22 % del volumen original de petróleo, lo que podría representar hasta 200 millones de barriles adicionales en campos de gran extensión. Además, se estima que, por cada barril recuperado mediante este enfoque, se pueden inyectar entre 0,30 y 0,80 toneladas métricas de CO₂, contribuyendo al almacenamiento geológico a largo plazo. La comparación técnico-económica presentada en la Tabla 2 permite evidenciar las diferencias de costos entre países con infraestructura consolidada (como México y Brasil) y aquellos en desarrollo (como Ecuador y Colombia), donde los incrementos en costos operativos y de capital alcanzan aproximadamente un 25 %. En consecuencia, la integración CCUS-EOR se perfila como una estrategia viable para extender la vida útil de los yacimientos latinoamericanos, siempre que se consoliden políticas de incentivos y mecanismos de cooperación público o privada que favorezcan su implementación.

Palabras clave: Captura de Carbono; EOR; Almacenamiento geológico; Petróleo maduro; Evaluación económica.

ABSTRACT

In Latin America, the sustained decline in productivity from mature oil fields coincides with increasing regulatory and environmental pressures on carbon emissions. This study evaluates the integration of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies with enhanced oil recovery (EOR) methods, considering the prevailing technical, operational, and economic conditions in the region. The research was based on a systematic review of scientific literature, technical reports, and industrial databases, applying inclusion criteria focused on studies with empirical evidence from geologically comparable fields. In total, 33 specialized publications were analyzed, mostly published between 2020 and 2025, selected for their technical relevance, data validity, and public availability. The data analyzed suggest that an additional 12 % to 22 % of the original oil in place can be recovered, which could represent up to 200 million extra barrels in large-scale fields. Furthermore, it is estimated that for each barrel recovered using this approach, between 0.30 and 0.80 metric tons of CO₂ can be injected, contributing to long-term geological storage. The technical-economic comparison shown in Table 2 highlights cost differences between countries with established infrastructure (such as Mexico and Brazil) and those under development (such as Ecuador and Colombia), where operating and capital expenses increase by approximately 25 %. Therefore, CCUS-EOR integration emerges as a viable strategy to extend the productive life of Latin American oil fields, provided that incentive policies and public or private collaboration mechanisms are strengthened to support its implementation.

Keywords: Carbon Capture; EOR; Mature fields; CO₂ injection; Cost analysis.

Derechos de Autor

Los originales publicados en las ediciones electrónicas bajo derechos de primera publicación de la revista son del Instituto Tecnológico Superior Universitario Rumiñahui, por ello, es necesario citar la procedencia en cualquier reproducción parcial o total. Todos los contenidos de la revista electrónica se distribuyen bajo una [licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).



Citas

Garrido Cuero, M. F., Herrera Silva, L. R., & Hernández Guerra, I. C. (2026). Integración CCUS-EOR: Viabilidad técnico-económica en yacimientos petroleros maduros latinoamericanos. *CONECTIVIDAD*, 7(1), 858-874. <https://doi.org/10.37431/conectividad.v7i1.412>

1. INTRODUCCIÓN

En América Latina, más del 60 % de los yacimientos en producción superan las dos décadas de operación continua. Según datos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), aproximadamente el 45 % de los campos petroleros en América Latina tienen más de 30 años de historia, lo que evidencia una alta madurez productiva en la región (IAPG, 2024). Este envejecimiento operativo ha provocado una reducción progresiva en los factores de recuperación, a la par que se intensifican las demandas ambientales sobre las emisiones de CO₂ en el sector, lo que impulsa el desarrollo urgente de tecnologías CCUS-EOR (NOAA, 2024). Kumar et al. (2022) documentan que las técnicas convencionales de extracción pierden efectividad en reservorios con más de 20 años de explotación, mientras que los métodos de recuperación terciaria tradicionales muestran limitaciones económicas en la región.

Factores geológicos como la alta heterogeneidad estratigráfica y la mineralogía compleja intensifican los desafíos operativos en estos campos. Los yacimientos presentan heterogeneidad estratigráfica marcada (coeficientes Dykstra-Parsons > 0,6) (Dykstra & Parsons, 1950), presencia significativa de arcillas montmorilloníticas e illíticas (8-12 %), y predominio de crudos pesados. En comparación con campos de EE. UU., los costos operativos en estos yacimientos aumentan hasta un 30 % debido a factores específicos como la falta de infraestructura o la complejidad mineralógica, según Chele Manobanda y Veliz Vera (2024).

