

Assessment of Geological CO₂ Storage Potential in Oil-Producing Countries of the American Continent

Daniela Carrillo-Peña¹ ; Jorge Mendoza-Sanz¹ ; Jorge Lliguizaca-Davila^{1,2} ; Danilo Arcentales-Bastidas¹ ; Freddy Carrion-Maldonado¹ 

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Faculty of Engineering in Earth Sciences, Ecuador
danvacar@espol.edu.ec, jsmendoz@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, fpcarrion@espol.edu.ec

²University of Bergen, Norway
jolli5902@uib.no

Abstract– Climate change remains a major global challenge driven by the continued increase in carbon dioxide (CO₂) emissions from fossil fuel use. Oil-producing countries across the American continent contribute significantly to these emissions through energy production, industrial activity, and transportation, making emission mitigation a regional priority. In this context, geological CO₂ storage represents a promising option to support climate mitigation efforts. This study assessed the geological CO₂ storage potential of oil-producing countries in the Americas, focusing on depleted oil and gas reservoirs, fields with potential for CO₂-enhanced oil recovery (CO₂-EOR), and deep saline aquifers. The methodology combined CO₂ emissions data from the Our World in Data platform with geological information from the International Energy Agency (IEA) CCUS Projects Database and scientific literature for six countries. Potential storage sites were screened against IEAGHG technical criteria, and their theoretical storage capacity was estimated using a volumetric approach based on Bachu's methodology. The results were further integrated into an interactive web application for comparative analysis and visualization. Three potential storage clusters were identified in North America, the Colombian Caribbean, and the South Atlantic, with estimated CO₂ storage capacities of 753.19, 682.73, and 940.03 Mt, respectively. Overall, the geological capacities identified in this study represent a removal potential of 3.13% relative to the cumulative CO₂ emissions considered for the Americas. These findings indicate that geological storage alone is insufficient to offset accumulated emissions and should therefore be complemented by broader mitigation measures and expanded CCUS deployment.

Keywords-- CO₂ emissions, emissions mitigation, climate change, geological CO₂ storage, CCUS.

Evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en los países productores de petróleo del continente americano

Daniela Carrillo-Peña¹ ; Jorge Mendoza-Sanz¹ ; Jorge Lliguizaca-Davila^{1,2} ; Danilo Arcentales-Bastidas¹ ; Freddy Carrion-Maldonado¹ 

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Ecuador
danvacar@espol.edu.ec, jsmendoz@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, fpcarrio@espol.edu.ec

²University of Bergen, Norway
jolli5902@uib.no

Resumen— El cambio climático continúa siendo uno de los principales desafíos globales, impulsado por el incremento sostenido de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) derivadas del uso de combustibles fósiles. Los países productores de petróleo del continente americano contribuyen significativamente a estas emisiones mediante la generación de energía, la actividad industrial y el transporte, lo que convierte la mitigación de estas emisiones en una prioridad regional. En este contexto, el almacenamiento geológico de CO₂ representa una alternativa prometedora para apoyar los esfuerzos de mitigación climática. Este estudio evaluó el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en países productores de petróleo de América, considerando yacimientos de petróleo y gas depletados, campos con potencial para la recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO₂ (CO₂-EOR) y acuíferos salinos profundos. La metodología combinó datos de emisiones de CO₂ de la plataforma Our World in Data con información geológica de la base de datos CCUS Projects Database de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y con literatura científica correspondiente a seis países. Los posibles sitios de almacenamiento fueron seleccionados mediante los criterios técnicos del IEAGHG, y su capacidad teórica de almacenamiento se estimó mediante una aproximación volumétrica basada en la metodología de Bachu. Posteriormente, los resultados se integraron en una aplicación web interactiva para su análisis comparativo y visualización. Se identificaron tres clústeres potenciales de almacenamiento en América del Norte, el Caribe colombiano y el Atlántico Sur, con capacidades estimadas de 753.19, 682.73 y 940.03 Mt de CO₂, respectivamente. En conjunto, las capacidades geológicas identificadas representan un potencial de remoción de 3.13% respecto a las emisiones acumuladas de CO₂ consideradas para el continente americano. Estos resultados indican que el almacenamiento geológico, por sí solo, no es suficiente para compensar las emisiones acumuladas, por lo que debe complementarse con estrategias de mitigación más amplias y con una mayor implementación de tecnologías de CCUS.

Palabras clave— emisiones de CO₂, reducción de emisiones, cambio climático, almacenamiento geológico de CO₂, CCUS

I. INTRODUCCIÓN

El cambio climático constituye uno de los principales desafíos ambientales del siglo XXI, impulsado en gran medida por el uso intensivo de combustibles fósiles y el consecuente incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, que atrapan el calor en la atmósfera y provocan el aumento de

las temperaturas globales [1]. Entre estos gases, el dióxido de carbono (CO₂) destaca por su elevada contribución al calentamiento global y su prolongada permanencia en la atmósfera [2]. Por ello, el Acuerdo de París estableció objetivos destinados a mitigar las emisiones y, en consecuencia, a limitar el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C [3].

En este contexto, las operaciones petroleras representan aproximadamente el 15% del total de emisiones relacionadas con la energía a nivel mundial, lo que equivale a unas 5.1 Gt de emisiones de gases de efecto invernadero al año [4]. Además, los países productores de petróleo del continente americano ocupan una posición estratégica, ya que combinan una alta dependencia histórica de los hidrocarburos con una importante participación en las emisiones asociadas a la generación de energía, a la actividad industrial y al transporte.

Frente a este escenario, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) se ha consolidado como una de las alternativas tecnológicas con mayor potencial para contribuir a la mitigación de emisiones, particularmente en sectores difíciles de descarbonizar [5]. Dentro de este marco, el almacenamiento geológico de CO₂ permite confinar este gas en formaciones profundas para evitar su liberación a la atmósfera. Entre los principales sumideros potenciales se encuentran los yacimientos de petróleo y gas depletados, los campos activos con potencial de recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO₂ (CO₂-EOR) y los acuíferos salinos profundos. Cada uno de estos medios presenta ventajas y limitaciones particulares en cuanto a la caracterización, la capacidad teórica, la infraestructura disponible, el comportamiento petrofísico y la factibilidad de implementación [6], [7]. Por ello, en la metodología del presente estudio se incorpora una comparación general de estos sumideros como parte del proceso de selección de sitios potenciales.

