

Prospectiva para analizar el impacto del almacenamiento de CO₂ en Estados Unidos en
formaciones del subsuelo

Ciro Santiago Ramírez Mantilla

Carlos Felipe Ramírez Roa

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD

Codirector

Diego Armando Vargas Silva, PhD

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A mi mamá, Johanna Mantilla, la mujer más importante en mi vida. Siempre apoyándome e impulsándome a ser mejor hombre y persona cada día, gracias por recordarme que las cosas se tienen que hacer con el corazón y que nunca estaré solo, espero estés orgullosa.

A mi papá, Ciro Ramírez, que me ha enseñado a que si me caigo me levanto con más fuerza, que no hay nada con lo que no pueda, si tengo a Dios, que siempre cuento con su respaldo y su apoyo en los proyectos y decisiones que tome, porque quiere verme feliz y avanzar.

A mi hermano Alfonso que me acompaña desde el cielo, gracias por enseñarme a ser mejor persona, mejor hijo, por siempre buscar la mejor forma para solucionar las adversidades.

A mi hermana Andrea, por siempre preocuparse por mí, por hacerme feliz y escucharme, por las enseñanzas y cuidarme como un hijo siempre, espero estes orgullosa hermanita.

A mis padrinos Carmencita y Lucho, a sus hijas Isa, Mari y Xime, por quererme como un miembro de su familia, cuidarme y apoyarme desde que tengo uso de razón.

A las personas que la vida puso en mi camino Juan Andrés Hernández, Valentina Pérez, Camilo Vicuña, Isaac Pedraza, Silvia Peñaloza, Juan Arciniegas, Eduardo Mancilla, Rosario Duarte por siempre brindarme su apoyo y su amistad incondicional, son mi familia.

A mis amigos, especialmente Laura Sierra y Oscar Blanco, esto no sería posible sin su ayuda; Ángel González, Nelson Silva, Christian Vargas, Jeffrey Calderón, Cesar Rubial, Juan Motta y Mafe Cepeda, por ser quienes me impulsaron y acompañaron durante la carrera, los llevo en mi corazón.

Ciro Santiago Ramírez Mantilla.

Agradecimientos

Al Doctor Gustavo Villamizar, Luz Stella y Camila Acosta, por recibirme en su hogar, cuidarme como un hijo, acompañarme y apoyarme durante todos estos años.

A la Doctora Zuly Calderón, por darme la oportunidad de investigar junto a ella y tener una perspectiva más profesional de la industria, por enseñarme del CO₂ y despertar mi interés en este tema desde el 2023 cuando la conocí en clase.

Al Doctor Diego Vargas por sus valiosos aportes a esta investigación, la colaboración, paciencia y consejos brindados.

Al Doctor Emiliano Ariza por darme la oportunidad de aprender de él cuando vi perforación de pozos, lo considero un ingeniero ejemplar y aun mejor persona, gracias por enseñarme que las situaciones de mayor presión se deben afrontar con calma y la cabeza en alto.

A la ingeniera Olga Ortiz por su forma de educar y compartir conocimiento, gracias.

A la Universidad Industrial de Santander, especialmente a la escuela de petróleos, por brindarme la educación de la mejor calidad, tanto académica como personal, y a todo el personal docente por ofrecer nuevas oportunidades para investigar y aprender.

Ciro Santiago Ramírez Mantilla.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1. Objetivo general.....	12
1.2. Objetivos específicos	12
2. Mecanismos de Almacenamiento de CO ₂	13
2.1 Carbon Capture and Storage	14
2.1.1 Captura.....	14
2.1.2 Transporte	15
2.1.3 Almacenamiento	15
2.2 Tipos de entrapamiento del CO ₂	16
2.2.1 Entrapamiento estratigráfico/estructural.....	16
2.2.2 Entrapamiento Hidrodinámico.....	17
2.2.3 Entrapamiento Residual.....	18
2.2.4 Entrapamiento por Solubilidad	19
2.2.5 Entrapamiento Mineral	20
2.2.6 Entrapamiento por adsorción.....	20
2.3 Medios geológicos adecuados para el almacenamiento de CO ₂	21
2.3.1 Criterios específicos de las distintas opciones de almacenamiento de CO ₂	21
3. Emisiones de CO ₂ y su Impacto en el Cambio Climático	25
3.1. Principales fuentes de emisiones de CO ₂	25
3.1.1 Transporte:	26
3.1.2 Generación de energía eléctrica:.....	26
3.1.3 Otras fuentes importantes de emisiones de CO ₂ :	27
3.2 Impacto de las emisiones de CO ₂ en el cambio climático	29
3.3 Acuerdos y políticas.....	30
3.3.1 Acuerdos Internacionales.....	31
3.3.2 Incentivos.....	31
3.3.3 Regulaciones.....	31
3.3.4 Programas voluntarios.	32

4.	Flujo de Trabajo para el aprovechamiento, almacenamiento y uso del CO ₂	34
4.1	Planificación y Estimación del Almacenamiento CO ₂	34
4.2	Identificación de formaciones geológicas adecuadas	35
4.2.1	Acuíferos salinos profundos.	36
4.2.2	Yacimientos agotados de hidrocarburos	36
4.2.3	Cavernas salinas.....	37
4.2.4	Mantos de carbón inexplotables.....	37
4.3	Evaluación de la capacidad de almacenamiento	39
4.4	Requerimiento de la zona de interés	40
4.4.1	Determinar la continuidad y grosor de los sellos geológicos	40
4.4.2	Evaluar la interacción del CO ₂ con los minerales de la formación.....	41
4.4.3	Identificar posibles fracturas o fallas que puedan comprometer la contención del gas	41
4.5	Evaluación de riesgos y monitoreo	41
4.5.1	Aspectos regulatorios y económicos.....	44
4.5.2	Información general de las principales cuencas.....	45
4.6	Ejemplo de caracterización geológica aplicado a la Cuenca Pérmica	49
4.6.1	Tipos de formación de almacenamiento primarios.....	50
4.6.2	Proyecto referente suspendido: Petra Nova	56
5	Volumen de CO ₂ gestionado en proyectos de CCS/CCUS en Estados Unidos.....	58
5.1	Potencial de almacenamiento de proyectos de CCUS/CCS	60
5.2	Descripción general de los proyectos operativos y en desarrollo	61
5.3	Volumen histórico estimado de CO ₂ gestionado por proyectos de CCUS	65
6	Almacenamiento, aprovechamiento y uso del CO ₂	67
7	Proyecciones de almacenamiento y uso del CO ₂	71
7.1	Escenario actual. Emisiones actuales de CO ₂ vs aprovechamiento de CO ₂	71
7.2	Escenario prospectivo. Aprovechamiento de CO ₂ vs emisiones proyectadas.	73
8	Conclusiones	79
9	Recomendaciones	80
10	Bibliografía	80

Lista de figuras

Figura 1 Entrampamiento residual.....	19
Figura 2 <i>Emisiones equivalentes por sector</i>	26
Figura 3 Flujo de trabajo para la captura y almacenamiento de CO ₂	35
Figura 4 Mecanismos de captura y almacenamiento de CO ₂	38
Figura 5 Storage Assessment Unit, Cross Section.	55
Figura 6. Flujo de trabajo para la planificación y estimación del volumen de almacenamiento y aprovechamiento de CO ₂	55
Figura 7 Mapa Interactivo CCS	61
Figura 8 Emisiones anuales de CO ₂ relacionadas con la energía	68
Figura 9 Emisiones producidas en diferentes regiones del mundo desde el año 2000 hasta 2024	72
Figura 10 Emisión y captura de CO ₂ durante los últimos 11 años	73
Figura 11 Estimación del cambio de emisiones de CO ₂	74
Figura 12 Proyección de la producción de gases de efecto invernadero	74
Figura 13 Estimación de la emisión de captura y CO ₂ a los proyectos con operación al 2030 ..	78

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Comparación CCS vs DAC	13
Tabla 2. Parámetros petrofísicos según el tipo de formación para CCUS y CCS.	24
Tabla 3 Emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía en Estados Unidos por fuente y sector.	28
Tabla 4 Ventajas y desventajas dependiendo del método de inyección de CO ₂	42
Tabla 5 <i>Petrofísica de las cuencas de Illinois, Michigan y Costa del Golfo de México</i>	45
Tabla 6 Geología general de las cuencas de Paradox, Williston y Apalaches.....	47
Tabla 7. Estimación de recursos de almacenamiento técnicamente accesibles.	53
Tabla 8 Instalaciones CCS en EE. UU.....	63
Tabla 9 Volumen histórico de CO ₂ generado en CCUS	65
Tabla 10 Total de emisiones de CO ₂ en Estados Unidos.....	67
Tabla 11 CO ₂ Total Utilizado, Capturado y Producción Incremental en Recuperación Mejorada de Petróleo.	70
Tabla 12 Proyectos de aprovechamiento de CO ₂	75

Resumen

Título: Prospectiva para analizar el impacto del almacenamiento de CO₂ en Estados Unidos en formaciones del subsuelo*

Autores: Ciro Santiago Ramírez Mantilla y Carlos Felipe Ramírez Roa**

Palabras clave: CCS, CCUS, emisiones de CO₂, cambio climático.

Descripción: El propósito fundamental de este proyecto es estimar el posible impacto positivo del almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, específicamente en formaciones geológicas, considerando las metas del Acuerdo de París. El estudio busca desarrollar un análisis prospectivo que incluya flujos de trabajo para estimar volúmenes y analizar los efectos e impactos del almacenamiento de CO₂ en formaciones del subsuelo en Estados Unidos, evaluando la sostenibilidad de la tecnología CCUS para mitigar el cambio climático y contribuir a una transición más sostenible. Para ello, se analizaron las emisiones de CO₂ en Estados Unidos y su efecto en el cambio climático, se desarrolló un flujo de trabajo para la planificación y estimación del almacenamiento en formaciones geológicas, se estimó el volumen de CO₂ gestionado en proyectos CCUS de acuerdo con la información disponible de fuentes oficiales, y se realizó un estudio prospectivo mediante escenarios para proyectar el almacenamiento teórico y uso de CO₂ y su impacto directo en el cambio climático. Se plantearon dos escenarios prospectivos para el almacenamiento de CO₂, el primero alineado con las emisiones actuales y la gestión de CO₂, el segundo escenario alineado con las emisiones proyectadas por la EPA y la gestión del CO₂ si los proyectos planeados y en desarrollo cumplen con las cifras que proyectan almacenar. Finalmente, se concluye, que el éxito del CCS y CCUS en la mitigación del cambio climático en Estados Unidos depende de políticas de apoyo consistentes y a largo plazo, la ejecución de los proyectos y los avances tecnológicos. El monitoreo continuo de los proyectos de inyección de CO₂ es crucial para mitigar riesgos como fugas, daños a la formación y sismicidad inducida.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD. Codirector: Diego Armando Vargas Silva, Ph.D.

Abstract

Title: Prospective analysis of the impact of CO₂ storage in subsurface formations in the United States.

Authors: Ciro Santiago Ramírez Mantilla and Carlos Felipe Ramírez Roa.

Keywords: CCS, CCUS, CO₂ emissions, climate change.

Description: The fundamental purpose of this project is to estimate the potential positive impact of CO₂ storage in the subsurface, specifically in geological formations, considering the goals of the Paris Agreement. The study seeks to develop a prospective analysis that includes workflows to estimate volumes and analyze the effects and impacts of CO₂ storage in subsurface formations in the United States, evaluating the sustainability of CCUS technology to mitigate climate change and contribute to a more sustainable transition. To this end, CO₂ emissions in the United States and their effect on climate change were analyzed, a workflow was developed for planning and estimating theoretical storage in geological formations, the volume of CO₂ managed in CCUS projects was estimated, and a prospective study was conducted using scenarios to project CO₂ storage and use and its direct impact on climate change. Two prospective scenarios were proposed for CO₂ storage: the first aligned with current emissions and CO₂ management, and the second scenario aligned with the emissions projected by the EPA and CO₂ management if the planned and ongoing projects meet the amounts they project to store. Finally, it is concluded that the success of CCS and CCUS in mitigating climate change in the United States depends on consistent, long-term supportive policies, project execution, and technological advancements. Finally, it is concluded that the success of CCS and CCUS in mitigating climate change in the United States depends on consistent and long-term support policies, sustained investment, and technological advancements. Continuous monitoring of CO₂ injection projects is crucial to mitigate risks such as leaks, formation damage, and induced seismicity.

* Bachelor's Thesis

** Faculty of Physicalchemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD. Codirector: Diego Armando Vargas Silva, Ph.D.

Introducción

Actualmente, el mundo se encuentra inmerso en un período fundamental, conocido como la transición energética. Esta transición es una respuesta urgente para hacer frente al cambio climático, el cual se ha convertido en una realidad innegable, en gran parte debido a las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) liberadas en la atmósfera.

La génesis de esta problemática puede trazarse hasta la Revolución Industrial, que dio inicio en 1750 aproximadamente. Desde entonces, las actividades humanas han contribuido significativamente al cambio climático al introducir CO₂ y otros gases de efecto invernadero que atrapan el calor en la atmósfera. El CO₂ atmosférico forma parte integral del ciclo global del carbono y, por lo tanto, su destino es una compleja interacción de procesos geoquímicos y biológicos.

Es importante destacar que, aunque parte del exceso de dióxido de carbono se absorbe relativamente rápido, por ejemplo, en la superficie de los océanos, otra parte subsiste en la atmósfera durante milenios. Esto se debe en parte a la lentitud del proceso de transferencia hacia los sedimentos oceánicos.

En este orden de ideas, el propósito fundamental de este proyecto es llevar a cabo una estimación del posible impacto positivo que podría conllevar el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, en particular en formaciones geológicas específicas. Este análisis se efectuará considerando las metas y compromisos estipulados en el Acuerdo de París, un hito histórico en el que las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) acordaron de manera unánime combatir el cambio climático. Además, se comprometieron a acelerar e intensificar las acciones y las inversiones necesarias para forjar un

futuro sostenible, caracterizado por bajas emisiones de carbono.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, en este proyecto se pretende desarrollar un estudio de prospectiva que incluye flujos de trabajo, que permita estimar volúmenes y analizar los efectos e impactos producidos por el almacenamiento de (CO₂) en formaciones del subsuelo, evaluando también la sustentabilidad de esta tecnología (CCUS), con el fin de determinar su viabilidad y contribución efectiva a la mitigación del cambio climático y a la transición hacia un futuro más sostenible.

1. Objetivos

1.1.Objetivo general

Desarrollar un estudio prospectivo con la finalidad de analizar el impacto que tiene el almacenamiento de CO₂ a nivel de Estados Unidos en formaciones del subsuelo.

1.2.Objetivos específicos

Analizar la evolución y el estado actual de las emisiones de CO₂ en Estados Unidos y su efecto directo en el fenómeno del cambio climático.

Desarrollar un flujo de trabajo integral de aspectos primordiales que permitan planificar y estimar el volumen de almacenamiento y aprovechamiento del dióxido de carbono (CO₂) en las diversas formaciones geológicas del subsuelo, tomando como referencia casos de estudio y proyectos desarrollados en Estados Unidos.