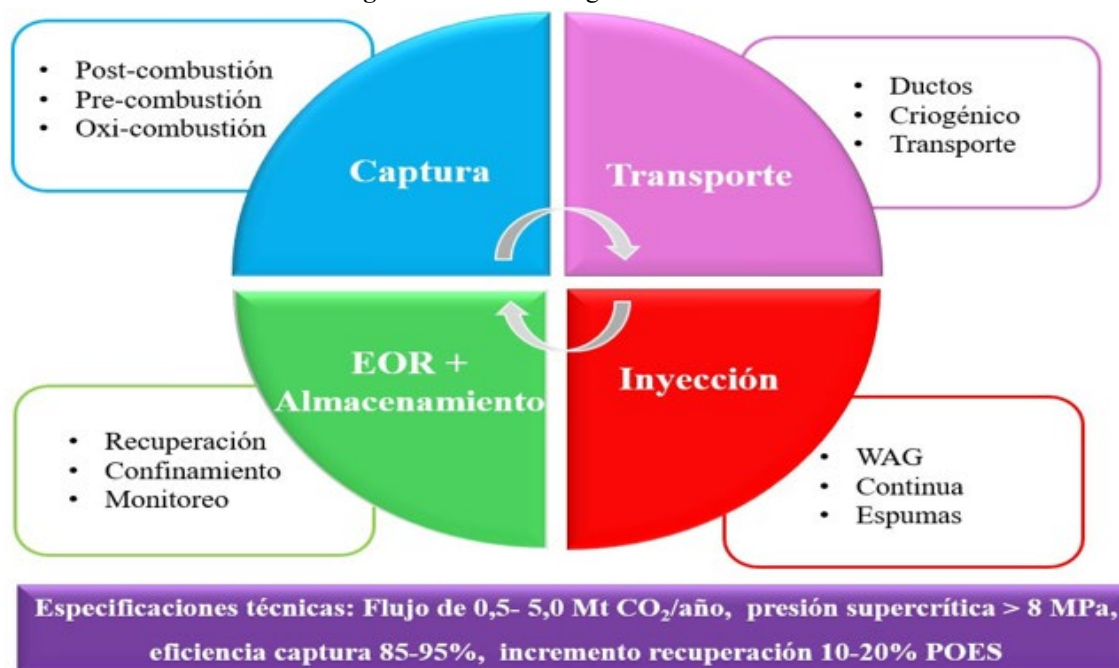
Paralelamente, la región carece de infraestructura especializada para el transporte de CO₂, marcos normativos específicos para operaciones CCUS y mecanismos financieros adaptados a proyectos duales. La viabilidad de proyectos CCUS-EOR no solo depende de factores técnicos y económicos, sino también de la estabilidad y consistencia de las políticas energéticas y ambientales. En contextos de polarización política, la falta de marcos regulatorios claros puede limitar la inversión y el despliegue de estas tecnologías (Stenberg y Lawson, 2023). Esta carencia infraestructural y regulatoria limita la transferencia directa de tecnologías probadas en otras jurisdicciones. Además, la falta de estándares uniformes de monitoreo y certificación de emisiones introduce incertidumbre en la inversión y planificación de proyectos piloto.

Esta revisión se centra en determinar hasta qué punto la tecnología CCUS-EOR puede adaptarse a las condiciones geológicas y económicas propias de los yacimientos maduros en América

Latina. Para ello, se realizó una revisión sistemática de literatura especializada, informes técnicos y experiencias de campo reportadas entre 2020 y 2025, utilizando bases de datos como Scopus, ScienceDirect y OnePetro, complementadas con informes técnicos internacionales (IEA, IPCC, IEAGHG, CO2CRC, S&P Global Commodity Insights). La selección de fuentes se basó en criterios de relevancia técnica, año de publicación y calidad metodológica, asegurando evidencia aplicable al contexto latinoamericano.

En la Figura 1 se presenta el ciclo integrado de CCUS-EOR, que abarca desde la captura y transporte del CO₂ hasta su inyección y confinamiento en formaciones geológicas específicas, en paralelo con la recuperación de hidrocarburos. Este esquema permite visualizar la sinergia entre la reducción de emisiones y la mejora del factor de recobro, elementos clave para la sostenibilidad energética en contextos de alta madurez productiva. Asimismo, ilustra cómo la integración de estas etapas puede generar beneficios operativos y ambientales simultáneamente, contribuyendo a una industria petrolera más limpia y resiliente en la región.

Figura 1. Ciclo de integración CCUS-EOR.



Fuente: Elaboración propia, 2025.

El ciclo CCUS-EOR comprende cuatro fases interrelacionadas, representadas en la Figura 1:

a) Captura de CO₂, cuya eficiencia varía según la tecnología empleada. En procesos de postcombustión, se reportan eficiencias entre 85 % y 95 %, mientras que en tecnologías de precombustión y oxicomcombustión pueden superar el 99 %, dependiendo del tipo de solvente y las

condiciones operativas (Bocanegra et al., 2024). En particular, las aminas con impedimentos estéricos han demostrado mejorar la absorción de CO₂ y reducir la energía requerida para su regeneración (Guo et al., 2023).

b) Transporte e inyección, que se realiza mediante ductos especializados capaces de mantener las condiciones térmicas y de presión necesarias. La inyección busca convertir el CO₂ en un insumo útil para revitalizar campos en declive, desplazar hidrocarburos residuales y favorecer la retención del CO₂ en el reservorio (Song et al., 2024).

c) Recuperación mejorada y almacenamiento, cuya efectividad depende de las características geológicas del yacimiento, como la porosidad, permeabilidad y saturación residual (Wang et al., 2025).

d) Monitoreo y verificación, indispensables para asegurar el confinamiento a largo plazo del CO₂, cumplir con normativas ambientales y optar por mecanismos de certificación y créditos de carbono.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Esta investigación evalúa la viabilidad técnico-económica del sistema CCUS-EOR en reservorios petroleros maduros latinoamericanos mediante análisis documental de fuentes especializadas. La metodología se estructuró en función de las condiciones específicas de los yacimientos latinoamericanos, incluyendo restricciones geológicas, limitaciones técnicas y ausencia de regulación especializada.