A nivel internacional, diversos proyectos han demostrado la viabilidad técnica del almacenamiento geológico de CO₂. Iniciativas como Longship–Northern Lights en Noruega y el proyecto In Salah en Argelia han demostrado que el almacenamiento en formaciones profundas puede desarrollarse a escala industrial y aportar información valiosa sobre la presión, la integridad y la seguridad del sistema [8], [9]. En el

continente americano también existen experiencias relevantes, como Aqistore en Canadá y Petra Nova en Estados Unidos. Aqistore constituye uno de los primeros casos exitosos de almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino profundo asociado a una planta termoeléctrica de carbón, y Petra Nova alcanzó una capacidad de captura cercana a 1.4 Mt de CO₂ por año, inyectándolo en el campo petrolero West Ranch, en la formación Frio, demostrando el avance de la tecnología en América del Norte y la disponibilidad de infraestructura y conocimiento técnico para este tipo de operaciones [10], [11]. No obstante, aunque el despliegue de la tecnología CCUS ha avanzado en América del Norte, con Estados Unidos a la cabeza del continente, que cuenta con aproximadamente 80 proyectos, su implementación sigue siendo limitada en gran parte de América Latina [12].

Pese a que varios países productores de petróleo de América cuentan con cuencas sedimentarias, reservorios maduros y acuíferos profundos con potencial para el almacenamiento geológico de CO₂, aún existe una brecha importante en las evaluaciones integradas a escala continental. La literatura disponible sobre almacenamiento geológico de CO₂ en el continente americano se ha concentrado principalmente en estudios nacionales o regionales aislados, lo que dificulta comparar de manera consistente la relación entre las emisiones acumuladas, la disponibilidad de sumideros y las oportunidades de articulación territorial mediante clústeres de almacenamiento [13], [14], [15]. Además, la estimación de la capacidad de almacenamiento depende de parámetros cuya medición o estimación está sujeta a incertidumbre, incluyendo datos petrofísicos y operacionales como la porosidad, el espesor neto, la saturación de agua, la densidad del CO₂ y, en algunos casos, el factor de recuperación [16]. Por tanto, los resultados obtenidos mediante aproximaciones volumétricas deben interpretarse como estimaciones teóricas preliminares, útiles para fines de screening, sujetas a incertidumbre y a la calidad de la información disponible.

En este contexto, este estudio tiene como objetivo evaluar el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en países productores de petróleo del continente americano mediante la integración de datos de emisiones, criterios técnicos para la selección de formaciones y una metodología de estimación volumétrica de la capacidad. En particular, el trabajo busca identificar reservorios de hidrocarburo y acuíferos con condiciones favorables para el almacenamiento, comparar su contribución potencial frente a las emisiones acumuladas y proponer clústeres regionales de almacenamiento como una primera aproximación para analizar oportunidades de mitigación a escala continental.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

La Fig. 1 presenta el flujo de trabajo empleado para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en los países productores de petróleo del continente americano. La metodología se estructura en cuatro etapas principales: (i) análisis de datos de emisiones de CO₂, (ii) selección de

reservorios y acuíferos como sumideros, (iii) estimación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ mediante una aproximación volumétrica, y (iv) integración y visualización de los resultados en una interfaz web interactiva.



Fig. 1 Flujo de trabajo del proyecto

A. Recopilación y análisis de datos de emisiones de CO₂ en América

Los datos de emisiones de CO₂ fueron obtenidos de la plataforma Our World in Data [17], la cual proporciona información histórica por país y por fuente emisora, incluyendo carbón, petróleo, gas natural, cemento y quema de gas. Para este análisis se consideraron ocho países productores de petróleo del continente americano: Canadá, Estados Unidos, México, Venezuela, Colombia, Ecuador, Argentina y Brasil, durante el período 1990–2023.

El procesamiento de datos se realizó utilizando el lenguaje de programación Python y sus librerías para este tipo de procesos. Para cada país, las emisiones acumuladas de CO₂ se calcularon como la suma de las emisiones anuales reportadas durante el período de estudio. Posteriormente, se obtuvieron los totales regionales de América del Norte y América del Sur y se desarrollaron visualizaciones exploratorias como parte del análisis exploratorio de datos, a fin de identificar tendencias temporales y la contribución relativa de cada fuente emisora.

B. Selección de reservorios como sumideros

En la estimación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ se consideraron seis países del continente americano: Estados Unidos, Canadá, México, Brasil, Colombia y Ecuador. Esta selección se fundamentó en su alta relevancia como productores de hidrocarburos y en la disponibilidad de información geológica y petrofísica pública suficiente para aplicar un análisis comparativo a nivel de screening. En consecuencia, esta fase no pretendió estimar el potencial total del continente, sino evaluar formaciones específicas con datos técnicamente utilizables. Estos países cuentan con estructuras geológicas subterráneas con potencial para el almacenamiento

geológico de CO₂, entre ellas yacimientos de petróleo y gas depletados, campos con potencial para procesos de CO₂-EOR y acuíferos salinos profundos, lo que los convierte en candidatos técnicamente viables para este tipo de evaluación [18].

Se consideraron sumideros potenciales los yacimientos de petróleo y gas depletados, los campos con condiciones favorables para CO₂-EOR y los acuíferos salinos profundos. Con el fin de diferenciar los tipos de formaciones evaluadas en esta investigación, la Tabla 1 presenta una comparación general de los principales sumideros geológicos considerados, incluyendo su descripción, ventajas y limitaciones.

TABLA 1
Comparación de los sumideros geológicos considerados en el estudio

Tipo de sumidero	Descripción	Ventajas	Limitaciones
Yacimientos depletados [19], [20], [21]	Reservorios de petróleo y gas cuya producción ha finalizado, por lo que su volumen poroso puede destinarse al almacenamiento geológico de CO ₂ .	Cuentan con más información geológica, petrofísica y de producción; además, se aprovecha la infraestructura existente, como pozos, facilidades de superficie y sistemas de transporte.	La capacidad disponible depende del volumen remanente del reservorio, y la integridad del sello debe evaluarse con mayor detalle para asegurar un almacenamiento seguro.
Yacimientos con potencial para CO ₂ -EOR [7], [22], [23]	Campos petroleros en etapa avanzada de explotación, en los que la inyección de CO ₂ contribuye al almacenamiento geológico de CO ₂ y a la recuperación mejorada del petróleo.	Combinan la mitigación de emisiones con un beneficio productivo adicional que puede mejorar la viabilidad técnica y económica del proyecto.	Su desempeño depende de la respuesta dinámica del yacimiento y de la compatibilidad del CO ₂ con las propiedades del crudo.
Acuíferos salinos profundos [19], [20], [24]	Formaciones saturadas de agua de alta salinidad, no aptas para el consumo, consideradas como sumideros de alta capacidad.	Ofrecen una mayor capacidad teórica de almacenamiento, por lo que resultan atractivos para proyectos de gran escala.	Presentan mayor incertidumbre geológica y menor disponibilidad de datos directos que los reservorios petroleros, lo que dificulta la estimación precisa de su capacidad.