Estimar el volumen de dióxido de carbono CO₂ que se está gestionando en Estados Unidos en proyectos de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) relacionados a formaciones geológicas del subsuelo, incluyendo los proyectos en ejecución y los que están en estudio de viabilidad.

Realizar un estudio de prospectiva mediante escenarios, que permitan estimar las proyecciones de almacenamiento y uso del CO₂ en Estados Unidos y su impacto directo sobre el cambio climático.

2. Mecanismos de Almacenamiento de CO₂

La captura y almacenamiento de carbono, conocida como CCS por sus siglas en inglés (carbon, capture and storage), es un proceso que consiste en la captura del CO₂ emitido por plantas de producción de energía y otras industrias y su almacenamiento.

Los métodos CCS/CCUS buscan capturar el dióxido de carbono (CO₂) que se genera como consecuencia de procesos industriales (quema de combustibles fósiles, producción de acero, gas natural, etc.) de tal forma que dichas emisiones no se liberen a la atmósfera. En este orden de ideas, en la tabla 1 se presenta un cuadro comparativo entre los métodos de captura asociados a las tecnologías CCS vs las tecnologías DAC.

Tabla 1 Comparación CCS vs DAC

Característica	CCS (Carbon Capture and Storage)	DAC (Direct Air Capture)
Fuente de CO ₂	Emisiones concentradas de grandes fuentes industriales	Aire ambiente (CO ₂ difuso en la atmósfera)
Concentración de CO ₂	Alta (ej. 5 - 15% o más en gases de combustión)	Muy baja (aprox. 0.04% o +400 ppm)
Objetivo primario	Evitar nuevas emisiones a la atmósfera desde fuentes puntuales.	Remover CO ₂ ya existente en la atmósfera (emisiones negativas).
Ubicación	Ligada a la fuente industrial.	Flexible, puede ubicarse en muchos lugares (depende de energía y almacenamiento).
Tecnología	Procesos para separar CO ₂ de gases de combustión.	Grandes ventiladores y materiales que adsorben/absorben CO ₂ del aire.
Desafío principal	Costo de la captura, transporte y almacenamiento; viabilidad a largo plazo.	Alto costo energético y económico debido a la baja concentración de CO ₂ .

Nota: Adaptado de International Energy Agency. (2024). *Carbon Capture, Utilization and Storage*.

2.1 Carbon Capture and Storage

2.1.1 Captura

En la primera etapa el CO₂ se captura de la fuente de emisión; estas fuentes se encuentran en distintos procesos industriales que liberan CO₂ como producto de alguna reacción química a lo largo del proceso. Una vez capturado, el CO₂ se comprime y se transporta a través de tuberías o camiones cisterna hasta el lugar de almacenamiento. (Carbon Neutral+, 2025).

Es importante mencionar que el carbono puede ser capturado en muchos procesos a gran escala, como por ejemplo en centrales eléctricas y en el procesamiento del gas natural. Hay diferentes formas de hacerlo. La captura se puede realizar después de que se quemen los combustibles fósiles retirando el CO₂ emitido por los tubos de escape (o las chimeneas industriales), que generalmente se liberan al aire.

También existen métodos para capturar la pre-combustión del carbono. En este caso se atrapa el CO₂ antes de que se queme el combustible mediante procesos llamados «gasificación» o «reformación». Esto ocurre cuando el combustible se quema parcialmente y se convierte en un gas sintético, de donde se puede extraer el CO₂.

Finalmente, existe un proceso llamado oxicomcombustión, en el que el combustible se quema en un entorno de oxígeno en lugar de hacerlo en uno de aire. El resultante son gases que contienen principalmente CO₂ y agua. Cuando el agua se enfría y se condensa, se puede capturar el CO₂ restante.

2.1.2 Transporte

En la segunda etapa, el CO₂ se transporta desde la fuente de emisión hasta el lugar de almacenamiento. El transporte del CO₂ puede realizarse de dos formas distintas:

A través de cañerías (piping). Se transporta el CO₂ hasta los yacimientos donde será almacenado. Este método es el más efectivo para distancias cortas o medianas.

En recipientes a alta presión dentro de barcos o trenes. Este método se usa para distancias largas o fines particulares (Suarez, 2025).

2.1.3 Almacenamiento

En la tercera etapa, el CO₂ se almacena en depósitos geológicos a gran profundidad en el subsuelo que no tienen ningún valor para el ser humano. Los depósitos geológicos incluyen formaciones de sal, acuíferos profundos y yacimientos de petróleo y gas agotados. El CO₂ se inyecta en el depósito y se sella para evitar fugas.

También puede inyectarse en formaciones ricas en ciertos minerales que, a lo largo de un tiempo, reaccionan químicamente con el CO₂ para dar carbonatos. Esto soluciona el problema de fugas del método anterior, ya que el CO₂ se convierte en otro compuesto a través de una reacción química (Carbon Neutral+, 2025).

El CO₂ puede estar en las formaciones geológicas profundas en forma de gas, líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la profundidad del almacén. El comportamiento y la variación de las propiedades del CO₂ con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad, es uno de los factores más importantes para evaluar la idoneidad de cuencas y formaciones sedimentarias frente a un

potencial almacenamiento de CO₂ (Bachu, 2000).

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. El punto crítico en el que el CO₂ pasa a fase supercrítica está definido en 31.1 °C y 7.38 MPa. Por debajo de este punto, el CO₂ se encuentra en forma de gas o líquido y, por encima, en estado supercrítico, estado en el que todavía se comporta como un gas en cuanto que tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad como la de un líquido, que varía en función de la temperatura y la presión desde 200 a 900 kg/m³ (Holloway and Savage, 1993; Hendriks and Blok, 1993). Para unas condiciones medias de gradiente geotérmico y presión hidrostática en cuencas sedimentarias, estos valores del punto crítico equivalen a una profundidad aproximada de 800 m, aunque depende en gran medida de la temperatura superficial (Carbon Neutral+, 2025)

Existen distintos mecanismos de atrapamiento por los que el CO₂ puede ser almacenado en las rocas: atrapamiento estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual, por solubilidad, por precipitación mineral y por adsorción. El tipo de roca almacén, el comportamiento del CO₂ en el subsuelo y el tiempo que permanezca en el mismo determinarán, en cada caso, los mecanismos de atrapamiento dominantes a lo largo del tiempo (Rivas, 2008).

2.2 Tipos de entrapamiento del CO₂

2.2.1 Entrapamiento estratigráfico/estructural

El atrapamiento estratigráfico/estructural se produce cuando el CO₂ en fase libre no disuelto es retenido por el contraste de permeabilidad dentro de la propia roca almacén o bien entre

ésta y la roca de sello. Cuando el CO₂ supercrítico es inyectado, asciende por flotabilidad y puede ser retenido físicamente en una trampa estructural o estratigráfica, de igual forma a como se produce la acumulación natural de hidrocarburos.

Es importante resaltar que existen numerosas variaciones de trampas estructurales y estratigráficas, además de una combinación de ambas (trampas mixtas), que pueden aportar trampas físicas para el almacenamiento geológico de CO₂. Las trampas estructurales más típicas incluyen pliegues anticlinales o bloques de falla basculados, y las estratigráficas se originan por cambios laterales de facies o por acuñaamiento sedimentológico (Rivas, 2008).

2.2.2 Entrampamiento Hidrodinámico

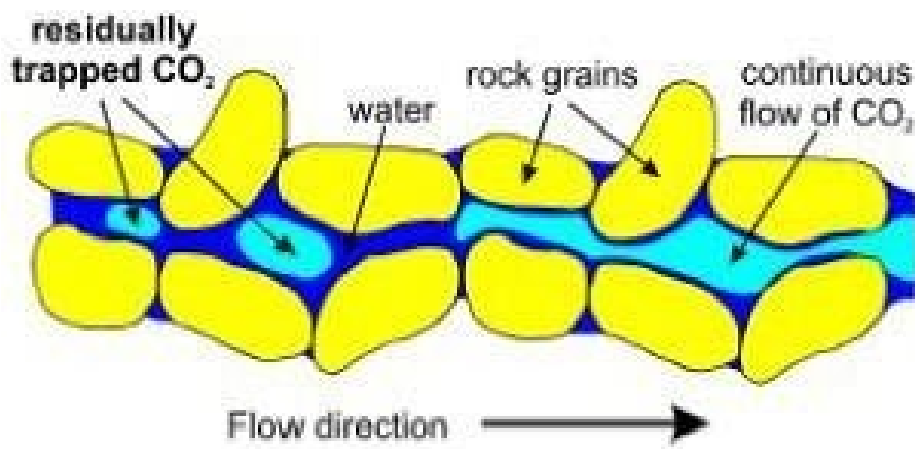
El atrapamiento hidrodinámico se origina cuando el CO₂, en fase miscible o inmisible, es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia o tránsito significativos de miles a millones de años. El flujo de CO₂ atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación.

En ese orden de ideas, cuanto mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema. Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. A diferencia del atrapamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas (Rivas, 2008).

2.2.3 Entrampamiento Residual

El atrapamiento residual se produce cuando el CO₂ queda inmovilizado en los poros de la roca por la actuación de las fuerzas de capilaridad. Este mecanismo se produce con posterioridad al cese de la inyección de CO₂ y puede inmovilizar grandes cantidades de este (20-25 %), en función del tipo de formación (IPCC, 2005). A medida que el CO₂ es inyectado en la formación geológica, el desarrollo de la pluma está dominado por el empuje que ejerce el CO₂ sobre el fluido de la formación.

En la parte delantera de la pluma que migra existe una mayor permeabilidad relativa al CO₂ debido a que el fluido de formación es desplazado por el empuje del CO₂ ascendente y, en la parte posterior, predomina la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que ésta va inundando por detrás de la pluma que migra. Durante este proceso de imbibición y cuando la concentración de CO₂ decae por debajo de un cierto nivel, parte del CO₂ queda atrapado de manera efectiva en los poros por las fuerzas de capilaridad como fase residual inmóvil, fase que puede irse disolviendo en el agua con el tiempo (Kali et al, 2009). En la figura 1 se puede apreciar un esquema que permite denotar el comportamiento del CO₂ en el entrampamiento residual.

Figura 1 *Entrampamiento residual*

Nota. Tomado de Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. Bashir, et al, (2024).

2.2.4 *Entrampamiento por Solubilidad*

El atrapamiento por solubilidad ocurre cuando el CO₂ se disuelve en el agua de formación. La solubilidad del CO₂ aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua. El CO₂ puede mezclarse y después disolverse en el agua mediante procesos de difusión, dispersión y convección.

A medida que se produce la disolución en el agua, se pueden dar fenómenos de mezcla convectiva que dominarán sobre la difusión, ya que el agua irá aumentando su densidad al saturarse en CO₂, lo que provocará un desplazamiento de éste hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la heterogeneidad existente (Bachu y Carroll, 2004). El atrapamiento por solubilidad será el mecanismo dominante en cualquier tipo de formación a escalas de tiempo suficientemente extensas (cientos, miles de años) (Rivas, 2008).

2.2.5 Entrampamiento Mineral

El atrapamiento mineral se produce a partir de la precipitación de nuevos minerales carbonatados tras la reacción química del CO₂ inyectado con las fases minerales reactivas presentes en la formación o con los fluidos mineralizados ricos en cationes divalentes como Ca, Mg u otros. El atrapamiento mineral depende de la mineralogía de la roca almacén, la composición química del agua, y la presión y temperatura existentes.

Además, las posibles reacciones dependen de la superficie de contacto entre los granos minerales y el agua que contiene CO₂ disuelto, y del flujo a través de la roca. Al igual que los atrapamientos por solubilidad y residual, el atrapamiento mineral es un proceso tiempo-dependiente que se produce a escalas de decenas, centenas de años, en función de la cinética de las reacciones, que generalmente es lenta (Flett et al., 2004).

2.2.6 Entrampamiento por adsorción

Aparte de la anterior forma de atrapamiento mineral, se puede producir otra cuando el CO₂ es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. A este mecanismo de almacenamiento se le denomina atrapamiento por adsorción.

El carbón tiene una afinidad por el CO₂ dos veces superior a la que tiene por el CH₄ que se encuentra abundantemente en las capas de carbón, lo que propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro de CO₂. El atrapamiento por adsorción depende de las condiciones de presión y temperatura, del rango, los macerales y el contenido mineral del carbón (Bashir et al., 2024).

2.3 Medios geológicos adecuados para el almacenamiento de CO₂

Las formaciones geológicas idóneas para almacenar CO₂ son todas aquellas rocas porosas y permeables que garanticen la capacidad de inyección suficientes para los volúmenes de CO₂ que se desee almacenar, y que estén confinadas por rocas de baja permeabilidad que favorezcan la retención del CO₂ en el subsuelo durante miles de años. Estas formaciones se encuentran mayoritariamente en las cuencas sedimentarias y pueden ser:

- ✓ Rocas permeables profundas con aguas salobres
- ✓ Yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento
- ✓ Lechos de carbón sin interés minero.
- ✓ Rocas salinas.

2.3.1 Criterios específicos de las distintas opciones de almacenamiento de CO₂

2.3.1.1 Yacimientos de Hidrocarburos agotados

Para almacenar CO₂ en campos de hidrocarburos en vías de agotamiento mediante operaciones EOR es necesario considerar distintas características tanto del almacén como del petróleo. Son favorables grandes almacenes a una profundidad adecuada, con una elevada porosidad, buena permeabilidad y que presenten un buen estado de confinamiento.

Los valores de porosidad de los reservorios de hidrocarburos están en un rango comprendido entre un 11 y un 30% (Holtz et al, 1999), siendo preferibles aquellos reservorios que poseen poros de tamaño similar y bien conectados entre sí, ya que incrementan la viabilidad del almacenamiento. Una alta permeabilidad permite que se puedan inyectar grandes volúmenes de

CO₂ a través de un mismo sondeo, reduciéndose los costes, si bien se podría reducir la eficiencia en el barrido (Holtz et al., 1999). En la tabla 2, se resumen los parámetros petrofísicos requeridos para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de hidrocarburos agotados.

2.3.1.2 Formaciones permeables profundas

El almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas requiere la existencia de una formación almacén porosa y permeable que esté confinada, a techo, por una roca sello impermeable que evite, en gran medida, el escape del CO₂ inyectado, durante miles de años. La roca almacén debe tener una porosidad superior al 10-12 %, y una permeabilidad intermedia que favorezca la inyección, la migración y el atrapamiento. Esta porosidad, junto con la extensión, continuidad litológica y potencia de la formación almacén son importantes porque van a determinar el volumen disponible para albergar CO₂.

En este sentido, son preferentes formaciones con gran extensión lateral y sin perturbaciones (fallas, etc) que pudieran actuar como vías de flujo preferente. La extensión, continuidad y potencia de la roca sello también son relevantes porque van a determinar el área de confinamiento y las potenciales vías de escape.