Para garantizar la rigurosidad y relevancia del estudio, se aplicó un enfoque sistemático en la selección de fuentes, considerando criterios de inclusión como: fecha de publicación (2020-2025), relevancia técnica para la región, calidad metodológica y accesibilidad de datos empíricos y reportes de campo. Se priorizaron artículos revisados por pares, informes técnicos internacionales (IEA, IPCC, IEAGHG, CO2CRC, S&P Global Commodity Insights) y bases de datos especializadas como Scopus, ScienceDirect y OnePetro.

La base empírica incluye trabajos como los de Chele Manobanda y Veliz Vera (2024), quienes caracterizaron propiedades petrofísicas de la Cuenca Oriente ecuatoriana, que identificaron zonas con potencial elevado para la aplicación de estas tecnologías integradas. Asimismo, se integraron experiencias documentadas de proyectos piloto y estudios comparativos de eficiencia

energética y almacenamiento de CO₂ en yacimientos maduros de América Latina. El desarrollo metodológico comprende cuatro etapas secuenciales documentadas en la Tabla 1, cada una con objetivos específicos y criterios de evaluación diferenciados para garantizar el rigor analítico y replicabilidad del proceso investigativo y la pertinencia de los hallazgos frente a la realidad regional.

Tabla 1. Estructura metodológica de la investigación.

Fase	Actividad principal	Descripción detallada
I	Enfoque temático.	Selección del eje central de investigación: CCUS-EOR, considerando eficiencia energética, sostenibilidad ambiental, viabilidad económica y aplicabilidad regional.
II	Recopilación bibliográfica.	Investigación sistemática, aplicando filtros de inclusión/exclusión, priorizando fuentes recientes y verificables que aporten datos técnicos sobre rendimiento, costos y almacenamiento de carbono.
III	Procesamiento Cualitativo.	Clasificación de la información mediante matrices temáticas, análisis de datos técnicos cuantitativos y comparación de escenarios operativos para identificar patrones y relaciones clave.
IV	Síntesis estructurada.	Redacción estructurada del estudio con base en los hallazgos analíticos, integrando discusión técnico-operativa y económica, siguiendo lineamientos editoriales y normativas de publicación científica en ingeniería energética.

Fuente: Guillén, 2025; Chele Manobanda y Veliz Vera, 2024; Alam et al., 2022; Sánchez et al., 2023; Ingeniería Energética, 2025.

Adicionalmente, se incorporó un proceso de validación cruzada de los datos recopilados, asegurando consistencia entre fuentes y facilitando la interpretación de resultados en términos de recuperación de hidrocarburos y almacenamiento de CO₂ en reservorios maduros. Esta aproximación metodológica permite contextualizar los hallazgos frente a las particularidades geológicas, técnicas y regulatorias de la región latinoamericana.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Evaluación técnica del CCUS-EOR en yacimientos maduros latinoamericanos

Los reservorios petroleros en Latinoamérica presentan una alta complejidad litológica y heterogeneidad marcadas, con variaciones abruptas en porosidad y permeabilidad entre estratos, además de concentraciones significativas de minerales arcillosos que reaccionan químicamente con los fluidos inyectados. El uso de tensoactivos e inhibidores en fluidos de completación contribuye a mejorar la movilidad del CO₂ y la eficiencia de recuperación, reduciendo riesgos de bloqueos y reacciones indeseadas con minerales arcillosos (Lema, 2024). Estas condiciones generan desafíos operativos únicos que afectan la movilidad del CO₂ y la eficiencia de recuperación secundaria y mejorada, limitando la aplicabilidad directa de modelos foráneos

(Chele Manobanda y Veliz Vera, 2024).

Comparativamente, yacimientos homogéneos como los del Golfo de México o el Mar del Norte permiten aplicar modelos replicables con menor necesidad de adaptación, mientras que en la Cuenca Oriente ecuatoriana y el Valle Medio del Magdalena en Colombia se requiere caracterización detallada pozo a pozo y optimización constante de parámetros de inyección, convirtiendo cada proyecto en un proceso adaptativo y dinámico.

El desempeño del CCUS-EOR depende de la interacción de procesos fisicoquímicos que modifican la presión, viscosidad y composición del crudo. La inyección de CO₂ en condiciones miscibles reduce significativamente la viscosidad del crudo, favoreciendo su movilidad y expansión volumétrica. Este efecto ha sido documentado en estudios de recuperación mejorada, donde el CO₂ actúa como agente de desplazamiento al modificar las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo (GCCC, 2023). Estudios recientes demuestran que la PMM puede predecirse a partir de la microestructura de poros y gargantas del reservorio, lo que permite optimizar la inyección (Jiang et al., 2022). No alcanzar la PMM compromete significativamente la eficiencia de recuperación del proceso (Fakher y Imqam, 2020; Kumar et al., 2022).

A continuación, en la Tabla 2, se presenta la comparación técnico-económica de las principales tecnologías de CCUS-EOR aplicables en la región, incluyendo pureza de CO₂, costos de inversión, recuperación adicional estimada, emisiones evitadas y complejidad operativa, con la finalidad de facilitar una interpretación integrada del rendimiento técnico y económico.

Tabla 2. Comparación técnico-económica del CCUS-EOR en yacimientos maduros. Latinoamericanos.

Parámetro	Pos-combustión	Pre-combustión	Oxycombustión	Riesgo tecnológico	Nivel de madurez
Pureza CO ₂ (%)	90-95	95-99	99+	Medio	Medio
Costo inversión (USD/barril)	15-25	20-30	25-35	Alto	Bajo
Recuperación adicional estimada (%)	10-18	12-20	15-22	Medio	Medio
Emisiones evitadas (ton CO ₂ /barril)	0,3-0,6	0,4-0,7	0,5-0,8	Medio	Bajo
Complejidad operativa	Baja	Media	Alta	Alto	Bajo

Fuente: IEAGHG, 2014; Chele Manobanda y Veliz Vera, 2024; Wang et al., 2023; IPCC, 2022.