La Tabla 2 resume los valores mínimos y los rangos considerados para cada tipo de formación analizada en el estudio. Para los reservorios de petróleo y gas se aplicaron los criterios propuestos por el IEAGHG Programme [25], mientras que para los acuíferos salinos se utilizaron los parámetros definidos por Chadwick [26]. Los criterios considerados incluyen parámetros de yacimiento como profundidad, temperatura y presión, que aseguran condiciones favorables para mantener el CO₂ en estado supercrítico; propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y espesor neto, que

controlan la capacidad de almacenamiento geológico; y, en el caso de los reservorios de petróleo, características del fluido como gravedad API y viscosidad del crudo, importantes para confirmar la viabilidad de los procesos de CO₂-EOR. Además, en los acuíferos salinos se considera la salinidad del agua de formación como criterio clave.

TABLA 2
Criterios de selección para reservorios y acuíferos

Criterio	Reservorios de petróleo CO ₂ Storage ^[25]	Reservorios de petróleo CO ₂ -EOR ^[25]	Acuíferos Salinos CO ₂ Storage ^[26]
Profundidad (m)	> 800	> 450 (ideal > 800)	1,000 a 2,500
Temperatura (°C)	≥ 35	28 a 121	---
Presión (MPa)	≥ 7.5	> MMP y < P _f *	---
Porosidad (%)	≥ 10	≥ 3	> 20
Permeabilidad (mD)	≥ 20	≥ 5	> 300
Espesor neto (m)	≥ 10	≥ 10	> 50
Gravedad API (° API)	---	27 a 45	---
Viscosidad del crudo (cP)	---	≤ 6	---
Salinidad (ppm)	---	---	100,000

* MMP = presión mínima de miscibilidad (minimum miscibility pressure); P_f = presión de fractura (fracture pressure)

La identificación de los reservorios en Estados Unidos y Canadá se realizó utilizando la base de datos CCUS Projects Database de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [27]. Para México, Brasil, Colombia y Ecuador se emplearon artículos científicos, tesis y reportes técnicos. En todos los casos, solo se incluyeron formaciones con información mínima consistente sobre presión, temperatura, profundidad, área, espesor neto, porosidad y saturación de agua.

C. Estimación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂

La capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ se estimó utilizando la metodología volumétrica propuesta por Bachu [16], a partir de propiedades petrofísicas y condiciones de yacimiento reportadas en las fuentes consultadas. En este estudio se estimó la capacidad teórica de almacenamiento geológico de CO₂ mediante una aproximación volumétrica, por lo que fue necesario recopilar parámetros petrofísicos y de yacimiento de cada reservorio y acuífero, como la profundidad, el área, el espesor neto, la porosidad, la saturación de agua, la presión y la temperatura. Dicha información se obtuvo principalmente de la base de datos CCUS Projects Database de la IEA, como se indicó en la sección anterior, y se complementó con artículos científicos, tesis y reportes técnicos en aquellos casos en los que no se disponía de información suficiente para una formación específica.

Debido a que la literatura no siempre reporta un único valor para cada propiedad, se consideraron representativos ciertos valores de algunos parámetros. Por ejemplo, en los casos en que se mostraban rangos de porosidad, espesor o saturación de agua, se utilizó un valor promedio para representar el comportamiento medio de la formación considerada. Asimismo, en el caso del factor de recobro, cuando este no fue reportado explícitamente para un reservorio, se asumió un valor de referencia consistente con el tipo de yacimiento y el mecanismo de recuperación descrito en la literatura consultada [28].

Además, la capacidad teórica estimada es especialmente sensible a parámetros como la porosidad y el factor de recobro, debido a su influencia directa en la ecuación propuesta por Bachu. Por esta razón, las variaciones en estos parámetros pueden generar cambios significativos en la capacidad calculada. Al tratarse de una aproximación volumétrica basada en parámetros representativos, esta metodología no incorpora explícitamente algunas restricciones geológicas y dinámicas del reservorio, por lo que los valores obtenidos pueden sobrestimar la capacidad efectiva de almacenamiento y deben interpretarse como estimaciones teóricas preliminares.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, la estimación de la capacidad teórica de almacenamiento se realizó mediante ecuaciones volumétricas, según el tipo de formación analizada, en el caso de los reservorios de petróleo y gas:

$$M_{CO_2} = \rho_{CO_2} [R_f A h \Phi (1 - S_w)] \quad (1)$$

Donde M_{CO_2} es la capacidad teórica de almacenamiento (kg de CO₂), ρ_{CO_2} es la densidad del CO₂ en condiciones de reservorio (kg/m³), R_f es el factor de recobro, A es el área del reservorio (m²), h es el espesor neto (m), Φ es la porosidad y S_w es la saturación de agua.

Para los acuíferos salinos profundos se utilizó la misma formulación volumétrica, considerando las mismas variables, con la diferencia de que S_{wirr} corresponde a la saturación de agua irreducible.

$$M_{CO_2} = \rho_{CO_2} [A h \Phi (1 - S_{wirr})] \quad (2)$$

La densidad del CO₂ se calculó con la librería CoolProp [29] implementada en Python, utilizando como variables de entrada la presión en Pa y la temperatura en K de cada formación, es decir, en unidades del sistema internacional (SI). CoolProp emplea la ecuación de estado de Span y Wagner [30], ampliamente utilizada para representar el comportamiento termodinámico del CO₂ en las fases gaseosa, líquida y supercrítica. Con el fin de garantizar la consistencia entre los

casos, todas las variables se convirtieron previamente a unidades del SI antes del cálculo.

Las capacidades obtenidas deben interpretarse como estimaciones teóricas a nivel de screening, útiles para la comparación preliminar entre formaciones, y no como capacidades operativas o certificadas. Por tanto, este enfoque no incorpora explícitamente restricciones de inyectividad, de eficiencia dinámica de almacenamiento, de heterogeneidad interna, de integridad del sello, de respuesta geomecánica ni de acumulación de presión. En consecuencia, los valores obtenidos pueden sobrestimar la capacidad efectiva de almacenamiento.