La roca sello debería tener carácter regional o subregional y ser de tipo arcilloso o evaporítico, así como uniforme, especialmente en su base, ya que la existencia de cambios laterales de facies puede favorecer la liberación del CO₂ desde el almacén hacia los niveles superiores (IPCC 2005). La profundidad del techo de la formación almacén debe garantizar las condiciones de supercriticalidad del CO₂ para optimizar la capacidad de almacenamiento de la formación porosa. En la tabla 2 se definen los parámetros petrofísicos.

2.3.1.3 Capas de Carbón

Para el almacenamiento de CO₂ en capas de carbón, éstas deben estar a una profundidad mínima de 300 m porque son capas que no son rentables económicamente. Además, estas profundidades facilitan la fracturación hidráulica que se puede realizar para favorecer la adsorción, ya que la presión del fluido inyectado se puede compensar con las presiones hidrostática y litostática. Por el contrario, capas con profundidades superiores a 1500 m generalmente se consideran no idóneas para la técnica CBM debido a su excesiva presión. Son favorables aquellas áreas en las que la potencia acumulada de carbón es grande, de tal manera que un mismo sondeo puede permitir aproximarse a varios almacenes de entidad.

En principio se establece esa potencia en 10 m, aunque éste es sólo un valor orientativo.

Las capas con espesores inferiores a 30 cm rara vez se han elegido para la producción de gas, aunque el espesor mínimo que se establezca en cada caso dependerá de las capas disponibles en la región que se considere. Es importante también la continuidad lateral de las capas debido a que la presencia de tramos estériles dificulta las estimaciones y la inyección del CO₂. Las propiedades del carbón que van a determinar la idoneidad de un emplazamiento específico para almacenar CO₂ son: el rango, el grado y la composición de los macerales del carbón (Rivas, 2008). En la tabla 2 se describen los parámetros petrofísicos para el almacenamiento de CO₂ en mantos de carbón inexplotables.

2.3.1.4 Formación de Sal

Los parámetros petrofísicos clave para el diseño y evaluación de cavernas salinas para el almacenamiento de CO₂, con un enfoque en el almacenamiento permanente se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. *Parámetros petrofísicos según el tipo de formación para CCUS y CCS.*

Tipo de Formación	Yacimientos Depletados	Mantos de Carbón Inexplotables	Formaciones Salinas Profundas	Formaciones Permeables Profundas
Geología y Litología	Reservorios agotados de petróleo/gas, arenas y carbonatos permeables	Carbón con porosidad 5-15%, muy baja permeabilidad	Rocas sedimentarias con alta salinidad, arenas y lutitas	Rocas sedimentarias clásticas con alta porosidad y permeabilidad (yacimientos agotados, acuíferos profundos)
Profundidad mínima (m)	> 800	300 – 500	> 800	> 800
Porosidad (%)	>10 (ideal 12-25)	5 – 15	Variable (15-25 típico)	> 10
Permeabilidad (mD)	10 – 500 (preferible)	Muy baja (adsorción dominante)	10 – 100 o más	100 – 500+ (óptimos ~300)
Tipo de Inyección CO ₂	Inyección miscible o miscible continua (Clases II o VI EPA)	Inyección para adsorción en carbón (Clase II/VI)	Inyección geológica profunda permanente (Clase VI)	Inyección miscible o miscible continua (Clase II o VI); adsorción en carbones; almacenamiento profundo
Sellos Geológicos Principales	Lutitas, anhidritas, carbonatos impermeables	Formación impermeable junto al manto	Lutitas o evaporitas impermeables	Lutitas, anhidritas o evaporitas como sello
Referencias	(Ruiz, y otros, 2006) (IPCC, 2005) (Holloway, Karimjee, Akai, Pipatti, & Rypdal, 2006)	(Ruiz, y otros, 2006) (IPCC, 2005)	(Ruiz, y otros, 2006) (IPCC, 2005)	(IPCC, 2005) (Ruiz, y otros, 2006) (Holloway, Karimjee, Akai, Pipatti, & Rypdal, 2006)

Nota: Elaborado por los autores.

3. Emisiones de CO₂ y su Impacto en el Cambio Climático

Desde el año 1990 las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Estados Unidos han fluctuado debido a ciertos acontecimientos históricos, teniendo un pico en el año 2007 y disminución general del 3 % hasta el 2022; para ese mismo año las emisiones totales de GEI en Estados Unidos fue de 6.343 millones de toneladas métricas de CO₂. Cabe resaltar que las emisiones en el año 2020 disminuyeron debido a la pandemia de COVID-19, por lo cual después de la recuperación de la pandemia hubo un aumento de las emisiones de un 5.7% entre 2020 y 2022.

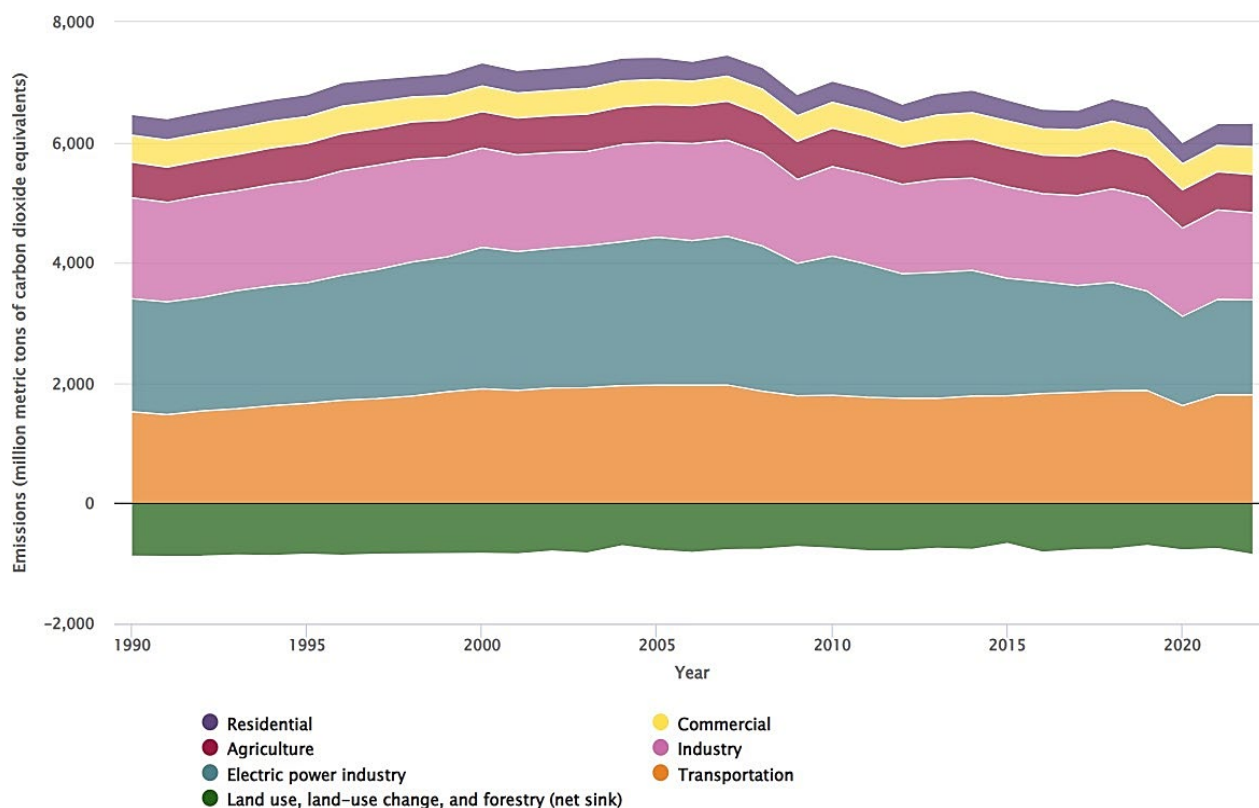
Es importante mencionar que, aunque las emisiones de CO₂, el principal gas de efecto invernadero emitido por actividades humanas disminuyó un 2% entre 1990 y 2022, las emisiones de metano disminuyeron un 19% y las de óxido nitroso un 5%. Sin embargo, las emisiones de gases fluorados, utilizados en aplicaciones comerciales, industriales y domésticas aumentaron un 58% durante el mismo periodo; este aumento de gases fluorados no debe pasar desapercibido ya que tiene un potencial de calentamiento global mayor al CO₂. En consecuencia, se expone que las emisiones per cápita de CO₂ en Estados Unidos se han reducido en más de un 30% desde 1990. A pesar de esto siguen siendo aproximadamente tres veces superior a la media mundial.

3.1. Principales fuentes de emisiones de CO₂

De acuerdo con la EPA (Figura 2) las emisiones equivalentes de CO₂ por sector en Estados Unidos ubica el sector transporte en el primer lugar como mecanismo de generación de gases de

efecto invernadero seguido de la industria energética, siendo el más bajo el aporte residencial. A continuación, se detalla un análisis para cada fuente.

Figura 2 *Emisiones equivalentes por sector*



Nota Tomado de Climate change indicators: U.S. Greenhouse Gas Emissions | US EPA. (2025).

3.1.1 Transporte:

Es la principal fuente de emisiones de CO₂ en Estados Unidos, representando el 28,4% de las emisiones totales en 2022, teniendo en cuenta que post-pandemia se reactivó la movilidad de forma abrupta debido a la suspensión de restricciones.

3.1.2 Generación de energía eléctrica:

Es la segunda fuente más importante de emisiones de CO₂, representando el 25% de las emisiones en 2022 (EIA). La mayor parte de la electricidad en Estados Unidos se genera mediante

la quema de combustibles fósiles, principalmente carbón y gas natural (EPA 2020). Aunque el uso del carbón ha disminuido en los últimos años, las centrales eléctricas de carbón siguen siendo una fuente importante de emisiones (Terrapass).

3.1.3 Otras fuentes importantes de emisiones de CO₂:

- **Industria:** que representa el 23.5% de las emisiones provenientes de la quema de combustibles fósiles para obtener energía y de las reacciones químicas necesarias para la producción de bienes. Dentro de este sector, la producción de cemento, la producción química y la refinación de petróleo son algunos de los mayores emisores. Sectores comercial y residencial. donde las emisiones representan un 12.7% y se deben principalmente a la quema de combustibles fósiles para calefacción y al uso de gases para refrigeración. El consumo de energía en edificios, incluyendo la calefacción, la refrigeración, la iluminación y el uso de electrodomésticos, contribuye significativamente a las emisiones de este sector.
- **Agricultura:** contribuye un 10% de las emisiones a través de la ganadería, y las prácticas de trabajo del suelo. Las emisiones de metano del ganado y las emisiones de óxido nitroso de los fertilizantes nitrogenados son los principales contribuyentes en este sector.
- **Deforestación y cambio de uso del suelo:** La deforestación y la transformación de tierras para agricultura liberan CO₂ almacenado en los árboles y el suelo y representan un 7% de las emisiones.
- **Extracción de petróleo y gas:** Las emisiones provienen de la quema de gas natural en exceso (flaring), las fugas de metano durante la extracción, el transporte, y el consumo de energía en las operaciones de extracción.

- **Gestión de residuos:** La descomposición de residuos orgánicos en los vertederos produce metano y representa alrededor del 2%.
- **Aviación comercial:** Los vuelos nacionales e internacionales contribuyen significativamente a las emisiones de CO₂ en un 2.5%.
- **Sector militar:** las actividades militares, incluyendo el uso de aviones, barcos y vehículos terrestres, así como las operaciones de las bases militares, generan emisiones de CO₂; representa el 2.5%.

Es importante destacar el papel de los usos del suelo y la silvicultura como sumidero neto de CO₂ en Estados Unidos. Los bosques, incluyendo los árboles urbanos, absorben CO₂ de la atmósfera, compensando un 13% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 2022.

En este sentido, la tabla 3 está basada en datos de la administración de información energética la cual muestra el desglose de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por fuente y sector.

Tabla 3 Emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía en Estados Unidos por fuente y sector.

Fuente de Energía	Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Energía Eléctrica	Total por Fuente (Mtpa)
Carbón	0	1	83	0	694	778
Gas natural	246	181	554	70	705	1,756
Petróleo	66	66	326	1,781	14	2,253
Otros	-	-	-	-	7	7
Electricidad	535	506	377	3	-	-
Total por Sector	847	754	1,34	1,853	1,42	4,794

Nota. Tomado de What are U.S. energy-related carbon dioxide emissions by source and sector? (2023). IEA.

3.2 Impacto de las emisiones de CO₂ en el cambio climático

Las emisiones de CO₂ de Estados Unidos tienen un impacto significativo en el cambio climático a nivel regional y global, como se ha mencionado el CO₂ es un gas de efecto invernadero que atrapa el calor en la atmósfera, provocando un aumento de la temperatura global y desencadenando una serie de fenómenos tales como:

- Derretimiento de los glaciares y capas de hielo, la pérdida de hielo en Groenlandia y la Antártida contribuye al aumento del nivel del mar.
- Aumento del nivel del mar, esto amenaza las comunidades costeras y los ecosistemas; además, los científicos proyectan para el año 2100 habrá un aumento de al menos 1 pie (0,3 metros) pero posiblemente podría ser 6.6 pies (2 metros) en un escenario de grandes emisiones.
- Eventos climáticos extremos más fuertes e intensos; los huracanes serán más fuertes e intensos, las sequías y olas de calor en el sureste se proyecta serán aún más intensas y las olas de frío serán menos intensas y frecuentes.
- Temporadas de incendios forestales, el aumento de las temperaturas ha extendido e intensificado la temporada de incendios forestales en el oeste, donde la sequía a largo plazo en la región ha aumentado el riesgo de incendios. Los científicos estiman que el cambio climático causado por el hombre ya ha duplicado el área de bosque quemado en las últimas décadas. Para alrededor de 2050, se proyecta que la cantidad de tierra consumida por incendios forestales en los estados occidentales aumentará de dos a seis veces. Incluso en regiones tradicionalmente lluviosas como el sureste, se proyecta que los incendios forestales aumentarán en aproximadamente un 30%.

- Cambios en los patrones de precipitación, el cambio climático está mostrando un efecto desigual en la precipitación (lluvia y nieve) con algunos lugares experimentando un aumento en la precipitación e inundaciones, mientras que otros sufren sequías. En promedio se proyecta más precipitación en invierno y primavera para el norte de Estados Unidos, y menos para el suroeste, durante este siglo.
- Temporada sin heladas y de crecimiento La duración de la temporada sin heladas y la correspondiente temporada de crecimiento, ha aumentado desde la década de 1980, con los mayores aumentos ocurriendo en el oeste del país. En todo Estados Unidos se proyecta que la temporada de crecimiento continúe alargándose, lo que afectará a los ecosistemas y la agricultura.
- La temperatura global continuará aumentando El verano del año 2023 fue el más caliente registrado, 0,41 grados Fahrenheit (F) (0.23 grados Celsius (C)) más caliente que otro verano en el registro de la NASA y 2.1 grados F (1.2 C) más caliente que el verano promedio entre 1951 y 1980
- Altas probabilidades de que el Ártico se quede sin hielo Se espera que la cobertura de hielo marino en el Océano Ártico continúe disminuyendo, y es muy probable que el Océano Ártico quede esencialmente libre de hielo a finales del verano si las proyecciones actuales se mantienen. Se espera que ocurra antes de mediados de siglo (Cermak, 2024).