Los resultados muestran que la postcombustión, por su grado de madurez y facilidad de integración

en instalaciones existentes, sigue siendo la tecnología más utilizada en la región, mientras que la elección de pre-combustión u oxycombustión depende de factores de infraestructura, costos y compatibilidad con las capacidades locales.

3.2. Tecnologías de captura e integración

La captura de CO₂ representa el componente de mayor costo en los proyectos CCUS-EOR, llegando a representar entre el 60 y el 70 % de la inversión inicial, especialmente en instalaciones con baja concentración de CO₂ y tecnologías de separación avanzadas. El uso de mezclas de aminas permite optimizar la absorción de CO₂ y disminuir el consumo energético en la regeneración del solvente, lo que mejora la viabilidad técnica del CCUS-EOR (Han et al., 2024; S&P Global Commodity Insights, 2022). La pureza del CO₂ es crítica, ya que niveles superiores al 95 % son necesarios para alcanzar la miscibilidad con el crudo y maximizar la recuperación de hidrocarburos, según los rangos de presión mínima de miscibilidad (PMM) establecidos para distintos tipos de yacimientos (Hamadi et al., 2023). En América Latina, la selección tecnológica también depende de la disponibilidad logística, las capacidades técnicas locales y las restricciones institucionales, lo que obliga a una evaluación integrada de viabilidad técnica, económica y regulatoria.

3.3. Viabilidad económica regional

Los proyectos CCUS-EOR en América Latina enfrentan restricciones económicas derivadas de particularidades estructurales, como la concentración de CO₂ en los flujos, la escala de operación y la disponibilidad de infraestructura para transporte y almacenamiento. Diversos estudios técnicos estiman que las inversiones de capital (CAPEX) pueden oscilar entre 70 y 120 USD por tonelada de CO₂, mientras que los costos operativos anuales (OPEX) se sitúan entre 20 y 40 USD por tonelada, dependiendo del tipo de industria, tecnología de captura empleada y grado de integración en hubs regionales¹. Estas cifras coinciden con los patrones de costo descritos por Zoco y Pérez Peña (2022), quienes destacan que los proyectos con baja concentración de CO₂ presentan mayores proporciones de CAPEX asociadas a la captura, mientras que los de alta concentración son más sensibles a los costos de transporte y almacenamiento. En este contexto, el análisis del Levelized Cost of CO₂ Avoided (LCCA) resulta clave para evaluar la viabilidad

¹ Estimaciones derivadas de estudios técnicos como IEAGHG (2014), que reporta costos de captura entre 40 y 120 USD/tCO₂ según tecnología y concentración, y Núñez-López et al. (2019), que documenta costos combinados de captura e inyección entre 60 y 100 USD/tCO₂ en proyectos CCUS-EOR. Los rangos de OPEX se extrapolan de proporciones típicas del LCCA reportadas en ambos estudios.

económica de cada proyecto y su contribución a los compromisos de descarbonización.

Comparados con regiones consolidadas, los costos en América Latina son más altos debido a infraestructura insuficiente, ausencia de redes de transporte de CO₂ y marcos regulatorios menos robustos (Beltrán et al., 2024; CEPAL, 2023). Los costos de transporte de CO₂ oscilan entre 2 y 8 USD por tonelada, dependiendo de la distancia entre puntos de captura y yacimientos (Nie et al., 2021).