D. Integración mediante interfaz

El procesamiento de datos, la comparación de parámetros petrofísicos y la generación de resultados se realizaron en Python. Posteriormente, los resultados se integraron en una aplicación web interactiva desarrollada con Streamlit, un marco de trabajo de código abierto en Python, que permitió visualizar las emisiones de CO₂, las capacidades de almacenamiento estimadas y la distribución geográfica de las formaciones seleccionadas. Esta interfaz se utilizó como herramienta de apoyo para la exploración comparativa de los resultados y la representación de los clústeres propuestos.

III. RESULTADOS

A. Emisiones de CO₂ en América

A partir de los datos de Our World in Data correspondientes al período 1990–2023, se calcularon las emisiones totales de ocho países del continente americano: Canadá, Estados Unidos, México, Venezuela, Colombia, Ecuador, Argentina y Brasil. La Tabla 3 muestra las emisiones totales de CO₂ de Canadá, Estados Unidos y México que corresponden a América del Norte, mientras que la Tabla 4 lo hace para los países de América del Sur seleccionados, incluyendo Brasil, Argentina, Colombia, Venezuela y Ecuador.

TABLA 3
Emisiones de CO₂ en América del Norte

País	Emisiones de CO ₂ (Mt)
Canadá	18,354.93
Estados Unidos	186,820.53
México	14,502.65
Total	219,678.1

TABLA 4
Emisiones de CO₂ en América del Sur

País	Emisiones de CO ₂ (Mt)
Brasil	13,050.66
Argentina	5,467.38
Colombia	2,477.66
Venezuela	4,660.68
Ecuador	1,038.67
Total	26,695.06

Tal como se evidencia en las Tablas 3 y 4, América del Norte emitió 219,678 Mt, mientras que América del Sur generó alrededor de 26,695 Mt, es decir, América del Norte emitió más de 8 veces el volumen de CO₂ que América del Sur. Esto evidencia una mayor intensidad de la actividad industrial y energética en los países del norte, especialmente en Estados Unidos, que por sí solo representa la mayor parte de las emisiones del continente.

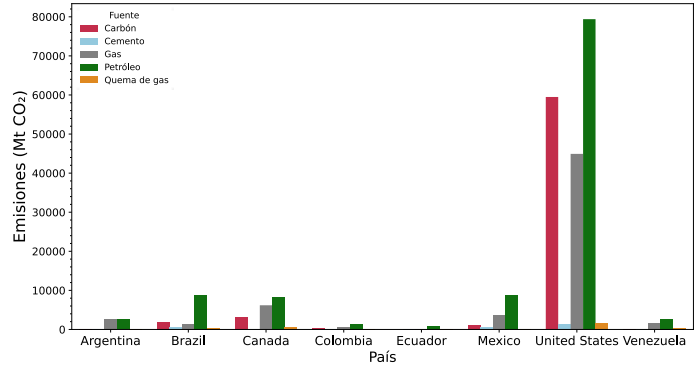


Fig. 2 Emisiones de CO₂ por país y por fuente.

Por otro lado, en la Fig. 2 se presentan las emisiones acumuladas de CO₂; es decir, cada barra representa la suma total de emisiones, en millones de toneladas (Mt), provenientes de una fuente específica en un país determinado durante el periodo 1990-2023.

Estados Unidos se posiciona como el mayor emisor entre los países analizados, con predominio de las emisiones asociadas al petróleo, cercanas a 80,000 MtCO₂. También se observa que presenta emisiones considerables provenientes de la industria del carbón, que fue clave para el auge industrial del país; sin embargo, esta fuente ha disminuido en los últimos años debido al crecimiento del gas natural y de las energías renovables [31].

B. Reservorios y acuíferos seleccionados para el almacenamiento geológico de CO₂

A partir de la aplicación de los criterios geológicos y petrofísicos definidos por el IEAGHG Programme [25] y Chadwick [26] de la Tabla 2, se identificaron reservorios de petróleo y gas depletados y acuíferos salinos profundos con potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ en seis países: Estados Unidos, Canadá, México, Brasil, Colombia y Ecuador. Aunque Argentina y Venezuela fueron considerados inicialmente dentro del análisis regional de las emisiones, no fueron incluidos en esta etapa de estimación debido a que no se encontró información técnica pública suficiente de sus reservorios para aplicar las variables requeridas por la metodología de Bachu.

La Tabla 5 presenta los principales parámetros petrofísicos de la formación Midale del campo Weyburn, Canadá. Los datos

de este campo, considerado en este estudio y empleado como ejemplo representativo, incluyen la presión y la temperatura de yacimiento, empleadas para calcular la densidad del CO₂, así como el área, el espesor neto, la porosidad, la saturación de agua y el factor de recobro, que intervienen directamente en la ecuación volumétrica aplicada. Adicionalmente, variables como la profundidad y la permeabilidad fueron consideradas en la etapa de selección del reservorio por su relevancia para evaluar la viabilidad del almacenamiento geológico. Este reservorio cumple con los criterios propuestos por el IEAGHG Programme presentados en la Tabla 2, por lo que fue considerado apto y seleccionado para este estudio.

TABLA 5
Parámetros petrofísicos de la formación Midale del campo Weyburn, Canadá

Parámetro	Valores
Presión (Pa)	14x10 ⁶
Temperatura (K)	336.15
Profundidad (m)	1450
Área (m ²)	2.2x10 ⁸
Espesor (m)	20
Porosidad (%)	15
Permeabilidad (mD)	300
Saturación de agua (%)	35
Factor de recobro (%)	35

C. Capacidad de almacenamiento geológico de CO₂

La capacidad teórica de almacenamiento geológico de CO₂ se estimó mediante la ecuación 1 para cada uno de los reservorios de petróleo y gas y mediante la ecuación 2 para los acuíferos seleccionados. La Fig. 3 muestra la capacidad estimada de almacenamiento geológico de CO₂ por país, expresada en millones de toneladas de CO₂. Es importante señalar que estas capacidades no representan el potencial total de almacenamiento geológico de cada país, sino únicamente la capacidad estimada de los reservorios y acuíferos específicos que cumplieron con los criterios propuestos en la Tabla 2. Estos cálculos se realizaron a partir de la información técnica disponible, como datos de profundidad, porosidad, espesor neto, saturación de agua y demás parámetros petrofísicos, reportados en las bases de datos consultadas.