3.3 Acuerdos y políticas

Estados Unidos ha implementado diversas políticas y medidas para reducir las emisiones de CO₂, entre sus principales estrategias se encuentran:

3.3.1 Acuerdos Internacionales

Estados Unidos ha participado en acuerdos internacionales como el Acuerdo de París, el cual tiene como objetivo limitar el calentamiento global, sin embargo, el país se retiró en 2020 bajo la administración de Trump, se reincorporó en 2021 en la administración de Joe Biden, y, nuevamente en enero del 2025, el presidente Trump anuncio el retiro del país del acuerdo de Paris.

Esta decisión que será efectiva un año después de su anuncio, siembra una gran incertidumbre a nivel mundial al ser uno de los principales contribuyentes al calentamiento global conforme a lo reportado por («La Salida de Estados Unidos del Acuerdo de París Amenaza los Esfuerzos Globales Contra el Cambio Climático», 2025).

3.3.2 Incentivos.

Se han implementado incentivos fiscales para promover la eficiencia energética, energías renovables y la reducción de emisiones de metano, las políticas federales clave para alcanzar un escenario de alta ambición incluyen mejoras a las inversiones de más de 1 billón de dólares bajo la Ley de Reducción de la Inflación y la Ley de infraestructura bipartidista, así como las normas establecidas por la EPA; las políticas no federales incluyen objetivos de energía limpia fortalecidos, objetivos de ventas de vehículos eléctricos (EV) y estándares de electrodomésticos para edificios. (Study finds The US can cut greenhouse gas emissions by 65%).

3.3.3 Regulaciones.

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) ha establecido estándares de emisiones para vehículos, centrales eléctricas y la industria del petróleo y gas; también la EPA tiene la autoridad principal para regular el almacenamiento geológico de CO₂ en virtud de la Ley de Agua Potable Segura. El Programa de Control de Inyección Subterránea (UIC) de la EPA regula los pozos

utilizados para la inyección subterránea de CO₂, incluidos los pozos de Clase VI diseñados específicamente para el almacenamiento geológico de CO₂.

3.3.4 *Programas voluntarios.*

La EPA ha desarrollado programas voluntarios para fomentar la eficiencia energética, uso de energías renovables y reducción de residuos; entre los cuales se destacan:

- **Centro de Liderazgo Climático Corporativo:** Sirve como centro de recursos para todas las empresas que buscan expandir su trabajo en el área de medición de gestión de gases de efecto invernadero.
- **Asociación de Cogeneración (CHP):** es un programa para reducir el impacto ambiental de la generación de energía mediante la promoción de uso de CHP, que es un enfoque eficiente, limpio y confiable para generar energía y energía térmica a partir de una sola fuente de combustible.
- **Energy Star:** Es un programa de la EPA y el departamento de energía de Estados Unidos el cual ayuda a todos a ahorrar dinero y proteger el medio ambiente a través de productos y prácticas de eficiencia energética.
- **GreenChill:** Es una asociación voluntaria entre la EPA y la industria de supermercados y refrigeración para promover tecnologías y practicas ecológicas que protejan la capa de ozono estratosféricos, reduzcan los gases de efecto invernadero y ahorren dinero.
- **Asociación de Energía Verde:** Es una asociación voluntaria entre la EPA y las organizaciones que están interesadas en utilizar energía verde, que es la electricidad producida a partir de un subconjunto de recursos renovables, como la solar, eólica, geotermia, biomasa y la hidroeléctrica de bajo impacto.

3.3.4.1 Programas Voluntarios de Gases de Alto Potencial de Calentamiento Global

También llamados programas de gases fluorados; son asociaciones voluntarias de la industria que están reduciendo sustancialmente las emisiones de potentes gases de efecto invernadero.

- **Programas voluntarios de reducción de metano:** Estos programas trabajan con las industrias, el estado y los gobiernos locales para promover oportunidades rentables para reducir las emisiones de CH₄.
- **WasteWise:** Ayuda a las organizaciones a eliminar los residuos sólidos municipales y los residuos industriales, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

A pesar de estos esfuerzos, Estados Unidos aún necesita implementar políticas adicionales para alcanzar los objetivos de emisiones para 2030 y a largo plazo; se debe considerar el gobierno de turno y la participación del sector privado y las comunidades directamente afectadas en las zonas de mayores emisiones.

4. Flujo de Trabajo para el aprovechamiento, almacenamiento y uso del CO₂

Como se menciona anteriormente, el almacenamiento y aprovechamiento del dióxido de carbono (CO₂) se considera un tema clave y de gran importancia, dado que en los últimos años se ha venido proyectando como una estrategia óptima para mitigar el cambio climático y reducir la creciente huella de carbono. En Norteamérica, principalmente en Estados Unidos se ha llevado a cabo diversos proyectos de captura que evalúan la viabilidad técnica, tecnológica y económica, lo que ha permitido implementar métodos efectivos para calcular la capacidad de almacenamiento y optimizar su aprovechamiento y uso en estructuras geológicamente adecuadas (Sánchez de la Vega & Dávila, 2024).

Así mismo, en cuanto a las tecnologías relacionadas a la captura, almacenamiento y utilización del carbono (CCUS), estas involucran varios procesos, factores y elementos, que inician en la identificación y caracterización de formaciones geológicamente apropiadas, y finalizan con el monitoreo constante del CO₂ almacenado en el subsuelo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se ha estructurado un flujo de trabajo que destaca los aspectos primordiales que permiten evaluar, y estimar el almacenamiento del CO₂ en el subsuelo norteamericano basado principalmente en Estados Unidos.

4.1 Planificación y Estimación del Almacenamiento CO₂

Respecto a, la planificación y ejecución de un flujo de trabajo para el almacenamiento geológico de CO₂, se precisa un enfoque multidisciplinario que integre metodologías geocientíficas, económicas y de ingeniería. De la misma manera, esta planificación requiere tener

en cuenta factores como (la identificación de zonas prospecto para el entrapamiento, criterios físicos del yacimiento, cálculos numéricos de la capacidad de almacenamiento, caracterización, modelado, monitoreo de riesgos, y regulaciones político-ambientales); la integración de estos factores es indispensables en el flujo de trabajo dado que aumentan la eficacia técnica, la viabilidad económica y la seguridad ambiental de estos proyectos.

En la figura 3 se puede observar el flujo de trabajo establecido para un proyecto de almacenamiento de CO₂ teniendo en cuenta los criterios establecidos y la información recopilada.

Figura 3 Flujo de trabajo para CCS/CCUS



Nota. La figura representa el flujo de trabajo propuesto en base a la información recopilada de la EPA

4.2 Identificación de formaciones geológicas adecuadas

Alrededor del mundo podemos encontrar una cantidad considerable de formaciones

geológicas que pueden ser candidatas idóneas para el almacenamiento de CO₂; En Norteamérica, específicamente en Estados Unidos, gracias a la estructura y geología propia de su terreno, se han desarrollado proyectos que confirman que la principal manera de gestionar este gas en el subsuelo, es en los catalogados pozos clase VI , estos incluye: “a. Acuíferos salinos profundos, b. yacimientos agotados de hidrocarburos, c. capas de carbón no explotables” (EPA 2020).

4.2.1 Acuíferos salinos profundos.

Representan la mayor capacidad de almacenamiento potencial, debido a sus características geológicas de alta presión y temperatura, esto genera un ambiente ideal para el entrapamiento de CO₂; Este tipo de yacimientos han sido grandes candidatos para la implementación de estas tecnologías (Metz et al., 2005). Gracias a sus altas profundidades, estos pozos disminuyen la posibilidad de fugas hacia formaciones de agua aprovechables por el ser humano.

4.2.2 Yacimientos agotados de hidrocarburos

Son yacimientos que ya se han utilizado para extraer hidrocarburos y cuentan con una estructura geológica ideal para el almacenamiento de CO₂ (Remslie, 2022); en este contexto dicho gas también se utiliza para algunos procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR); este mecanismo se ha utilizado en Estados Unidos con éxito a través de los años con el fin de mejorar la producción de pozos maduros; cabe resaltar que para el almacenamiento en este tipo de pozos es indispensable realizar un estudio de integridad del pozo con el fin de evitar posibles fugas derivadas de fracturas ya existentes.

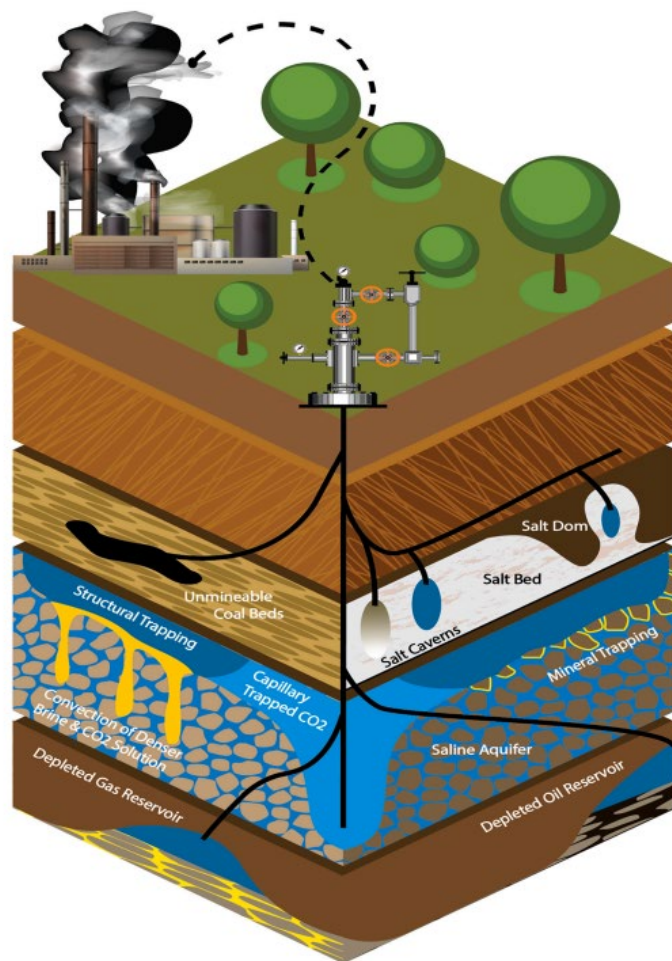
4.2.3 *Cavernas salinas*

Las formaciones de sal, ya sea en forma de domos salinos masivos o capas de sal estratificada, poseen muy buenas propiedades como rocas sello debido a su extremadamente baja permeabilidad y comportamiento dúctil, que tiende a cerrar fracturas (Li, J., 2024), recientemente se ha incrementado el interés en su uso para el almacenamiento geológico de CO₂.

4.2.4 *Mantos de carbón inexplorables*

Permiten la adsorción del CO₂ en la matriz de carbón; aunque, cabe resaltar, que es el tipo de formación geológica donde menos se han implementado estas tecnologías de almacenamiento y por consiguiente no se tomaran en cuenta en el desarrollo de la investigación.

En la figura 4 se puede observar lo mencionado anteriormente, ya que nos brinda una visión de los mecanismos CCS/CCUS en el subsuelo, señalado en el esquema para identificar cada una.

Figura 4 *Mecanismos CCS/CCUS*

Nota. Tomado de Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook (Ali, y otros, 2022)

Es importante destacar que, no únicamente influyen las características individuales del yacimiento como las anteriormente mencionadas; también contribuye la combinación de todos los factores lo que garantiza un almacenamiento eficiente. Así, a mayor profundidad, presión y temperatura el CO₂ mantiene sus propiedades de gas supercrítico, lo que beneficia el entrapamiento de este; de lo anterior se infiere que las formaciones salinas profundas presentes

en EE. UU. son grandes candidatas para el entrapamiento de CO₂ debido a sus características y propiedades físicas.

En este mismo orden de ideas, la temperatura es una propiedad que también afecta la solubilidad del CO₂ hacia la salmuera, lo que permite una mayor absorción del CO₂ en formaciones salinas profundas. En Estados Unidos se han identificado una gran cantidad de formaciones potenciales, particularmente en la Cuenca del Golfo de México y las Grandes Llanuras de Texas y Luisiana (NETL, 2021).

4.3 Evaluación de la capacidad de almacenamiento

En lo que concierne a la evaluación de la capacidad de almacenamiento, se considera estipular la cantidad de CO₂ que una formación geológica puede albergar de manera segura. Para esto, se cuenta con algunas metodologías y simuladores numéricos que consideran factores innatos del yacimiento como porosidad, profundidad, saturación, y eficiencia del almacenamiento, entre otros (Bachu et al., 2007).

Según el Departamento de Energía de EE. UU. las reservas de almacenamiento en acuíferos salinos profundos podrían llegar a contener hasta 2.400 GigaToneladas de CO₂ (US Department of Energy [DOE], 2022); lo que es equivalente a cientos de años de emisiones industriales, y su vez, como se indicó anteriormente convierte a estas formaciones en una excelente opción para del almacenamiento.

En ese sentido, se indica que existen varios métodos válidos para el cálculo de la capacidad de almacenamiento; y estos varían en función de los datos empleados, y los procesos

necesarios para el cálculo de dicha capacidad.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, los diferentes métodos para estimar el volumen de CO₂ almacenable, emplean modelos numéricos y técnicas de caracterización de yacimientos. La metodología propuesta en el artículo escrito por Sánchez de la Vega y Dávila (2024), permite convertir los volúmenes de hidrocarburos extraídos, en su homónimo de CO₂, esta estimación cuenta con una eficiencia del 90-98% respecto a otras metodologías disponibles, se hace énfasis que el método mencionado anteriormente es aplicable solo a campos maduros, es decir, ya explotados.

Para fines prácticos el estudio es desarrollado teniendo como base las estimaciones realizadas por las agencias de servicios geológicos de EE. UU., las cuales brindan una amplia y detallada información sobre las zonas de interés y sus capacidades estimadas de almacenamiento.

4.4 Requerimiento de la zona de interés

Antes de la inyección, es fundamental realizar estudios sísmicos 2D-3D, junto a perforaciones exploratorias que permitan caracterizar y entender la geología del lugar. Estas herramientas son esenciales en esta fase, ya que ayudan a predecir la distribución del CO₂ en el tiempo (Zhou et al., 2010). Estas evaluaciones se realizan con el propósito de:

4.4.1 Determinar la continuidad y grosor de los sellos geológicos

Este es un factor de gran relevancia para la prevención de futuras fugas, daños estructurales, la heterogeneidad de las formaciones influye directamente en la integridad del entrapamiento y los riesgos asociados a la inyección.