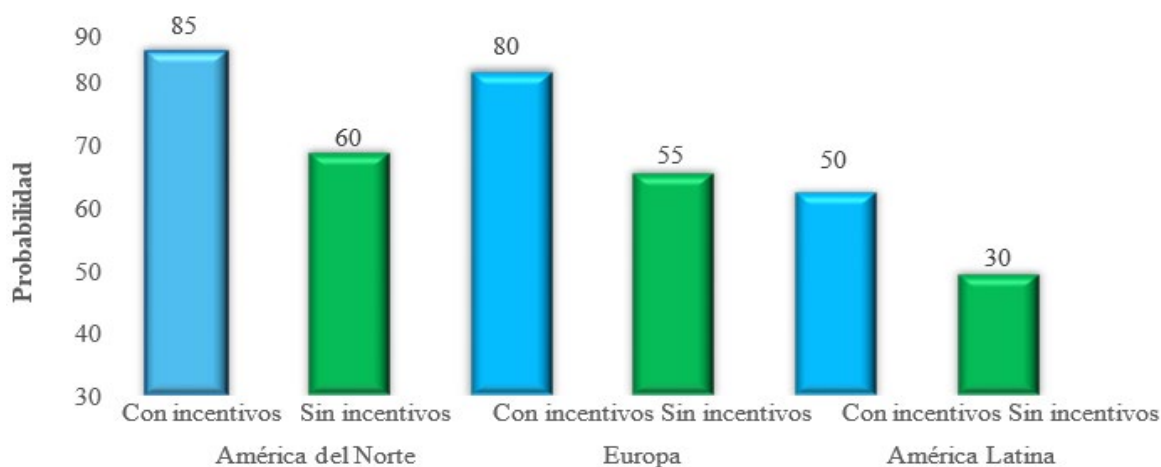
3.4. Casos de estudio regionales

- Ecuador - Cuenca Oriente: permeabilidad promedio 180 mD, porosidad 22 %, presión de yacimiento 15 MPa. Recuperación adicional proyectada: 13–15 %; capacidad de almacenamiento: 0,4 toneladas CO₂/barril adicional (Chele Manobanda y Veliz Vera, 2024).
- Colombia - Campo Castilla: Evaluación nacional del potencial de CCUS en sectores emisores como energía, cemento, ganadería y combustibles fósiles. Se identifican oportunidades regulatorias, económicas y ambientales para su implementación, con énfasis en la necesidad de infraestructura de transporte y almacenamiento, y en el cumplimiento de metas climáticas establecidas por la Ley de Acción Climática y el Acuerdo de París (Gutiérrez Guerrero, 2025). Proyectos piloto en la cuenca Llanos Orientales (Colombia) han demostrado que la integración de CCUS con EOR puede aumentar la recuperación de petróleo mientras se almacena CO₂ de manera segura, proporcionando un modelo replicable para otros yacimientos maduros latinoamericanos (Martínez y Reyes, 2022).
- México - Evaluaciones técnicas en campos maduros del Golfo de México estiman capacidades de inyección cercanas a 0,5 millones de toneladas de CO₂ por año, con recuperaciones adicionales que pueden superar el 10 %, dependiendo del método aplicado y las condiciones del yacimiento. Aunque algunos estudios en México han utilizado métodos como ASP para recuperación mejorada, los resultados son comparables en términos de eficiencia técnica. Además, experiencias internacionales en CCUS-EOR, como el caso de Cranfield, ofrecen parámetros operativos útiles para estimaciones regionales (Santiago-López et al., 2020; Núñez-López et al., 2019).

En la Figura 2, se observa que la presencia de incentivos económicos aumenta significativamente la probabilidad de implementación de CCUS-EOR, mientras que la ausencia de estos mecanismos

reduce la viabilidad de la inversión en la región.

Figura 2. Rentabilidad regional con y sin incentivos.



Fuente: Elaboración propia basada en Alam et al. (2022).

3.5. Impacto ambiental y almacenamiento permanente

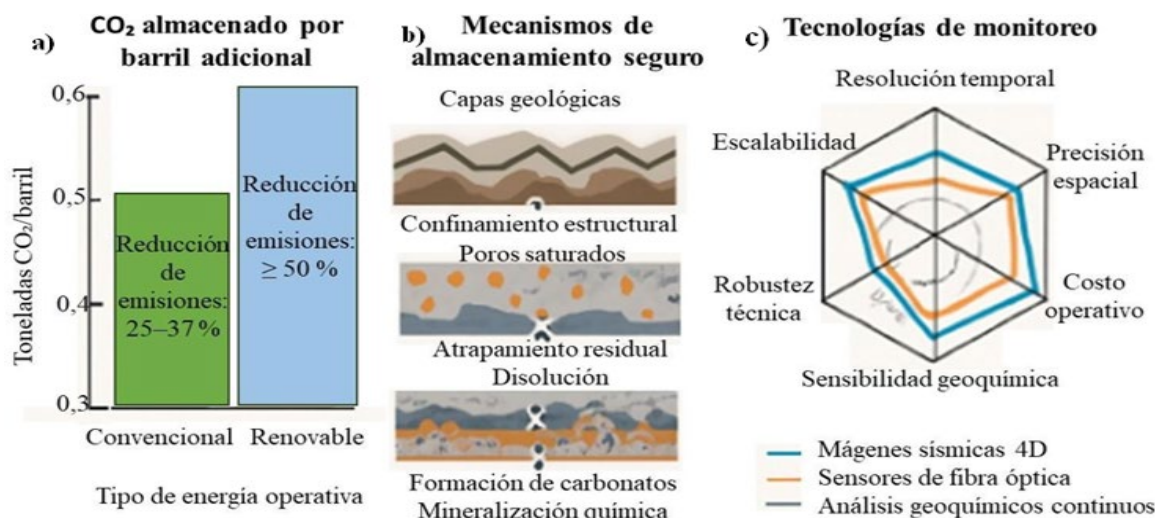
Los análisis cuantitativos del CCUS-EOR evidencian beneficios ambientales medibles. Por cada barril adicional extraído, el sistema puede almacenar entre 0,3 y 0,8 toneladas métricas de CO₂, lo que puede traducirse en reducciones netas de emisiones del 25–37 % en operaciones regionales, dependiendo de la miscibilidad, la eficiencia de barrido y el confinamiento geológico (Núñez-López et al., 2019). El uso de CO₂ capturado para recuperación mejorada de petróleo no solo incrementa la eficiencia en la extracción, sino que también contribuye significativamente a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel regional (Zhu et al., 2021). Cuando se incorporan fuentes energéticas renovables en el proceso, como energía solar o eólica para alimentar compresores e instalaciones de captura, las reducciones pueden superar el 50 %, optimizando el balance de carbono de las operaciones (IEA, 2023).

El almacenamiento geológico seguro del CO₂ se basa en mecanismos como atrapamiento estructural, capilar, disolución en fluidos de formación y mineralización progresiva, lo que garantiza su retención a largo plazo. La integridad del almacenamiento se verifica mediante tecnologías avanzadas como tomografía sísmica 4D, sensores distribuidos de fibra óptica y monitoreo geoquímico continuo, que permiten detectar variaciones en el comportamiento del CO₂ inyectado y prevenir fugas (Pevzner et al., 2021).