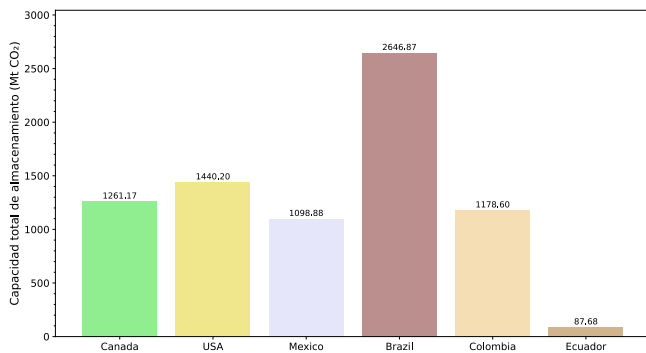


Fig. 3 Capacidad total de almacenamiento geológico de CO₂ para cada país del continente americano.

Se observa que Brasil presenta la mayor capacidad estimada de almacenamiento geológico de CO₂ del continente americano, con más de 2,600 Mt, debido principalmente al campo Búzios, cuyas formaciones Itapema y Barra Velha concentran una parte significativa de este potencial. En segundo lugar, se ubica Estados Unidos, lo cual resulta particularmente relevante considerando que es el mayor emisor de CO₂ del continente, con emisiones acumuladas superiores a 200,000 Mt en el período analizado. Por esta razón, contar con reservorios y acuíferos en los que se pueda almacenar parte de estas emisiones representa una oportunidad clave para mitigar el impacto de sus actividades industriales y energéticas. En tercer lugar se ubica Canadá, que presenta una capacidad total de almacenamiento geológico de CO₂ de 1,261.17 Mt en sus 8 reservorios analizados.

Esta diferencia entre países se relaciona con las características de las formaciones seleccionadas en cada caso. En particular, los países con mayores capacidades estimadas incluyen reservorios o acuíferos de mayor tamaño y con propiedades más favorables para el almacenamiento, mientras que en otros casos los sitios evaluados son de menor escala y, por tanto, presentan capacidades más reducidas. Además, la disponibilidad de información técnica influye en los resultados, ya que el estudio solo consideró formaciones con datos suficientes para aplicar la metodología de estimación.

IV. DISCUSIÓN

A. Producción de petróleo, emisiones y almacenamiento de CO₂ en los Estados Unidos

Con el fin de complementar la relación entre la actividad petrolera, las emisiones y el potencial de almacenamiento, a continuación se analiza el caso de Estados Unidos como ejemplo representativo. Entre los países analizados, Estados Unidos concentra el mayor volumen de emisiones acumuladas de CO₂ y una de las mayores capacidades de almacenamiento geológico.

La Fig. 4 muestra la evolución de la producción anual de petróleo y de las emisiones de CO₂ del sector petrolero en Estados Unidos entre 1990 y 2023. Se observa que ambas variables no mantienen una relación directa a lo largo del tiempo. Por ejemplo, entre 1990 y 2005 la producción disminuyó y las emisiones aumentaron. Este comportamiento puede explicarse porque, durante ese periodo, Estados Unidos incrementó su dependencia de las importaciones para cubrir la demanda interna de petróleo y sus derivados, especialmente en el sector transporte, el cual concentró una proporción significativa del consumo de productos petroleros y de las emisiones por combustión fósil [32]. En contraste, a partir de 2010 la producción volvió a ascender sin que las emisiones mantuvieran la misma trayectoria, lo cual sugiere que las emisiones no dependen únicamente del volumen de petróleo

producido sino también de diferentes factores como la gestión del gas asociado, la reducción de la quema de gas, la eficiencia de procesos y la incorporación de mejoras tecnológicas en los procesos de producción.

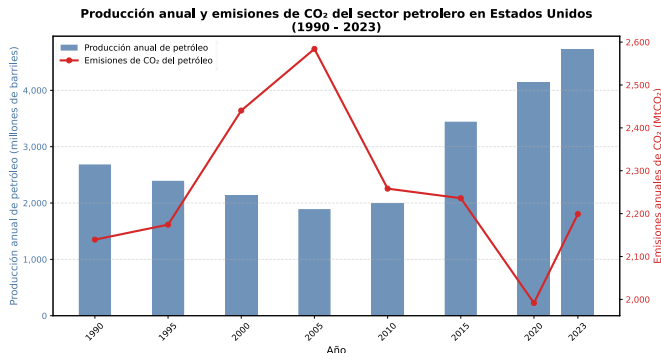


Fig. 4 Producción anual de petróleo y emisiones de CO₂ del sector petrolero en Estados Unidos (1990–2023)

Por lo tanto, el caso de Estados Unidos permite ilustrar que la presión climática del sector petrolero no depende exclusivamente de la escala de producción, sino también de la forma en que dicha producción se desarrolla. Aunque este análisis se presenta únicamente para Estados Unidos como ejemplo representativo, el mismo enfoque comparativo puede aplicarse al resto de los países considerados en el estudio.

B. Modelo de almacenamiento geológico de CO₂: Proyecto Longship – Northern Lights

La intención de este estudio, además de cuantificar las emisiones de los países productores de petróleo en el continente americano e identificar los reservorios o sumideros con potencial para almacenar parte de estas emisiones, es proponer clústeres de almacenamiento geológico que puedan recibir emisiones de CO₂ procedentes de distintos lugares, teniendo en cuenta la cercanía a las fuentes emisoras y la infraestructura necesaria para su transporte.

Bajo este contexto, se tomó como referencia el proyecto Longship de Noruega, uno de los primeros proyectos de CCS en el mundo que está desarrollando una infraestructura para almacenar cantidades significativas de CO₂ de varios países europeos tales como Suecia, Dinamarca y Países Bajos, los cuales han establecido acuerdos comerciales para almacenar parte de sus emisiones al sumidero propuesto por el proyecto [33]. Longship incluye tanto las plantas de captura de CO₂ onshore (planta de cemento de Heidelberg Materials en Brevik, Noruega), como la infraestructura de transporte y almacenamiento geológico de CO₂ desarrollada por Northern Lights, una empresa conjunta de Equinor, TotalEnergies y Shell [34].

El CO₂ capturado se transporta en buques hasta la terminal de recepción en Øygarden, ubicada en la costa oeste de Noruega, y se envía por un oleoducto submarino de 110 km hasta el reservorio Aurora (acuífero salino) en el campo Troll

del Mar del Norte, situado a 2600 m de profundidad. Durante la primera fase de este proyecto, iniciada en agosto de 2025, la capacidad anual de inyección se estima en 1.5 Mt de CO₂ por año y para la segunda fase, que se espera esté operativa durante el segundo semestre del 2028, la capacidad de inyección aumentaría a 5-7 millones de toneladas de CO₂ por año, considerando que el reservorio cuenta con una capacidad total de almacenamiento geológico cercana a 100 Mt de CO₂ [35].