4.4.2 Evaluar la interacción del CO₂ con los minerales de la formación

Se hace con el fin de evitar interacciones entre los elementos presentes en las formaciones de roca y el gas inyectado (CO₂); en su estudio sobre la reactividad del CO₂ en las rocas y salmuera, (Carroll, SA, McNab, WW y Dai, Z. (2013)); resalta en sus experiencias de campo la posibilidad de formación de carbonatos producto de la interacción ya mencionada y los minerales presentes en el yacimiento, como por ejemplo los silicatos o carbonatos.

4.4.3 Identificar posibles fracturas o fallas que puedan comprometer la contención del gas

Este factor es fundamental ya que influye directamente en la integridad del pozo, posible migración del CO₂, alteración en la porosidad y permeabilidad; identificar esto permite evitar problemas relacionados a la seguridad del proyecto (IPCC, 2005).

4.5 Evaluación de riesgos y monitoreo

El almacenamiento geológico de CO₂ conlleva ciertos riesgos altamente perjudiciales para el medio ambiente y las comunidades locales aledañas a estos proyectos; cabe mencionar, que este es un eje de gran importancia para el flujo de trabajo, y es indispensable gestionarlo a través de programas de monitoreo y verificación. Teniendo en cuenta las experiencias obtenidas en los estudios consultados, se puede inferir que los principales riesgos son:

- ✓ Fugas a la superficie: pueden ocurrir si hay fallas en los sellos geológicos como también en pozos mal sellados, es por eso por lo que parte importante en la planificación integral del trabajo, consiste en el monitoreo constante, durante y después de la implementación de este tipo de proyectos (Gorecki, C. D., et al. 2014).

- ✓ Sismicidad inducida: la inyección de grandes volúmenes de CO₂ puede generar actividad sísmica a menor escala (Zoback & Gorelick, 2012). Es por eso por lo que se hace énfasis en el continuo monitoreo para evitar daños a los ecosistemas aledaños.
- ✓ Contaminación de acuíferos: este es un riesgo eminente y altamente perjudicial para los habitantes de las zonas cercanas debido a las posibles filtraciones que puede generar este tipo de proyectos, como también, los posibles perjuicios que puede generar la contaminación de afluentes por el gas (CO₂) (USGS, 2023).

El monitoreo antes mencionado incluye el uso de sensores sísmicos, pruebas de presión en pozos y muestreo de aguas subterráneas para detectar posibles fugas (NETL, 2021); es de gran importancia mencionar que la constante verificación post-inyección es esencial para garantizar la contención del CO₂ y mitigar riesgos como los antes mencionados.

Un factor importante para considerar en los riesgos operacionales es el tipo de inyección de CO₂ que se aplique, dependiendo si es CCS o CCUS, de acuerdo con el estudio realizado por (Mineiro, Assis, Gomes, & Do Nascimento, 2024) presenta la tabla 4 donde se relacionan los métodos de inyección de CO₂ con sus respectivas ventajas y desventajas; lo cual

Tabla 4 *Ventajas y desventajas dependiendo del método de inyección de CO₂*

Método de inyección	Ventajas	Desventajas
---------------------	----------	-------------

Supercrítico	<ul style="list-style-type: none"> - Permite inyectar grandes cantidades de CO₂ en corto tiempo. - Flexibilidad operativa por la practicidad de inyectar CO₂ puro comparado con otros métodos que también inyectan agua. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altas concentraciones de CO₂ pueden inducir mecanismos de percolación en pozos abandonados. - Reactivación de fallas por sobrepresión. - Riesgo de eventos micro sísmicos alrededor del pozo de inyección. - Impactos reducidos en la roca de sellado en comparación con inyecciones con agua.
WAG-CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> - Disminuye la saturación gaseosa en el medio del reservorio y mejora la solubilización del CO₂ en la fase acuosa. - Mejora la eficiencia de mineralización del CO₂. - Permite inyección de componentes acuosos alternativos, como agua de mar o agua de mar saturada con CO₂ disuelto. - Recuperación mejorada de petróleo si se aplica en reservorios de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Impactos más significativos en la roca de sellado. - Daños en la integridad del pozo por presiones de fondo excesivas, que pueden alcanzar la presión de fractura en formaciones sedimentarias, limitando la capacidad de almacenamiento. - Preferentemente restringido a proyectos costa afuera por suministro de agua.
SWAG-CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> - Disminuye la saturación gaseosa en el medio del reservorio y mejora la solubilización del CO₂ en la fase acuosa. - Mecanismo de atrapamiento más temprano en formaciones sedimentarias. - Recuperación mejorada de petróleo si se aplica en reservorios de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se especifican desventajas distintas a WAG.
	<ul style="list-style-type: none"> - Impactos menos 	

significativos en la roca de sellado que WAG.

- Preferentemente restringido a proyectos costa afuera por suministro de agua.

CO ₂ disuelto	- Menor riesgo de fugas en el reservorio debido a menor movilidad y migración no deseada por la movilidad del agua.	- Preferentemente restringido a proyectos costa afuera debido a suministro de agua.
	- Mineralización anticipada en formaciones basálticas.	- Procedimiento costoso para disolver CO ₂ en fase acuosa.
		- Requiere gran cantidad de agua para inyectar cantidad significativa de CO ₂ .

Nota. Tomado de (Mineiro, Assis, Gomes, & Do Nascimento, 2024).

4.5.1 Aspectos regulatorios y económicos

En EE. UU., la normativa del "Underground Injection Control Program" se refiere a una ley gubernamental que regula todo lo relacionado al almacenamiento geológico de CO₂. Además, de dicha ley, existe una serie de créditos fiscales denominados 45Q que hacen parte de una iniciativa que incentiva a las empresas de Estados Unidos al desarrollo de proyectos relacionados a la captura, almacenamiento y utilización de carbono, reduciendo los costos de implementación (EPA, 2020).

Dichos costos son afectados por factores como la ubicación y profundidad del almacenamiento; pero, los avances tecnológicos de los últimos años han reducido significativamente los costos operativos, favoreciendo el desarrollo de estos proyectos (Herzog, 2018).

De acuerdo con lo anterior, es posible señalar a Estados Unidos, como uno de los mayores emisores de CO₂ del mundo, y el más representativo en toda la región; en el mismo orden de ideas,

se puede inferir que, eso genera una gran responsabilidad en dicho país en cuanto a la pronta integración de tecnologías que mitiguen o reduzcan su huella de carbono; la adopción de programas CCUS ha sido impulsada por una combinación de factores económicos, ambientales y políticos.

No se puede desmeritar el papel que desempeñan las comunidades locales en los proyectos de (CCUS). De acuerdo con lo anterior, es de esperarse que sean estas mismas poblaciones las principales afectadas en los desarrollos de dichas tecnologías ya que sufren directa o indirectamente los problemas generados por dichas acciones.

Por otra parte, el éxito de estos proyectos depende de varios factores, el principal de estos se debe a los altos costos en la implementación de dichas tecnologías, lo que representa un reto en su desarrollo. Aunque, en la actualidad Estados Unidos ha avanzado significativamente, su implementación a gran escala sigue representado un gran reto debido a los costos antes mencionados, lo que hace que su viabilidad económica está estrechamente ligada a incentivos gubernamentales y bonos fiscales.

4.5.2 Información general de las principales cuencas.

Para tener una visión general de la geología estadounidense en las tablas 5 y 6 se presentan las principales cuencas con una caracterización petrofísica.

Tabla 5 *Petrofísica de las cuencas de Illinois, Michigan y Costa del Golfo de México*

Característica	Cuenca de Illinois	Cuenca de Michigan	Costa del Golfo de México
Región	Medio-Continente Oriental	Medio-Oeste	Llanuras Costeras

Tipos de Formación de Almacenamiento Primarios	Formaciones Salinas (Arenisca Mt. Simon), Yacimientos de Petróleo y Gas	Yacimientos de Petróleo y Gas (Arrecifes Niagaran Pinnacle), Formaciones Salinas, Yacimientos de Gas Agotados	Formaciones Salinas, Yacimientos de Petróleo y Gas (Formaciones Apiladas EOR), Mantos de Carbón no Explotables
Rango de Profundidad Típico (Yacimiento)	>914m (3,000 pies), hasta 3,962m (13,000 pies)	>914m (3,000 pies)	>914m (3,000 pies)
Tipo de Roca de Yacimiento Típica	Arenisca (Mt. Simon), Carbonatos	Carbonatos (Arrecifes Niagaran Pinnacle, Trenton/Black River)	Arenisca, Carbonato (Formaciones apiladas)
Tipo de Roca de Sello Típica	Lutita, Evaporita	Evaporita (sellado hermético)	Lutita, Sal, Carbonato
Rango General de Porosidad	Moderada a Alta (ej. Arenisca Mt. Simon)	Variable (ej. porosidad de matriz, vugular y de fractura)	Moderada a Alta
Rango General de Permeabilidad	Moderada (ej. Arenisca Mt. Simon)	Variable (ej. 53 mD en Trenton/Black River)	Alta
Consideraciones Petroquímicas Clave	Interacciones CO ₂ -roca/fluido, precipitación mineral (magnesita, calcita, siderita)	Carbonatos alterados, necesidad de aditivos químicos para EOR	Interacciones CO ₂ -salmuera, reacciones con cemento
Alteraciones Geoquímicas Notadas	Alteración del cemento del pozo, precipitación mineral	Alteración hidrotermal, cambios de pH	Alteración del cemento, cambios en la geoquímica del agua

Alteraciones Geomecánicas Notadas	Sismicidad inducida, reactivación de fallas	Deformaciones inducidas, esfuerzos, riesgos de activación de fallas	Impactos en el campo de esfuerzo efectivo, fracturación de la zona de confinamiento
Riesgos Principales de Migración	Fugas a acuíferos someros/atmósfera, integridad del pozo	Heterogeneidad del yacimiento, integridad del sello, fallas/fracturas	Fugas a través de fallas, fracturas, pozos con fugas, sobrepresurización
Consideraciones de Integridad del Sello	Unidad de sellado extensa de baja permeabilidad, monitoreo de la contención	Facies evaporíticas de sellado hermético, importancia de la caracterización geológica para la contención	Zona de confinamiento competente, continua, libre de defectos, gestión de la presión

Nota. Adaptado por los autores de (National Energy Tachnology Laboratory, 2018) (Locke & Winschel, 2016) (Cappa & Rice, 1995) (SEG Wiki, s.f.)

Tabla 6 *Geología general de las cuencas de Paradox, Williston y Apalaches*

Característica	Cuenca del Paradox	Cuenca de Williston	Cuenca de los Apalaches
Región	Montañas Rocosas/Grandes Llanuras del Norte	Grandes Llanuras del Norte	Medio-Continente Oriental
Tipos de Formación de Almacenamiento Primarios	Yacimientos de Petróleo y Gas (Formación Paradox), Formaciones Salinas, Mantos de Carbón no Explotables	Yacimientos de Petróleo y Gas (Formación Bakken, ROZs), Mantos de Carbón no Explotables (Lignito)	Mantos de Carbón no Explotables (Esquistos Orgánicos), Formaciones Salinas, Yacimientos de Petróleo y Gas, Rocas Máficas/Ultramáficas (Mineralización)
Rango de Profundidad Típico (Yacimiento)	>914m (3,000 pies)	>914m (3,000 pies)	>914m (3,000 pies)

Tipo de Roca de Yacimiento Típica	Carbonato (Formación Paradox, Desert Creek zone)	Arenisca, Carbonato (Bakken, Three Forks), Lignito	Arenisca (Oriskany, Clinton), Carbonatos (dolomíticos vuggy), Mantos de Carbón, Esquistos
Tipo de Roca de Sello Típica	Lutita (Gothic seal), Evaporita	Lutita, Evaporita	Lutita, Carbonato
Rango General de Porosidad	Variable	Moderada a Alta (Bakken, Three Forks)	Variable, puede ser baja en areniscas
Rango General de Permeabilidad	Variable	Moderada a Alta	Baja en algunas areniscas (requiere altas presiones)
Consideraciones Petroquímicas Clave	Disolución de CO ₂ por petróleo (>25%), análogos naturales de CO ₂	Adsorción de CO ₂ en carbón (ECBM), interacción con fluidos de yacimiento no convencionales	Mineralización de CO ₂ en rocas máficas/ultramáficas, reacciones con carbón/esquisto
Alteraciones Geoquímicas Notadas	Brinas de alta salinidad, influencia en el movimiento del agua subterránea	Geoquímica del agua subterránea (movimiento lento), posible impacto de producción de esquisto	Mineralización de CO ₂ , alteración de minerales en rocas máficas/ultramáficas
Alteraciones Geomecánicas Notadas	Sismicidad inducida, monitoreo de microsismicidad	Impacto de cambios de presión en el campo de esfuerzo, monitoreo sísmico	Efecto térmico de la inyección de CO ₂ , riesgos de fracturación y daño de pozo
Riesgos Principales de Migración	Fugas a través de fallas/fracturas, integridad del pozo	Migración de pluma de CO ₂ , integridad del pozo, vías de fuga	Fugas de salmuera, integridad del pozo

Consideraciones de Integridad del Sello	Propiedades geoquímicas, petrográficas y geomecánicas del sello evaluadas	Unidades de sellado y yacimiento bien definidas, monitoreo de penetraciones de pozos	Variabilidad geológica, necesidad de pruebas de inyección para verificar el potencial
---	---	--	---

Nota. Adaptado por los autores de (Nemeth) (Bubach, 2015) (Gutierrez) (Locke & Winschel, 2016) (National Energy Technology Laboratory, 2018) (SEG Wiki, s.f.) Nota 2. Cabe resaltar que, para las condiciones de consideraciones petroquímicas clave, alteraciones geomecánicas notadas, riesgos principales de migración y consideraciones de integridad del sello son propios de cada proyecto, es decir los mencionados en las tablas 5 y 6 no son necesariamente aplicables a toda la cuenca, son una referencia de casos específicos debido a la heterogeneidad geológica.

Para continuar con el flujo de trabajo para estimar volúmenes almacenables, se debe conocer la información geológica detallada de la zona de interés a estudiar, por lo cual posteriormente se menciona información más detallada de la cuenca pérmica para ejemplificar el desarrollo del flujo de trabajo.

4.6 Ejemplo de caracterización geológica aplicado a la Cuenca Pérmica

Representa una de las regiones geológicas más prometedoras para el almacenamiento geológico de CO₂, con características favorables tanto para CCUS como para CCS. Se extiende por más de 86.000 millas cuadradas (640 acres) en el oeste de Texas y sureste de Nuevo México, incluyendo elementos estructurales distintivos como las subcuencas de Midland y Delaware, la Plataforma Central, y las plataformas Noroeste y Este. La región está situada en el borde sur del cratón norteamericano y se desarrolló durante eventos orogénicos del Missisípico tardío al

Pennsilvático temprano.