Tal como se observa en la Figura 3, la fuente energética utilizada influye directamente en el desempeño ambiental. Con matrices convencionales, se almacenan entre 0,3 y 0,6 toneladas de

CO₂ por barril, mientras que con matrices renovables los niveles de almacenamiento pueden superar 0,8 toneladas por barril, logrando reducciones superiores al 50 %. Esta diferencia refleja una decisión estratégica con implicaciones a largo plazo, alineando las operaciones con exigencias regulatorias emergentes y fortaleciendo la competitividad en mercados internacionales.

Figura 3. Impacto ambiental y almacenamiento permanente.



Fuente: Núñez-López et al., 2019; Wang et al., 2025; CO₂CRC, 2025.

Nota metodológica: Los porcentajes de reducción de emisiones fueron estimados mediante análisis comparativo de escenarios operativos reportados en las fuentes citadas, considerando variaciones en eficiencia de captura, miscibilidad y uso de matrices energéticas renovables. Los valores reflejan rangos proyectados bajo condiciones técnicas típicas en yacimientos maduros latinoamericanos.

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos sugieren que, dependiendo de las condiciones geológicas, operativas y económicas de cada yacimiento, la integración CCUS-EOR puede ser técnicamente viable y aportar beneficios medibles tanto en recuperación de hidrocarburos como en almacenamiento de CO₂. Los rangos de recuperación incremental de 12-22 % del volumen original in situ justifican el desarrollo de proyectos piloto en campos con propiedades geológicas favorables y cercanía a fuentes industriales de CO₂.

A pesar de los avances técnicos, existen barreras clave que limitan la implementación a escala, tales como la falta de redes de transporte de CO₂, la heterogeneidad litológica y la presencia de arcillas reactivas, que elevan los costos operativos comparados con regiones más consolidadas. Esto implica que la viabilidad económica de los proyectos dependa de precios de crudo competitivos y de esquemas de incentivos adaptados a la realidad regional.

La sostenibilidad y el éxito de los proyectos CCUS-EOR estarán condicionados por la consolidación institucional, el fortalecimiento de capacidades técnicas locales y la

disponibilidad de instrumentos financieros específicos. La mitigación de riesgos puede lograrse mediante alianzas estratégicas con operadores experimentados y diversificación de fuentes de financiamiento.

Se proyecta un período propicio entre 2028 y 2035 para el despegue de iniciativas CCUS-EOR, coincidiendo con la madurez tecnológica de las técnicas involucradas y la consolidación regulatoria en la región, periodo en el que podrían converger condiciones clave que permitan transformar el potencial técnico en resultados operativos y ambientales concretos.

5. RECOMENDACIONES

5.1. Recomendaciones estratégicas

- Consolidación normativa para proyectos CCUS-EOR: los gobiernos de América Latina deben avanzar en el diseño de marcos legales específicos que regulen las operaciones de captura, transporte, inyección y almacenamiento de CO₂.
- Ajustes operativos según condiciones geológicas locales: se requiere una adecuación técnica progresiva por parte de los operadores, basada en caracterización geológica detallada y prácticas adaptativas en campo.
- Diseño de mecanismos financieros regionales: una opción factible para movilizar capital en esta etapa podría ser el uso de bonos verdes y esquemas con respaldo de entidades multilaterales.
- Desarrollo institucional y capacidades locales: es necesario consolidar capacidades técnicas e institucionales mediante la creación de centros regionales de excelencia en CCUS-EOR.

5.2. Recomendaciones avanzadas e innovadoras

- Modelamiento fisicoquímico multicomponente avanzado: desarrollo de modelos multifase, multicomponente y multifísico (termo-hidráulico-químico) que permitan evaluar sinergias complejas entre recuperación e inyección de CO₂, incluyendo reacciones roca-fluido críticas para predecir comportamiento a largo plazo (Hamadi et al. 2023).
- Monitoreo inteligente mediante aprendizaje profundo y sensores distribuidos: implementación de Deep Learning aplicado a datos sísmicos 4D y gravimétricos para el seguimiento en tiempo real de plumas de CO₂, optimizando la reconstrucción tridimensional de densidad y facilitando la predicción de migración del CO₂ en yacimientos heterogéneos (Celaya y

Araya-Polo, 2023). Esta propuesta se fundamenta en estudios recientes que demuestran la viabilidad del aprendizaje profundo para reconstruir plumas de CO₂ en modelos sintéticos y datos reales, aunque su aplicación en el campo aún requiere validación operativa (Fan et al., 2024).

- Zonificación controlada para optimización de gran escala: uso de técnicas de control zonal para ajustar dinámicamente patrones de inyección, saturación de agua y respuesta miscible en proyectos de escala megatónica, maximizando la eficiencia sin comprometer el confinamiento de CO₂.
- Integración híbrida con energías renovables e infraestructura compartida: diseño de modelos híbridos que combinen captura de CO₂ con redes de energía limpia o almacenamiento de hidrógeno, reduciendo costos y aprovechando sinergias de infraestructura.
- Transferencia tecnológica mediante colaboración sur-sur: programas educativos y de cooperación regional, como la colaboración entre la Universidad de Bergen (Noruega), la Universidad Nacional de Colombia y ESPOL (Ecuador), aceleran la formación de ingenieros especializados en CCUS-EOR.
- Instrumentos financieros innovadores y esquemas público-privados: promoción de alianzas público-privadas, financiamiento mixto y bonos verdes con garantías multilaterales para superar barreras financieras tradicionales en proyectos CCUS-EOR de gran escala.