C. Clústeres de almacenamiento geológico de CO₂ propuestos para el continente americano

A partir de los resultados obtenidos en este estudio, se identificaron tres posibles clústeres de almacenamiento geológico. El primero, que corresponde a la región de Norteamérica, se ubicó en Estados Unidos y podría recibir parte de las emisiones de CO₂ generadas en México. El segundo clúster, se ubicó en Brasil y está asociado a la región del Atlántico Sur, el cual tendría la capacidad de recibir y almacenar emisiones provenientes de países como Bolivia, Paraguay y Argentina. Por último, el tercer clúster, se localiza en Colombia, y estaría destinado a recibir emisiones de sus países vecinos como Ecuador, Perú y Venezuela. Cabe destacar que Canadá no se incluye en estos clústeres de almacenamiento, puesto que en este análisis se consideró que sus emisiones de CO₂ serán gestionadas a través de sus propios reservorios. La Fig. 5 presenta los clústeres de almacenamiento geológico de CO₂ propuestos para el continente americano. Estos clústeres deben interpretarse como una propuesta conceptual preliminar basada en cercanía geográfica, infraestructura existente y capacidad estimada de almacenamiento, y no como un diseño optimizado de red fuente-sumidero.



Fig. 5 Clústeres seleccionados para el almacenamiento geológico de CO₂ en América

Uno de los reservorios seleccionados para el primer clúster, ubicado en Norteamérica, es el acuífero de la formación Paluxy del campo petrolero de Citronelle, en Estados Unidos. De acuerdo con los resultados mostrados previamente, este acuífero posee la mayor capacidad individual de la región, permitiendo almacenar 753.19 Mt. Además, su fuente emisora, la Planta Barry, la cual es una planta de generación eléctrica a base de carbón y gas natural, se encuentra ubicada a 15 km de la formación y cuenta desde 2011 con una tubería construida para conectar directamente la planta con la formación [36].

El segundo clúster se ubicó en Brasil, considerando el campo petrolero Lula, puesto que su formación Itapema presenta una alta capacidad de almacenamiento geológico de más de 900 Mt. A diferencia de otros casos, el CO₂ que es inyectado a la formación no proviene de instalaciones industriales, sino del mismo gas que es producido en el yacimiento, para luego poderlo reinyectar como parte de las operaciones de recuperación mejorada de petróleo [37]. Contar con infraestructura offshore existente, es decir, plataformas, tuberías y FPSO (unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga), hace que este sitio sea atractivo para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. La ubicación de este campo en el Atlántico Sur permite proponer una estrategia de almacenamiento a escala regional, en la que las emisiones de CO₂ de países cercanos, como Argentina, Bolivia, Uruguay y Paraguay, podrían ser capturadas en instalaciones terrestres y transportadas hacia la costa brasileña. El CO₂ capturado podría trasladarse mediante ductos terrestres o transporte marítimo para posteriormente enviarlo a las instalaciones offshore existentes del campo Lula.

Finalmente, el tercer clúster propuesto se localiza en Colombia, en la formación Siamana de la cuenca Guajira. Este reservorio, al tener una gran capacidad de almacenamiento geológico, no solo puede recibir y almacenar el CO₂ proveniente de las plantas industriales cercanas a su zona, sino que también puede recibir emisiones de otros países, como Venezuela. Esto es posible gracias al gasoducto Antonio José Ricaurte, que conecta Puerto Ballenas en Colombia con el lago de Maracaibo en Venezuela, a aproximadamente 250 km de distancia [38].

D. Balance de carbono

El balance de carbono permitió estimar el volumen de emisiones de CO₂ que permanecerían en la atmósfera tras el almacenamiento en los reservorios y acuíferos propuestos en este estudio. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$Net\ C = C - S \quad (3)$$

Donde *Net C* son las emisiones netas de CO₂ que llegan a la atmósfera (Mt CO₂), *C* son las emisiones totales de CO₂ (Mt CO₂) y *S* es la capacidad total de almacenamiento geológico de CO₂ de los sumideros propuestos (Mt CO₂).

Mediante este balance se calculó, además, el porcentaje de remoción de CO₂ de la atmósfera, tomando en cuenta las capacidades de almacenamiento estimadas, de la siguiente manera:

$$\% \text{ Remoción} = \frac{S}{C} \times 100 \quad (4)$$

A partir de las ecuaciones (3) y (4), se calculó el balance de carbono y el porcentaje de remoción de emisiones de CO₂ para cada uno de los clústeres de almacenamiento geológico propuestos, así como para el clúster correspondiente al proyecto Longship, utilizado como caso de referencia. Para cada clúster, el cálculo se realizó considerando la suma de las emisiones totales de los países que lo integran, y comparándolas con la capacidad de almacenamiento geológico disponible en el reservorio para dicho clúster.

En la Fig. 6 se presenta la cantidad de emisiones de CO₂ que han sido removidas de la atmósfera a través de la capacidad de almacenamiento geológico de los clústeres propuestos para el continente americano, así como del clúster del proyecto de referencia Longship, en Noruega.

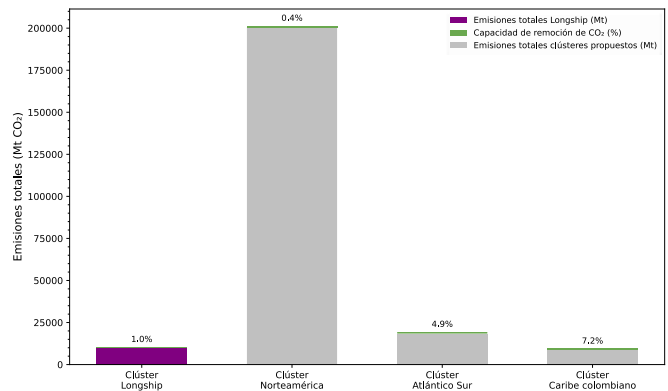


Fig. 6 Remoción de CO₂ frente a las emisiones totales de cada clúster

En el caso del clúster de Norteamérica, conformado por Estados Unidos y México, las emisiones acumuladas alcanzan 201,323.18 Mt de CO₂, mientras que la capacidad de almacenamiento geológico estimada es de 753.19 Mt, lo que genera un balance de carbono de 200,569.99 Mt y un porcentaje de remoción de apenas 0.4%. Esto evidencia que, pese a contar con mayor infraestructura y experiencia en proyectos CCS/CCUS, el volumen de las emisiones supera ampliamente la capacidad de almacenamiento geológico identificada en el reservorio analizado para dicho clúster.