4.6.1 Tipos de formación de almacenamiento primarios

Formaciones Paleozoicas Inferiores

- Grupo Ellenburger (Ordovícico): Compuesto por calizas y dolomías de varios tamaños de grano, intercalado con areniscas, conglomerados y anhidrita.
- Grupo Simpson: Incluye unidades clásticas con areniscas y lutitas ricas en materia orgánica.
- Grupo Montoya: Conglomerado intercalado, arenisca, caliza y dolomía con capas de pedernal y evaporitas.
- Dolomía Fusselman: Principalmente grainstone oolítico, mudstone fenestral, y grainstone-packstone. (Merrill, y otros, 2012)

Formaciones Pérmicas Compuestas incluyen estratos diversos que reflejan ambientes deposicionales complejos. Los principales intervalos incluyen:

- Formaciones Yates y Queen
- Formación San Andres
- Formación Spraberry
- Wolfampiano no dividido

Tipo de roca yacimiento típica, consisten en:

- Calizas porosas y dolomías
- Areniscas de grano fino intercaladas con limolitas laminadas
- Sistemas de rocas carbonatadas complejas con porosidad mejorada por dolomitización selectiva, disolución y fracturamiento

- Banco de arrecife de arena en carbonatos pérmicos profundos

Los espesores de reservorio individuales pueden alcanzar cientos de pies con profundidades de perforación que oscilan de 1.000 a 10.000 ft. (Merrill, y otros, 2012)

Principales sellos

- Lutita Woodford (Devónico Superior a Mississípico Inferior), con un espesor de hasta +600 ft, una composición de Lutita fisil, oscura y altamente radioactiva; tiene como función ser el sello regional para el reservorio compuesto de almacenamiento de CO₂.
- Serie Ochoan (Pérmico Superior), con un espesor de varios miles de ft, una composición dominada por evaporitas, principalmente sal de roca y anhidrita; tiene como función ser el sello regional bien conocido para formaciones pérmicas. (Merrill, y otros, 2012)

Consideraciones petroquímicas clave, las salmueras de esta cuenca se clasifican en tres tipos principales:

- Salmueras Na-Cl, halita Ca-Cl y yeso Ca-Cl, con salinidades de 45 a >300g/L.
- Aguas de tipo Ca-Cl, son salinidades que generalmente aumentan con la profundidad mediana (Mark A. Engle, 2016)
- Las aguas de menor salinidad (<70 g/L) de origen meteórico en reservorios de hidrocarburos pérmicos medio y superior probablemente representen aguas meteóricas que se infiltraron y disolvieron halita y anhidrita (Mark A. Engle, 2016).

Alteraciones geoquímicas notadas:

Interacciones CO₂-Salmuera-Roca

Estudios experimentales en condiciones representativas del reservorio han demostrado:

Disolución mineral:

- Disolución significativa de glauconita, más que la dolomita, domina la liberación de Mg y Fe.
- La disolución de glauconita, mas que la dolomita, domina la liberación de Mg y Fe.
- Precipitación secundaria de calcita y ankerita. (Abdalla, Okoroafor, Elbashir, & Wang, 2025)

Cambios en la química de salmueras:

- Concentraciones elevadas de Ca, Mg, K, Fe, Ni, Cu y Zn en salmueras post-reacción. (Abdalla, Okoroafor, Elbashir, & Wang, 2025)
- La inyección de CO₂ tiene efectos observables sobre la alcalinidad, los sólidos disueltos totales y los valores de sodio en las aguas producidas del reservorio carbonatado.

Efectos en propiedades petrofísicas:

- Desarrollo de fracturas de escala milimétrica.
- Redes de vug-fractura-vug que pueden permitir la movilización de hidrocarburos.
- Cambios en porosidad y permeabilidad basados en datos de pruebas de laboratorio de interacción de CO₂-roca. (Abdalla, Okoroafor, Elbashir, & Wang, 2025)

Alteraciones geomecánicas notadas

Desarrollo de fracturas:

- Fracturamiento inducido por disolución que produce porosidad de escala milimétrica.
- Fracturas que contribuyen significativamente al flujo en carbonatos naturalmente fracturados compactos (Abdalla, Okoroafor, Elbashir, & Wang, 2025; Holloway,

Karimjee, Akai, Pipatti, & Rypdal, 2006).

De acuerdo con la información proporcionada por (USGS, 2013) las cifras presentadas en la tabla 7 son estimaciones para recursos de almacenamiento técnicamente accesibles (TASR, por sus cifras en inglés) para dióxido de carbono (CO₂).

Tabla 7. Estimación de recursos de almacenamiento técnicamente accesibles.

Nombre de cuenca	Recurso de almacenamiento de reemplazo por recuperación conocida				Recurso de almacenamiento por captura flotante				Recurso de almacenamiento por captura residual clase 1			
	P5	P50	P95	Media	P5	P50	P95	Media	P5	P50	P95	Media
Cuenca Pérmica	1000	130 0	170 0	1300	160 0	200 0	400 0	2400	220 0	390 0	670 0	4100

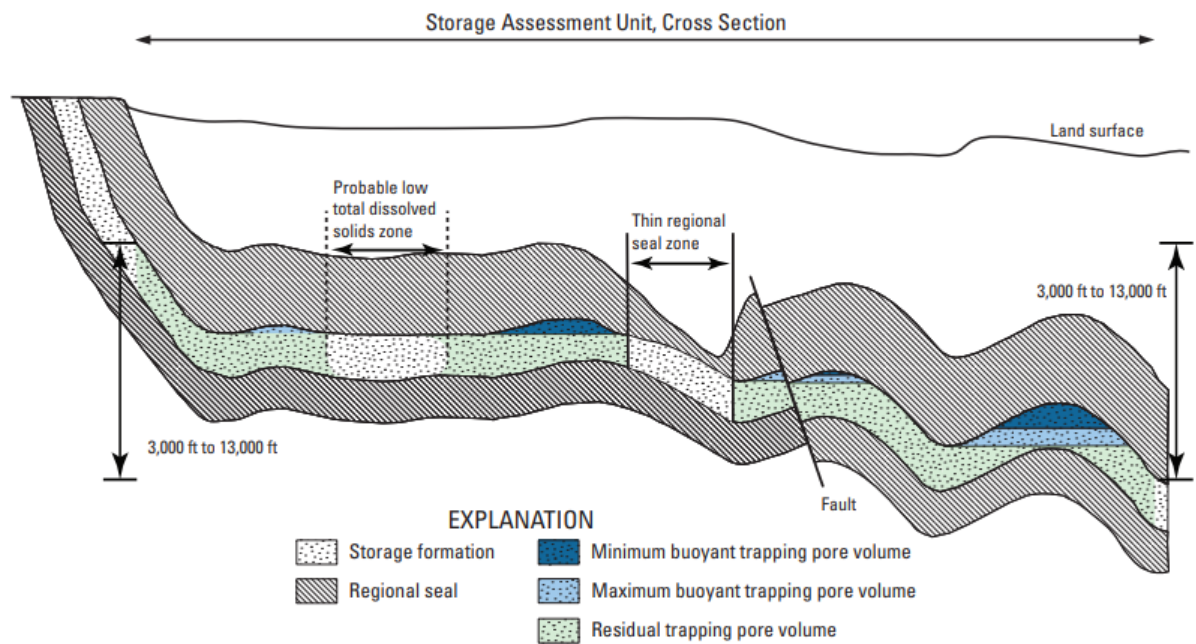
Nota. Tomado y adaptado de (USGS, 2013).

Cabe aclarar que las estimaciones están en miles de millones de toneladas métricas (gigatoneladas, Gt). P5, P50 y P95 son percentiles de probabilidad y representan, respectivamente, las probabilidades de 5%, 50% y 95% de que el recurso de almacenamiento sea menor que el valor mostrado. Estos percentiles fueron calculados usando el método de agregación descrito por (USGS, 2013) [Los valores percentílicos no se suman para obtener totales debido a que el procedimiento de agregación consideró dependencias parciales entre las unidades de evaluación de almacenamiento. Los valores P50 (mediana) suelen ser menores que los valores medios porque la mayoría de las distribuciones de resultados presentan asimetría hacia la derecha. El recurso de almacenamiento por reemplazo de recuperación conocida (KRRSR) se lista por separado, determinado a partir de volúmenes de producción petrolera; el mismo tipo de recurso también está incluido en el tipo de almacenamiento boyante estimado a partir de un modelo geológico. Los

valores medios se suman para obtener totales, pero se informan con solo dos cifras significativas.] (USGS, 2013). Esto se menciona con el fin de entender que existen diferentes metodologías para el cálculo de posibles volúmenes almacenables de CO₂.

Teniendo en cuenta lo anterior mencionado en el reporte del (USGS, 2013) se presentan las SAU (Storage Assessment Units) que es un volumen mapeable de roca que consiste en un reservorio poroso y una formación regional de sellado limitante. Dentro de la SAU, el reservorio poroso se define como la formación de almacenamiento (Storage Formation), en la figura 5 se muestra una sección transversal esquemática que se extiende hacia abajo a lo largo de una SAU hipotética, que ilustra la relación entre los estilos de atrapamiento boyante y residual en la formación de almacenamiento. El criterio del límite de profundidad mínima para la SAU de 3,000 pies garantiza que el dióxido de carbono se encuentre en estado supercrítico para minimizar el volumen de almacenamiento, y 13,000 pies es el límite inferior accesible con presiones promedio de inyección. Se puede definir una SAU profunda para profundidades mayores a 13,000 pies si existen condiciones favorables en el reservorio. El límite lateral de la SAU está definido por la ubicación donde la parte superior de la formación de almacenamiento alcanza el límite de profundidad definido. También se muestran zonas de probable bajo contenido total de sólidos disueltos y zonas delgadas de sello regional, las cuales pueden ser excluidas de una SAU.

Figura 5 Storage Assessment Unit, Cross Section.

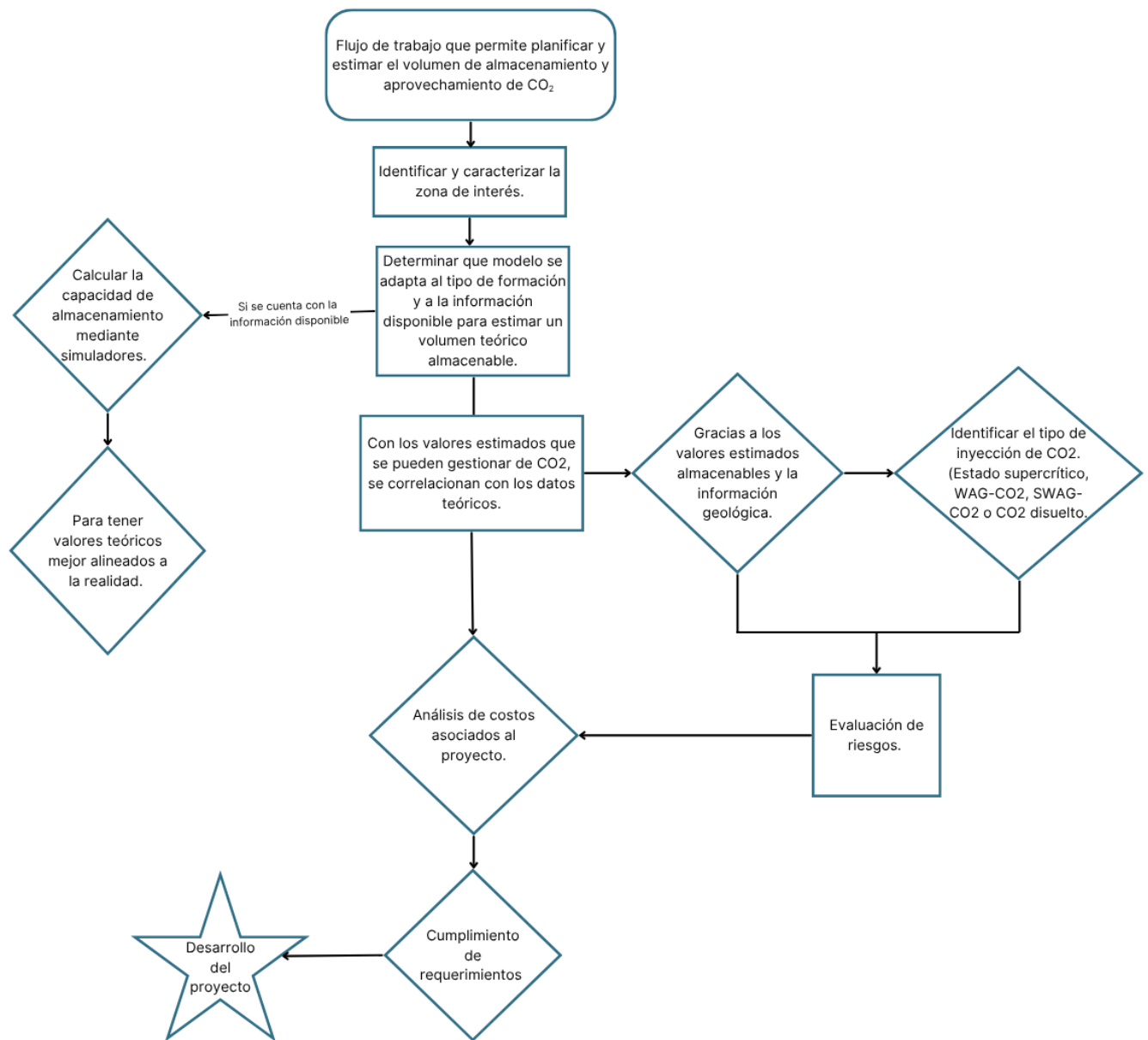


Nota. Tomado de (USGS, 2013).

Teniendo en cuenta lo mencionado previamente, al estimar estos valores de almacenamiento correlacionados con la información geológica, el tipo de inyección y tasa de inyección, se puede realizar una estimación acertada del comportamiento y posibles riesgos del almacenamiento de CO₂ de las mencionadas SAU.

En la figura 6 se presenta el flujo de trabajo a seguir para el desarrollo de proyectos de planificación y estimación del volumen de almacenamiento y aprovechamiento de CO₂ aplicable a cualquier proyecto ya que no se restringe a un solo tipo de formación de almacenamiento.

Figura 6.6 Flujo de trabajo para la planificación y estimación del volumen de almacenamiento y aprovechamiento de CO₂



Nota. Elaborado por los autores

4.6.2 Proyecto referente suspendido: Petra Nova

Ubicado en Thompsons, Texas, la captura de carbono empezó el 10 de enero de 2017, diseñado para capturar el 90% del CO₂ de una corriente de gas de combustión de 240 megavatios (MW) de una unidad generadora alimentada con carbón (unidad 8) lo que equivale a 1,4 millones

de toneladas métricas por año; el CO₂ capturado, con una pureza del 99% se comprime y se transporta por una tubería hasta el campo petrolero West Ranch en Texas, para EOR, la cual resultó en un aumento significativo de la producción de petróleo, de 300 barriles por día (bpd) a 4000 bpd inicialmente, posteriormente 15000 bpd.