Contribución de los Autores (CRediT): MFGC: Investigación, Redacción-borrador original, Redacción-revisión y edición. LRHS: Metodología, Investigación, Validación, Visualización, Redacción-revisión y edición. ICHG: Conceptualización, Análisis formal, Investigación, Supervisión, Validación, Redacción-revisión y edición.

Conflicto de Intereses: Los autores declaran que no existen conflictos de intereses en esta publicación.

REFERENCIAS

- Alam, M. M. M., Hassan, A., Mahmoud, M., Sibaweihi, N., y Patil, S. (2022). Dual benefits of enhanced oil recovery and CO₂ sequestration: The impact of CO₂ injection approach on oil recovery. *Frontiers in Energy Research*, 10, 877212. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.877212>
- Beltrán, C., Rivas, M. E. y Calatayud, A. (2024). *Transporte y cambio climático en América Latina y el Caribe: Brechas de conocimiento y prioridades de investigación* (Documento de trabajo No. IDB-WP-01634). Banco Interamericano de Desarrollo, División de Transporte. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Transporte->

[y-cambio-climatico-en-America-Latina-y-el-Caribe-brechas-de-conocimiento-y-prioridades-de-investigacion.pdf](#)

Bocanegra Ovando, Ó. D., Priego Pérez, D. A., y Nolasco Caba, N. (2024). *Eficiencia de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono*. Universidad Olmeca. Recuperado de <https://kaanbal.olmeca.edu.mx/wp-content/uploads/2024/08/Art-8-Eficiencia-de-las-tecnologias-de-captura-y-almacenamiento-de-carbono.pdf>

Celaya, J. y Araya-Polo, M. (2023). *Joint inversion of time-lapse surface gravity and seismic data for monitoring of 3D CO₂ plumes via Deep Learning*. arXiv preprint arXiv:2310.04430. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2310.04430>

CEPAL (2023). *Economic Survey of Latin America and the Caribbean 2023: Financing a sustainable transition: investment for growth and climate change action*. Santiago: United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean, 1-283. <https://www.cepal.org/en/publications/67990-economic-survey-latin-america-and-caribbean-2023-financing-sustainable-transition>

Chele Manobanda, J. A. y Veliz Vera, N. S. (2024). *Modelado petrofísico para identificar Sweet Spots en la arena U de la cuenca Oriente* [Tesis de Grado, Universidad Estatal Península de Santa Elena] Repositorio UPSE. <https://repositorio.upse.edu.ec/items/818e8851-da89-4fac-a244-a57c4a16da7e>

CO2CRC. (2025). *CCS Insights Newsletter – Septiembre*. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies. <https://co2crc.com.au/>

Dykstra, H., y Parsons, R. L. (1950). The prediction of oil recovery by waterflooding. *En Secondary Recovery of Oil in the United States (2^a ed.)*. Washington, DC: American Petroleum Institute.

Fakher, S., y Imqam, A. (2020). Experimental investigation of the interactions between CO₂ and crude oil during miscible flooding. *Fuel*, 278, 117380. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117380>

Fan, M., Wang, H., Zhang, J., y Lu, D. (2024). Advancing spatiotemporal forecasts of CO₂ plume migration using deep learning networks with transfer learning and interpretation analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 132, 104061. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104061>

[org/10.1016/j.ijggc.2024.104061](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104061)

- GCCC. (2023). *Fundamentos de la recuperación mejorada de crudo por inyección de CO₂*. Gulf Coast Carbon Center, Universidad de Texas. <https://gcccc.beg.utexas.edu/files/gcccc/docs/GCCSI%20-%20Fundamentos%20de%20EOR-%20Spanish.pdf>
- Guo, R. T., Li, G. Y., Liu, Y. y Pan, W. G. (2023). Recent progress on CO₂ capture based on sterically hindered amines: A review. *Energy & Fuels*, 37(20), 15429–15452. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c02438>
- Guillén, V. A. M. (2025). Análisis de metodologías empleadas en los sistemas de gestión energética y sus indicadores. *Revista Científica FINIBUS - Ingeniería, Industria y Arquitectura*, 8(15), 103-111. <https://doi.org/10.56124/finibus.v8i15.011>
- Gutiérrez Guerrero, S. (2025). *Determinación del panorama de oportunidades para la implementación de CCUS (carbon capture, utilization, and storage) en Colombia* [Tesis de grado, Universidad del Atlántico]. Repositorio institucional. <https://repositorio.uniatlantico.edu.co/items/61113d2f-799e-4804-ae92-d7def055f1d3>
- Hamadi, M., El Mehadji, T., Laalam, A., Zeraibi, N., Tomomewo, O. S., Ouadi, H., y Dehdouh, A. (2023). Prediction of key parameters in the design of CO₂ miscible injection via the application of machine learning algorithms. *Eng*, 4(3), 1905–1932. <https://doi.org/10.3390/eng4030108>
- Han, S. C., Sung, H., Noh, H. W., Mazari, S. A., Moon, J. H. y Kim, K. M. (2024). Synergistic effect of blended amines on carbon dioxide absorption: Thermodynamic modeling and analysis of regeneration energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 197, 114362. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114362>
- IAPG. (2024). *Campos maduros: Simposio técnico sobre recuperación mejorada*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. <https://iapg.org.ar/conexplo/campos-maduros.html>
- IEA. (2023). *CCUS in Clean Energy Transitions*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>
- IEAGHG. (2014). *CO₂ impurity impacts on carbon capture, transport, and storage*. International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. <https://ieaghg.org>
- Ingeniería Energética. (2025). *Instrucciones a los autores*. SciELO Cuba. <http://scielo.sld.cu/>