Para el clúster del Atlántico Sur, las emisiones acumuladas entre 1990-2023 ascienden a 19,358.36 Mt de CO₂ y la capacidad de almacenamiento geológico estimada fue de 940.03 Mt, obteniendo de esta forma un balance de 18,418.33 Mt y un porcentaje de remoción de CO₂ de 4.86%. A pesar de que este valor es mayor en comparación al valor obtenido para el clúster norteamericano, continúa siendo limitado frente al total de las emisiones acumuladas.

En el caso del clúster del Caribe colombiano, con emisiones acumuladas de 9,423.25 Mt de CO₂ y una capacidad de almacenamiento geológico de 682.73 Mt, el balance de carbono estimado fue de 8,740.52 Mt logrando una remoción de 7.25%, el resultado más alto entre los clústeres propuestos para el continente americano.

Por otro lado, el clúster del proyecto Longship presentó emisiones acumuladas de 10,363.48 Mt de CO₂ y una capacidad de almacenamiento geológico en su acuífero de 100 Mt, lo cual corresponde a un porcentaje de remoción de apenas 0.96%. Sin embargo, esto no ha sido una limitación para la continuidad del proyecto, ya que, como se mencionó anteriormente, se tiene prevista una segunda fase del proyecto para el año 2028, lo cual podría incrementar su capacidad de mitigación en el futuro.

Estos resultados reflejan la situación actual de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono en la región y el continente. Según Henze [39], la cantidad de CO₂ capturada hasta el 2022 fue de apenas 43 Mt, lo que representó un 0.1% de las emisiones globales y se tiene previsto que para el 2030, si todos los proyectos propuestos entran en operación, la capacidad de captura podría alcanzar los 279 millones de toneladas de CO₂, lo que representaría un 0.6% de las emisiones actuales. Esto pone en evidencia que si bien el almacenamiento geológico de CO₂ es una herramienta clave para la mitigación del cambio climático, por sí solo no es suficiente para reducir de manera significativa las grandes concentraciones de CO₂ en la atmósfera, por lo que resulta necesario complementarlo con otras estrategias que incluyan políticas de mitigación a nivel estatal y empresarial, como la reducción de emisiones en las fuentes y el desarrollo de tecnologías CCUS, para que se construya un ciclo completo y efectivo.

E. Riesgos geomecánicos de la inyección de CO₂

Es importante tener en consideración que la inyección de CO₂ en una formación genera inevitablemente un aumento en la presión del poro [40]. Este incremento debe ser monitoreado y controlado durante toda la operación de inyección puesto que, si supera los límites operativos del sistema, se puede ver comprometida la estabilidad geomecánica del reservorio [6].

Por esta razón, el presente estudio debe interpretarse como una estimación preliminar del potencial de almacenamiento geológico de CO₂, basada únicamente en la capacidad de los reservorios seleccionados. En etapas posteriores será necesario complementar esta evaluación con estudios geomecánicos específicos, proyectos piloto, así como evaluaciones regulatorias y económicas, con el fin de determinar si es finalmente viable la inyección de CO₂ en los reservorios identificados. Asimismo, la viabilidad de estos sitios dependerá del marco regulatorio aplicable en cada país, incluyendo permisos de inyección, requerimientos de monitoreo, verificación y asignación de responsabilidades a largo plazo.

V. CONCLUSIONES

- Este estudio evidenció que Estados Unidos concentra cerca del 75% de las emisiones acumuladas de CO₂ del continente americano, consolidándose como el principal emisor regional y uno de los mayores a nivel mundial. Este resultado refleja su alta dependencia de los combustibles fósiles en sectores como la generación eléctrica, la industria y el transporte.
- Entre los reservorios analizados, el campo Lula en Brasil, específicamente la formación Itapema en la cuenca de Santos, presentó la mayor capacidad de almacenamiento geológico (940.03 Mt), consolidándose como el sitio más representativo dentro de los clústeres propuestos. Además, Brasil es el único país sudamericano con proyectos activos de EOR mediante inyección de CO₂.
- El análisis también permitió identificar que la disponibilidad de infraestructura y la ubicación estratégica de ciertos reservorios refuerzan su atractivo preliminar como candidatos para futuros proyectos CCS/CCUS.
- El balance de carbono demostró que la capacidad total de almacenamiento geológico estimada para todas las formaciones evaluadas en los seis países analizados solo permitiría mitigar aproximadamente el 3.1% de las emisiones acumuladas del continente americano desde 1990 hasta el 2023, por lo que el almacenamiento geológico, aunque técnicamente prometedor, resulta insuficiente por sí solo para compensar la magnitud de las emisiones del continente, considerando la capacidad total de todas las formaciones evaluadas en los seis países.

AGRADECIMIENTO/RECONOCIMIENTO

La autora expresa su sincero agradecimiento a todo el equipo de trabajo.

REFERENCIAS

- [1] M. Redlin and T. Gries, "Anthropogenic climate change: the impact of the global carbon budget," Springer, Oct. 2021. doi: 10.1007/s00704-021-03764-0.
- [2] M. Crippa *et al.*, "GHG emissions of all world countries - 2025 Report," 2025. doi: 10.2760/5917997.
- [3] S. K. Rose, R. Richels, G. Blanford, and T. Rutherford, "The Paris Agreement and next steps in limiting global warming," *Clim. Change*, vol. 142, no. 1–2, pp. 255–270, May 2017, doi: 10.1007/s10584-017-1935-y.
- [4] International Energy Agency, "Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions A World Energy Outlook Special Report on the Oil and Gas Industry and COP28," Jun. 2023.
- [5] E. Hanson, C. Nwakile, and V. O. Hammed, "Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: Evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions," *Results in Surfaces and Interfaces*, vol. 18, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.rsurfi.2024.100381.
- [6] S. Wang, K. Jin, W. Zhao, L. Ding, J. Zhang, and D. Xu, "Mechanism, Modeling and Challenges of Geological Storage of