Durante el 2020 el COVID-19 pauso las actividades del mundo y Petra Nova no fue la excepción, la economía de este proyecto se basaba en el recobro mejorado y cuando el precio del petróleo cayó, se suspendieron actividades hasta que las condiciones mejoraron; en 2022 un incendio en WA Parish, unidad 8 que proporcionaba gas de combustión retrasó aún más las operaciones en la instalación de captura de carbono. Geológicamente, el CO₂ se inyecta en cinco formaciones de arenisca dentro de la formación Frio: 98-A, Ward, Glasscock y Greta, a profundidades entre 5100 y 6200 ft, donde se estima que las operaciones de EOR de CO₂ durante 20 años utilizarían aproximadamente el 61% de la capacidad de almacenamiento calculado del campo, que es de 48,06 millones de toneladas métricas de CO₂ (Banks, J. 2021).

En efecto, cabe mencionar que los proyectos actualmente operativos de (CCUS) en Estados Unidos gestionan un volumen considerable de CO₂, que se prevé aumentara con los años. Otro ejemplo que sobresale en Estados Unidos es el proyecto Shute Creek ubicado en Wyoming. Este está operativo desde 1986, cabe resaltar que a pesar de su edad este proyecto se mantiene como una de las instalaciones de captura de CO₂ más grandes a nivel mundial, tiene una capacidad de captura aproximada de 3,5 millones de toneladas de CO₂ anuales. El CO₂ capturado en Shute Creek es usado frecuentemente en operaciones (EOR). Sin embargo, se plantea utilizar en un futuro próximo sus instalaciones para priorizar el almacenamiento geológico permanente de CO₂ (NETL, 2021).

Finalmente, la implementación de proyectos CCUS en Estados Unidos ha generado diferentes tipos de polémicas enfocadas a la justicia ambiental; como se ha mencionado anteriormente es importante que este tipo de tecnologías se apliquen buscando mitigar los efectos relacionados a la contaminación producida por el CO₂, y a su vez se garantice la protección de comunidades locales vulnerables ante potenciales impactos como los expuestos previamente (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2021).

5 Volumen de CO₂ gestionado en proyectos de CCS/CCUS en Estados Unidos

CCS se refiere a la captura de emisiones de centrales eléctricas o fuentes industriales. El CO₂ capturado se comprime y se calienta más allá de su punto crítico, donde presenta una densidad cercana a la de los líquidos y una viscosidad similar a la de los gases (solubilidad y difusión), para posteriormente transportar a lugares donde se inyecta bajo tierra, tal como viejos yacimientos de petróleo y gas o acuíferos salinos. Este proceso se conoce como Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) o Recuperación mejorada de Gas (EGR). Según la IEA “ha demostrado ser muy exitoso y millones de toneladas de CO₂, tanto de acumulaciones naturales de CO₂ en rocas subterráneas como capturadas de instalaciones industriales, ahora se canalizan a los yacimientos de petróleo y gas para su uso en EOR”.

El CCUS requiere una energía considerable para capturar, comprimir e inyectar CO₂ en el subsuelo, y estos costos de energía, así como los costos de infraestructura son obstáculos persistentes para los proyectos CCUS económicamente viables. El Departamento de Energía de

Estados Unidos (DOE) ha estado estudiando y probando el almacenamiento geológico por más de 20 años, además de más de 50 años de experiencia de almacenamiento de CO₂ en campos de petróleo y gas.

Esta experiencia ha demostrado que el almacenamiento geológico de CO₂ es una práctica segura y permanente con un riesgo muy bajo de que el CO₂ migre fuera de la formación objetivo, gracias a que se realiza correctamente el proceso de almacenamiento.

Este programa de secuestro de CO₂ del DOE en EE. UU. comenzó con una pequeña asignación de \$1 millón de dólares en 1997 y ha crecido hasta convertirse en el programa de investigación y desarrollo de CCS más grande y completo del mundo. El DOE ha respaldado un número de proyectos en Estados Unidos, incluyendo otros países tal como Canadá, Algeria, Noruega, Australia y Alemania.

El Proyecto de Secuestro de Frio Brine fue el primer proyecto de campo en los Estados Unidos en inyectar CO₂ en una formación salina con el único propósito de almacenamiento de CO₂. El proyecto inyectó aproximadamente 5,000 toneladas de CO₂ durante dos períodos de tiempo separados (aproximadamente 2 semanas cada uno) en la formación salina profunda Frio en Texas. La sísmica entre pozos y los trazadores con muestreo de fluidos con tubo en U fueron los métodos principales utilizados para medir, monitorear y validar las predicciones del equipo de investigación sobre el destino del CO₂ inyectado.

Los resultados de este proyecto también mostraron que el CO₂ permanecería en la formación objetivo y estaría contenido por la roca de cobertura. El proyecto fue autorizado bajo el Programa de Control de Inyección Subterránea (UIC), con un permiso de pozo de inyección de Clase I no peligroso. Se preparó una Evaluación Ambiental y se emitió un FONSI (Hallazgo de Ningún Impacto Significativo) para este proyecto antes de las operaciones de campo. (Experience from Geologic CO₂ Storage Field Projects Supported by DOE's Sequestration Program Background - Department of Energy).

5.1 Potencial de almacenamiento de proyectos de CCUS/CCS

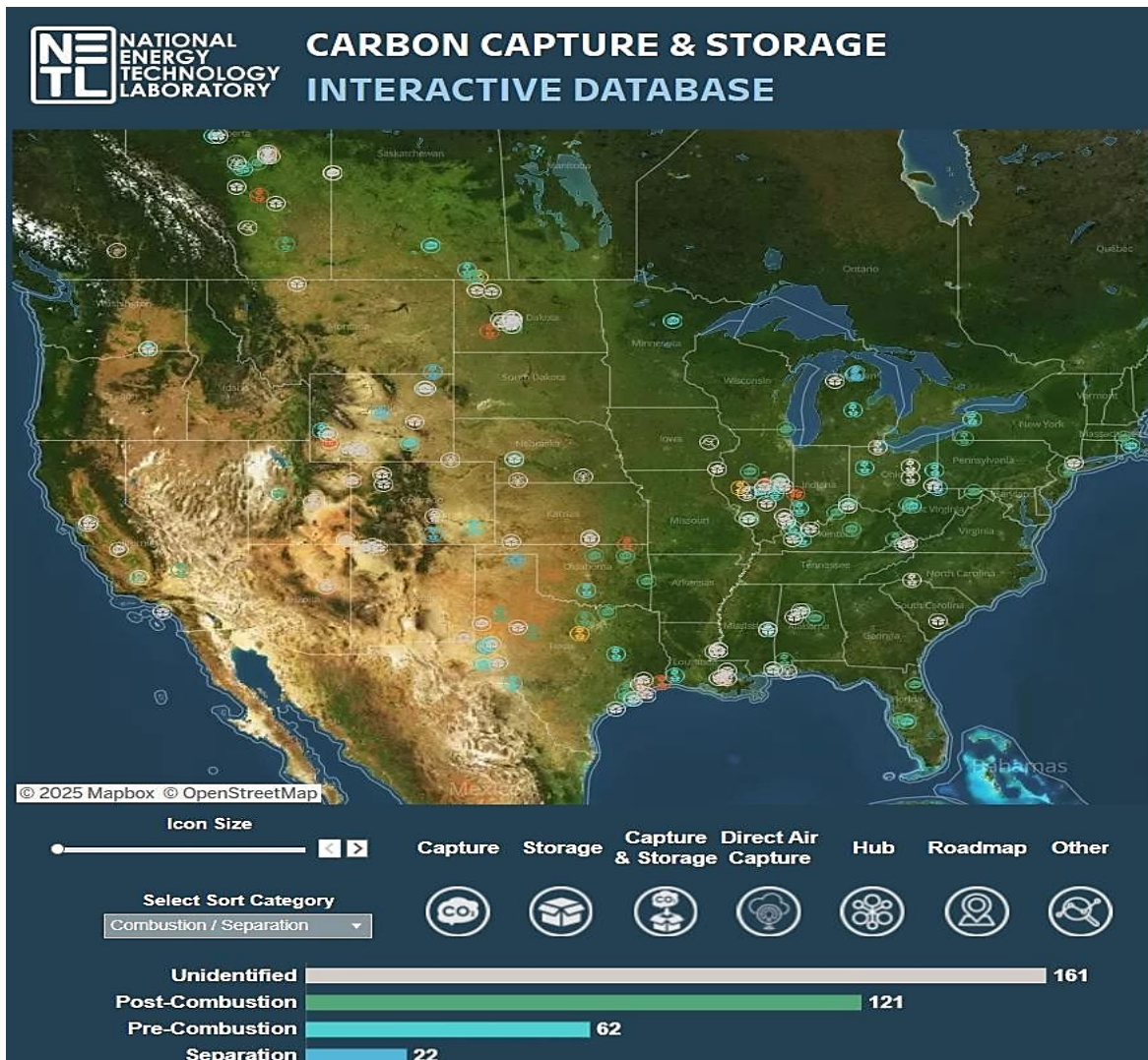
Estados Unidos tiene el potencial de almacenar de forma segura y permanente en su subsuelo con una capacidad de almacenamiento geológico de entre 2,2 billones y 21,2 billones de toneladas métricas de CO₂. Además, cuenta con una amplia gama de proyectos de CCUS en diferentes etapas de desarrollo.

La Base de Datos de CCS del NETL (National Energy Technology Laboratory) proporciona al público información sobre los esfuerzos realizados por diversas industrias, grupos públicos y gobiernos para el desarrollo y eventual implementación de la tecnología CCS.

A partir de abril de 2018, la base de datos contenía un total de 305 proyectos de CCS en todo el mundo, con 299 sitios identificados. Los 299 proyectos ubicados en sitios incluyen 76 de captura, 76 de almacenamiento y 147 de CCS en más de 30 países en 6 continentes.

Si bien varios de los proyectos aún se encuentran en la etapa de planificación y desarrollo, y muchos se han completado, 37 están capturando y/o inyectando CO₂ activamente a nivel mundial. Adicionalmente la figura 7 proporciona un mapa interactivo el cual van actualizando de acuerdo con el avance de los proyectos; indica la ubicación, el tipo de proyecto y la cantidad de CO₂ que se está gestionando.

Figura 7 Mapa Interactivo CCS



Nota: Tomado de la página web de NETL, tomado de Carbon Capture and Storage Database.

(s. f.). netl.doe.gov. <https://netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/worldwide-ccs-database>

5.2 Descripción general de los proyectos operativos y en desarrollo

Las instalaciones CCS/CCUS que están actualmente en operación tienen una capacidad

total para capturar aproximadamente 22 millones de toneladas métricas de CO₂ por año, solo el 0.4 por ciento de las emisiones anuales de CO₂ de la nación. (Carbon Capture and Storage in the US, CBO).

A septiembre de 2023, se encontraban operativas en Estados Unidos quince instalaciones CCS. Adicionalmente, 121 instalaciones de CCUS estaban en fase de construcción o desarrollo. El seguimiento de estos proyectos se realiza a través de bases de datos especializadas, como la Base de Datos de Proyectos CCUS de la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Base de Datos de CCS del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL). La base de datos de la IEA se centra en proyectos a gran escala con un claro objetivo de reducción de emisiones, excluyendo la captura de CO₂ para usos con bajos beneficios climáticos o que forman parte de procesos industriales convencionales. Por otro lado, la base de datos del NETL abarca proyectos activos, propuestos, cancelados y terminados a nivel mundial.

El desarrollo de proyectos de CCUS en Estados Unidos se ha visto impulsado por iniciativas de financiación gubernamental, como el Programa de Proyectos de Demostración de Captura de Carbono del Departamento de Energía (DOE). Entre los proyectos notables se incluyen la iniciativa de 1PointFive y Carbon Engineering para desplegar hasta 70 instalaciones de captura directa del aire (DAC) para 2035, el proyecto de Air Products para construir una planta de hidrógeno azul en Luisiana con captura de más de 5 millones de toneladas métricas anuales de CO₂, la colaboración entre BP y Linde en Texas para un proyecto de CCS de aproximadamente 15 millones de toneladas métricas anuales, y los proyectos de Carbon America para capturar emisiones de plantas de etanol en Colorado.

Otros ejemplos incluyen el proyecto Bayou Bend, una instalación de captura, transporte y almacenamiento de 10 millones de toneladas métricas anuales en Texas, y proyectos históricos

como Petra Nova, una planta de energía de carbón con captura de CO₂ que operó entre 2017 y 2020, y el proyecto Illinois Industrial en Decatur, Illinois, dedicado al almacenamiento geológico de CO₂. En la tabla 8 se representan la información actual de los proyectos operativos de CCS.

Tabla 8 *Instalaciones CCS en EE. UU*

Nombre del proyecto	Fecha de inicio de operación	Ubicación	Tipo de producción	CO ₂ usado para EOR	Capacidad de captura de CO ₂ (Mtpa)	Tipo de proyecto
Terrell	1972	Texas	Gas Natural	Si	0.5	CCUS
Enid Fertilizier	1982	Oklahoma	Amonio (fertilizante)	Si	0.2	CCUS
Shute Creek	1986	Wyoming	Gas Natural	Si	7	CCUS
Great Plains	2000	North Dakota	Hidrogeno y Amonio (fertilizante)	Si	3	CCUS
Core Energy	2003	Michigan	Gas Natural	Si	0.4	CCUS
Arkalon	2009	Kansas	Etanol	Si	0.5	CCUS
Century Plant	2010	Texas	Gas Natural	Si	5	CCUS
Bonanza BioEnergy	2012	Texas	Etanol	Si	0.1	CCUS
Air Products	2013	Texas	Hidrogeno	Si	0.9	CCUS
Coffeyville	2013	Kansas	Hidrogeno y Amonio (fertilizante)	Si	0.9	CCUS
Lost Cabin	2013	Wyoming	Gas Natural	Si	0.9	CCUS
PCS Nitrogen	2013	Louisiana	Amonio (fertilizante)	Si	0.3	CCUS
Petra Nova	2017	Texas	Energía eléctrica	Si	1.4	CCUS
Illinois Industrial	2017	Illinois	Etanol	No	1	CCS
Red Trail Energy	2022	North Dakota	Etanol	No	0.2	CCS

Nota: Adaptado de <https://www.cbo.gov/sites/default/files/images/full-reports/2023/59345-1.png>.

Si todas las instalaciones que actualmente se encuentran en construcción o desarrollo llegaran a operar, la capacidad nacional de CCUS podría aumentar significativamente. La Oficina de Presupuesto del Congreso (CBO) estima que esto podría elevar la capacidad de captura hasta el 3% de las emisiones anuales actuales de CO₂, lo que se traduciría en aproximadamente 156 millones de toneladas por año, basándose en los niveles de emisión actuales.

Estos proyectos en estudio de viabilidad gestionarían más de 40 Millones de toneladas por año (Mtpa), con lo cual, estos datos indican que el volumen actual de CO₂ gestionado en proyectos de CCUS en Estados Unidos es de aproximadamente 17,8 Mtpa. No obstante, el volumen potencial de CO₂ gestionado en el futuro podría ser significativamente mayor, superando los 40 Mtpa, a medida que se desarrollen e implementen nuevas tecnologías y proyectos.