revistas/rie/einstruc.htm

- IPCC (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- Jiang, L.-L., Tian, L., Zhou, Y.-T., Li, M., Huang, C., Wang, J.-X., Wang, H.-L. y Chai, X.-L. (2022). Prediction of minimum miscibility pressure for CO₂ flooding based on microscopic pore-throat structure. *Frontiers in Energy Research*, 10, 834951. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.834951>
- Kumar, N., Augusto Sampaio, M., Ojha, K., Hoteit, H., y Mandal, A. (2022). Fundamental aspects, mechanisms, and emerging possibilities of CO₂ miscible flooding in enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 330, 125633-125650. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125633>
- Lema, C., J. (2024). *Comportamiento de agentes tensoactivos e inhibidores en fluidos de completación aplicables en Arena Socorro–Ancón* [Tesis de Maestría, Universidad Estatal de la Península de Santa Elena] Repositorio UPSE. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11313>
- Martínez, J. E. M., y Reyes, L. E. M. (2022). Carbon Capture, Use and Storage (CCUS) as Enhanced Oil Recovery (EOR): Llanos Orientales Basin (Colombia). *En Carbon Sequestration*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.105949>
- NOAA (2024). *State of the science fact sheet: Carbon dioxide removal*. National Oceanic and Atmospheric Administration. <https://repository.library.noaa.gov/view/noaa/69972>
- Nie, Z., Korre, A., Durucan, S., Fraga, D., Neele, F., y Mikunda, T. (2021). CO₂ Pipeline Transport and Storage Network Cost Modelling and Multi-period Multi-scenario Stochastic Optimization. *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 15-18 March 2021*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3821765>
- Núñez-López, V., Gil-Egui, R., y Hosseini, S. A. (2019). Environmental and operational performance of CO₂-EOR as a CCUS technology: A Cranfield example with dynamic LCA considerations. *Energies*, 12(3), 448. <https://doi.org/10.3390/en12030448>
- Pevzner, R., Shashkin, P., Gurevich, B., Yavuz, S., y Glubokovskikh, S. (2021). *Seismic monitoring of a small CO₂ injection using a multi-well DAS array: Otway Project Stage*

3. CO₂CRC Technical Report. <https://co2crc.com.au>
- Sánchez, M. P. R., Armas, W. J. y Sigala-Paparella, S. P. (2023). Análisis cualitativo por categorías a priori: reducción de datos para estudios gerenciales. *Ciencia y Sociedad*, 48(2), 83-96. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9013347.pdf>
- Santiago-López, A. L., Arana-Coronado, J. J., y Matías-Pérez, V. (2020). Valoración de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo en México a través del método binomial. *Análisis Económico*, 35(90), 229–260. https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2448-66552020000300229
- Song, H., Li, F., Wang, T., Guo, Z., Wang, X., y Zhang, J. (2024). Safety and thermal analysis of CO₂ injection pipeline during electromagnetic induction heating. In J. Lin (Ed.), *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2023*. 742–754. Springer. https://doi.org/10.1007/978-981-97-0268-8_58
- Stenberg, C. E., y Lawson, A. (2023). Technology Agnosticism and Carbon Capture: A Practical Effort Against Climate Change in an Era of Polarized Policymaking. *Texas Environmental Law Journal*, 53, 44-78. <https://www.texenrls.org/wp-content/uploads/2024/01/TELJ53.1-2.pdf>
- S&P Global Commodity Insights. (2022). *Levelized cost of CO₂ avoided (LCCA) for CCUS projects: Cost drivers and long-term outlooks*. <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/research-analytics/levelized-cost-of-co2-avoided-lcca-for-ccus-projects>
- Wang, P.-T., Wu, X., Ge, G., Wang, X., Xu, M., Wang, F., Zhang, Y., Wang, H., y Zheng, Y. (2023). Evaluation of CO₂ Enhanced Oil Recovery and CO₂ storage potential in oil reservoirs of petroliferous sedimentary basin, China. *Science and Technology for Energy Transition*, 78, Article 3, 12 pages. <https://doi.org/10.2516/stet/2022022>
- Wang, S., Jin, K., Zhao, W., Ding, L., Zhang, J., y Xu, D. (2025). Mechanism, modeling, and challenges of geological storage of supercritical carbon dioxide. *Energies*, 18(16), 4338. <https://doi.org/10.3390/en18164338>
- Zoco, E., y Pérez Peña, P. (2022). *Levelized cost of CO₂ avoided (LCCA) for CCUS projects: Cost drivers and long-term cost outlooks*. S&P Global Commodity Insights. Recuperado de S&P Global Commodity Insights. Recuperado de <https://www.spglobal.com/>

[commodity-insights/en/research-analytics/levelized-cost-of-co2-avoided-lcca-for-ccus-projects](https://doi.org/10.37431/conectividad.v7i1.412)

Zhu, L., Yao, X., y Zhang, X. (2021). Evaluation of cooperative mitigation: Captured carbon dioxide for enhanced oil recovery and climate benefits. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 26, 1261-1285. <https://doi.org/10.1007/s11027-019-09906-0>