- Supercritical Carbon Dioxide,” Aug. 01, 2025, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/en18164338.
- [7] S. Davoodi, M. Al-Shargabi, D. A. Wood, M. Mehrad, and V. S. Rukavishnikov, “Carbon dioxide sequestration through enhanced oil recovery: A review of storage mechanisms and technological applications,” Jun. 15, 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.fuel.2024.131313.
- [8] R. Wang, “Status and perspectives on CCUS clusters and hubs,” Jan. 01, 2024, *KeAi Communications Co*. doi: 10.1016/j.uncres.2023.100065.
- [9] P. S. Ringrose *et al.*, “The in salah CO2 storage project: Lessons learned and knowledge transfer,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2013, pp. 6226–6236. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.551.
- [10] K. Worth *et al.*, “Aquistore project measurement, monitoring, and verification: From concept to CO2 injection,” *Energy Procedia*, vol. 63, pp. 3202–3208, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.345.
- [11] S. Hovorka, “Petra Nova West Ranch Oil Field CO2 Monitoring, Reporting and Verification (MRV) Plan,” 2021.
- [12] M. M. Ali Awan and F. U. Din Kirmani, “Achieving low-carbon future through CO2 storage: A comprehensive review of global projects and policies,” *KeAi Publishing Communications Ltd.*, Sep. 2025. doi: 10.1016/j.ptlrs.2025.04.004.
- [13] X. Sun, J. Alcalde, E. Gomez-Rivas, L. Struth, G. Johnson, and A. Travé, “Appraisal of CO2 storage potential in compressional hydrocarbon-bearing basins: Global assessment and case study in the Sichuan Basin (China),” *Geoscience Frontiers*, vol. 11, no. 6, pp. 2309–2321, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.gsf.2020.02.008.
- [14] E. Yáñez, A. Ramírez, V. Núñez-López, E. Castillo, and A. Faaij, “Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 94, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.102938.
- [15] J. J. Dooley, “Estimating the supply and demand for deep geologic CO2 storage capacity over the course of the 21st century: A meta-analysis of the literature,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2013, pp. 5141–5150. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.429.
- [16] S. Bachu *et al.*, “CO2 storage capacity estimation: Methodology and gaps,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 1, no. 4, pp. 430–443, 2007, doi: 10.1016/S1750-5836(07)00086-2.
- [17] Our World in Data, “CO2 emissions by fuel,” Accessed: Apr. 30, 2026. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/emissions-by-fuel>
- [18] A. Alsubaih, K. Sepehrnoori, D. Mojdeh, and M. A. Lopez, “A comprehensive review of CO2 subsurface storage: Integrity, safety, and economic viability,” Sep. 01, 2025, *KeAi Communications Co*. doi: 10.1016/j.engeos.2025.100441.
- [19] T. Ajayi, J. S. Gomes, and A. Bera, “A review of CO2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches,” Oct. 01, 2019, *China University of Petroleum Beijing*. doi: 10.1007/s12182-019-0340-8.
- [20] R. H. Worden, “Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) in Saline Aquifers versus Depleted Gas Fields,” *Geosciences (Switzerland)*, vol. 14, no. 6, Jun. 2024, doi: 10.3390/geosciences14060146.
- [21] B. Wei, B. Wang, X. Li, M. Aishan, and Y. Ju, “CO2 storage in depleted oil and gas reservoirs: A review,” Aug. 01, 2023, *Yandy Scientific Press*. doi: 10.46690/ager.2023.08.02.
- [22] X. Zhou *et al.*, “Review of Carbon dioxide utilization and sequestration in depleted oil reservoirs,” Sep. 01, 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2024.114646.
- [23] S. Benson *et al.*, “Underground geological storage,” in *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, 2005, ch. 5.
- [24] IPCC, “IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage,” 2018.
- [25] IEA GHG Programme, “CCS SITE CHARACTERISATION CRITERIA Technical Study,” 2009. [Online]. Available: www.ieagreen.org.uk
- [26] R. A. . Chadwick, *Best practice for the storage of CO2 in saline aquifers : observations and guidelines from the SACS and CO2STORE projects*. British Geological Survey, 2008.
- [27] International Energy Agency, “CCUS Projects Database,” IEA. Accessed: Jun. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>
- [28] A. Roustazadeh, B. Ghanbarian, M. B. Shadmand, V. Taslimitehrani, and L. W. Lake, “Estimating hydrocarbon recovery factor at reservoir scale via machine learning: Database-dependent accuracy and reliability,” *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 128, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.engappai.2023.107500.
- [29] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, “Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508, Feb. 2014, doi: 10.1021/ie4033999.
- [30] R. Span and W. Wagner, “A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa,” *J. Phys. Chem. Ref. Data*, vol. 25, no. 6, pp. 1509–1596, 1996, doi: 10.1063/1.555991.
- [31] C. Cleveland, “La historia de la producción de carbón en Estados Unidos,” *Visualizing Energy*. Accessed: Jul. 31, 2025. [Online]. Available: <https://visualizingenergy.org/the-history-of-coal-production-in-the-united-states/>
- [32] U.S. Energy Information Administration, “Oil and petroleum products explained: Oil imports and exports.” Accessed: Apr. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php>
- [33] Gassnova, “The Longship CCS Project.” Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: <https://ccsnorway.com/the-project/>
- [34] TotalEnergies, “Northern Lights: A CO2 Transport and Storage Project to Reduce Industrial Emissions in Europe.” Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: <https://totalenergies.com/company/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-norway>
- [35] C. Lambton, “Northern Lights – Presentation and status update,” Jun. 2022. Accessed: Aug. 16, 2025. [Online]. Available: https://fossil.energy.gov/archives/csrf/sites/default/files/documents/Bergen2022/Northern-Lights_CSLF-Bergen-2022.pdf
- [36] B. Brown and K. J. Nemeth, “Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB) Phase III Anthropogenic CO2 Injection Field Test,” 2012.
- [37] K. Novak Mavar, N. Gaurina-Medimurec, and L. Hrnčević, “Significance of enhanced oil recovery in carbon dioxide emission reduction,” Feb. 02, 2021, *MDPI*. doi: 10.3390/su13041800.
- [38] O. Polanco, “Consulta previa en la construcción del megaproyecto del gasoducto colombovenezolano ‘Antonio Ricaurte.’” Accessed: Aug. 13, 2025. [Online]. Available: <https://www.semillas.org.co/es/consulta-previa-en-la-construccion-del-megaproyecto-del-gasoducto-colombovenezolano-antonio-ricaurte>
- [39] V. Henze, “Global Carbon Capture Capacity Due to Rise Sixfold by 2030,” Oct. 2022. Accessed: Aug. 17, 2025. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/insights/finance/global-carbon-capture-capacity-due-to-rise-sixfold-by-2030/>
- [40] Y. Song, S. Jun, Y. Na, K. Kim, Y. Jang, and J. Wang, “Geomechanical challenges during geological CO2 storage: A review,” Jan. 15, 2023, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.cej.2022.140968.