Es importante tener en cuenta que estas estimaciones se basan en la capacidad de almacenamiento de CO₂ de los proyectos y no en la tasa de inyección real de CO₂, ya que esta puede variar de acuerdo con el proyecto y las condiciones operativas del mismo.

Adyacente a esto, la mayoría de los proyectos de CCUS en Estados Unidos se utilizan en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), lo cual se traduce en que el CO₂ se inyecta en yacimientos de petróleo agotados para aumentar la producción del mismo, desde la década de 1970, se han inyectado de forma segura más de 850 millones de toneladas métricas de CO₂, si bien esto representa beneficios económicos, es importante tener en cuenta las implicaciones climáticas de la extracción y quema de combustibles fósiles adicionales; el aumento de la

extracción de petróleo no reduce las emisiones, sino que las aumenta.

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) recopila datos sobre el secuestro geológico de dedicado de CO₂ a través del Subparte RR del Programa de Informes de Gases de Efecto Invernadero (GHGRP). Hasta 2023, se había informado un total acumulado de 63.16 millones de toneladas métricas de CO₂ secuestradas bajo esta subparte. La Subparte PP del GHGRP también proporciona datos anuales sobre el CO₂ capturado de fuentes industriales y suministrado para diversos usos, incluyendo el EOR y el secuestro dedicado.

En 2023, la mayor parte del CO₂ capturado de procesos industriales (54%) y casi todo el CO₂ producido de fuentes naturales (94%) se utilizó para la recuperación mejorada de petróleo y gas.

5.3 Volumen histórico estimado de CO₂ gestionado por proyectos de CCUS

La tabla 9 muestra datos que se basan en los informes de la Subparte PP y RR del GHGRP de la EPA; el total de CO₂ gestionado puede ser un valor aproximado a la realidad debido a posibles diferencias en la metodología de los informes.

Tabla 9 *Volumen histórico de CO₂ generado en CCUS*

Año	CO ₂ Capturado de Fuentes Industriales (MMT)	CO ₂ Utilizado para EOR (MMT)	CO ₂ Geológicamente Secuestrado (MMT)	Total CO ₂ Gestionado (MMT)
2016	17.20	46.70	03.09	66.99
2017	19.20	49.60	5.96	74.76
2018	19.70	48.40	7.66	75.76
2019	22.30	52.10	8.33	82.73
2020	17.50	35.21	6.80	59.51

2021	16.90	35.09	6.95	58.94
2022	18.10	36.68	08.01	62.79
2023	16.10	33.76	16.30	66.16
Acumulado	146.90	347.54	63.16	557.60

Nota: Adaptado de CCS Global Institute. Tomado de <https://www.globalccsinstitute.com/resources/previous-reports/>

El volumen actual estimado de CO₂ gestionado por proyectos de CCUS en Estados Unidos es de aproximadamente 22 millones de toneladas métricas anuales, con un volumen histórico acumulado de alrededor de 557,6 millones de toneladas métricas hasta 2023; las tendencias y proyecciones futuras indican que habría un crecimiento sustancial en la capacidad de gestión de CO₂, impulsado por políticas gubernamentales, incentivos económicos y avances tecnológicos. Sin embargo, para que este potencial se desarrolle se deben superar los desafíos relacionados con los costos, la infraestructura, transporte, almacenamiento y la regulación.

El desarrollo e implementación de tecnologías de CCUS desempeña un papel fundamental para el cumplimiento de los objetivos climáticos de Estados Unidos, requerirá un gran esfuerzo e inversión, tanto económica como tecnológica, su despliegue a gran escala coordinado por parte de los gobiernos, la industria y la investigación para así tener un desarrollo exitoso en este periodo de transición energética.

6 Almacenamiento, aprovechamiento y uso del CO₂

Con respecto a la cantidad de proyectos activos de CCUS en Estados Unidos, según un informe de (Global CCS Institute) del 2022, se identificaron 83 proyectos de los cuales solo 13 estaban en funcionamiento, 2 en fase de construcción, y 68 en estado de planificación.

En cuanto a las emisiones de CO₂ en Estados Unidos en el año 2024, estas alcanzaron los 4,797 millones de toneladas métricas (Mt) de CO₂, lo que refleja una muy pequeña reducción del 0.4% en comparación con el año 2022, y tan solo del 0.02% respecto al 2023 (U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics And Analysis, s. f.).

En la tabla 10, se puede evidenciar el total de emisiones de CO₂ proveniente de EE. UU. en los últimos años.

Tabla 10 *Total de emisiones de CO₂ en Estados Unidos.*

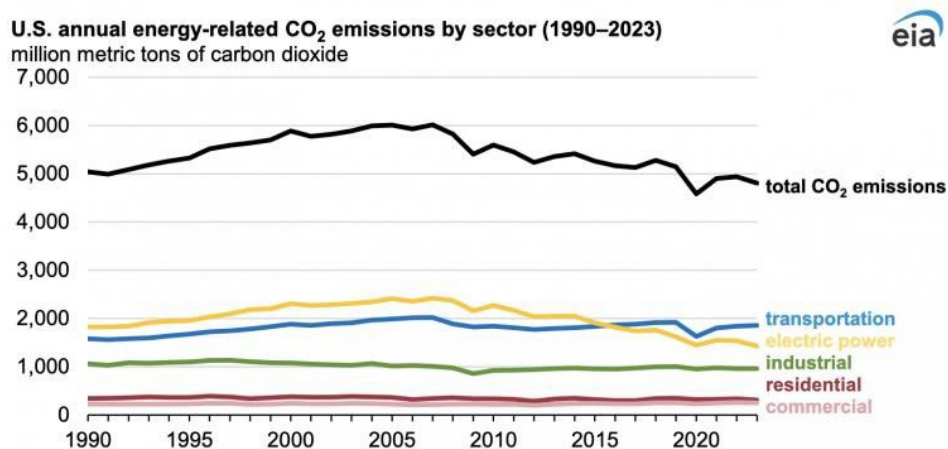
Año	Estimaciones preliminares de CO ₂ (millones de toneladas métricas)	Estimaciones revisadas de CO ₂ (millones de toneladas métricas)	Diferencia (millones de toneladas métricas)	Diferencia porcentual
2018	5.274	5.269	-5	-0,10%
2019	5.138	5.149	11	0,20%
2020	4.571	4.575	4	0,10%
2021	4.870	4.904	34	0,70%
2022	4.970	4.941	-29	-0,60%

Nota. Tomado de Administración de Información Energética de EE. UU. Monthly Energy Review, 2024.

Así mismo, para dar continuidad al capítulo anterior, se presenta la figura 8 sobre las emisiones de CO₂ por sector en Estados Unidos la cual permite evidenciar los sectores más

contaminantes y a su vez muestra la evolución total de dichas emisiones a lo largo del tiempo.

Figura 8 Emisiones anuales de CO₂ relacionadas con la energía



Nota: Tomada de U.S Energy Information Administration, Monthly Energy Review, marzo 2024

Además, también es posible evidenciar una tendencia que indica la reducción progresiva de las emisiones a través de los últimos años y la consecuencia de los cambios políticos, ambientales y sociales que han ocurrido en el presente siglo.

Es de enfatizar que el sector de la energía es el principal responsable de esta disminución de emisiones, esto se debe a la creciente participación de energías limpias como la solar o el gas natural, y a su vez un menor consumo de carbón por parte de las industrias (U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics And Analysis, s. f.).

A pesar de este progreso significativo, es importante seguir fortaleciendo las políticas y desarrollar tecnologías en pro a los procesos CCS que permitan a Estados Unidos, y Norteamérica

en general alcanzar las metas establecidas en torno a la reducción del 50 al 52 por ciento de las emisiones netas de gases de efecto invernadero (APS) para 2030, y alcanzar el cero neto (Netzero) de emisiones para el 2050.

Por otra parte, la infraestructura con la que cuenta actualmente Estados Unidos para la captura, almacenamiento, y uso de CO₂ es limitada. Hasta finales de 2023, se encontraban operando 15 instalaciones de CCS en el país, con una capacidad aproximada de captura industrial de 22 millones de toneladas métricas de CO₂ por año, lo que representa solo el 0,46% de las emisiones actuales de Estados Unidos. (Carbon capture and storage in the United States, 2023), aunque según datos disponibles del informe de gases de efecto invernadero (GHGRP) de la EPA, afirma que se capturo un total de 16.10 MMT CO₂; esta disparidad en los datos anteriormente mencionados sugiere que las instalaciones operativas no están funcionando a su máxima capacidad o que puede haber proyectos que no se han tenido en cuenta en el informe de la EPA.

En la actualidad la gran mayoría de proyectos tienen como destino final la utilización de este gas en procesos (EOR). Sin embargo, Estados Unidos tiene un potencial relevante de almacenamiento en su subsuelo, estimado entre 3,000 y 8,600 GT.

En cuanto al CO₂ capturado y gestionado para los procesos de recobro mejorado, según datos obtenidos de la EPA del año 2023 fueron utilizados 33.76 MT de los cuales es esencial distinguir entre el CO₂ procedente de yacimientos naturales y el CO₂ capturado industrialmente es utilizado en su mayoría para EOR. La mayor parte del CO₂ es capturado de procesos industriales (54% de 16.10 MT, que es aproximadamente 8.7 MT) y casi todo el CO₂ producido de fuentes naturales (94% de 26.80 MT, que es aproximadamente 25.2 MT) se utilizaron para este propósito, según los datos del 2023 (Supply, Underground Injection, And Geologic Sequestration Of Carbon Dioxide | US EPA, 2025).

La tabla 11 presenta la tendencia del CO₂ anual utilizado para EOR en Estados Unidos, agrupado por fuente (captura industrial vs. fuentes naturales), según datos de la EPA.

Tabla 11 CO₂ Total Utilizado, Capturado y Producción Incremental en Recuperación Mejorada de Petróleo.

Año	CO ₂ total utilizado en EOR (MT)	CO ₂ de captura industrial (MT)	CO ₂ capturado de fuentes naturales (MT)	Producción incremental (bbl/d)
2023	33,76	8,7 (54% de 16,10)	25,2 (94% de 26,80)	-
2022	33,68	9,77 (54% de 18,10)	26,91 (94% de 28,63)	245000
2021	35,09	9,13 (54% de 16,90)	25,96 (96% de 27,04)	250000
2020	35,21	9,45 (54% de 17,50)	25,76 (95% de 27,12)	273000
2019	52,1	12,04 (54% de 22,30)	40,06 (97% de 38,93)	299000
2018	48,4	10,64 (54% de 19,70)	37,76 (97% de 40,87)	310000
2017	49,6	10,37 (54% de 19,20)	39,23 (96% de 40,87)	-
2016	46,7	9,29 (54% de 17,20)	37,41 (97% de 38,57)	-

Nota. Datos adaptados de *U.S. CO₂ Enhanced Oil Recovery Survey* por Advanced Resources International, 2024

De la tabla 11 se puede inferir que, del total de CO₂ capturado por medios industriales, aproximadamente el 54 % es destinado a su utilización en procesos EOR, a su vez esto sugiere una tendencia estable en cómo se utiliza el CO₂ capturado dentro del sector energético estadounidense. A continuación, según lo denotado en los diferentes escenarios que permiten evidenciar distintas perspectivas que ayudan a prever el impacto del almacenamiento de CO₂ en las formaciones del subsuelo de Estados Unidos.

7 Proyecciones de almacenamiento y uso del CO₂

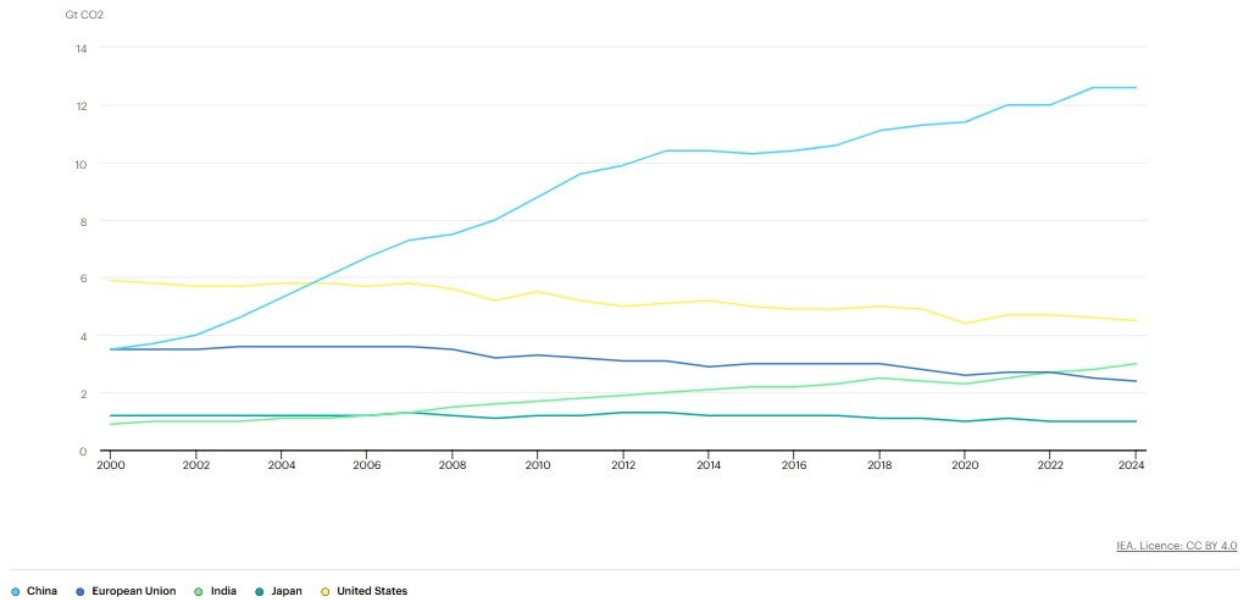
Para tener un estimado del comportamiento que se va a desarrollar en los próximos años en el territorio estadounidense se propone plantear 2 escenarios, en los cuales, el primero representará la comparación actual de las emisiones de CO₂ vs el aprovechamiento del CO₂; y el segundo escenario representará la tendencia de emisiones de CO₂ vs el volumen de CO₂ aprovechado si todos los proyectos que se encuentran en fase de desarrollo o planeación cumplen con las cifras estimadas propuestas.

7.1 Escenario actual. Emisiones actuales de CO₂ vs aprovechamiento de CO₂

En este escenario se presenta una comparación de la cantidad de CO₂ aprovechado actualmente y la cantidad de CO₂ emitido vs tiempo; el objetivo es obtener un enfoque de cómo se gestiona el CO₂ y observar si estos proyectos tienen una contribución importante con respecto a las emisiones. Los datos de captura de CO₂ se tomaron de la tabla 11 Datos adaptados de *U.S. CO₂ Enhanced Oil Recovery Survey* por Advanced Resources International, 2024. Donde se tiene información desde 2016 hasta 2023.

Por otro lado, las emisiones de estados unidos se obtuvieron de gráficas de (emisiones vs tiempo) de la página Internacional Energy Agency (IEA) estos datos se registraron desde 2000 hasta 2024 representados en la figura 9.

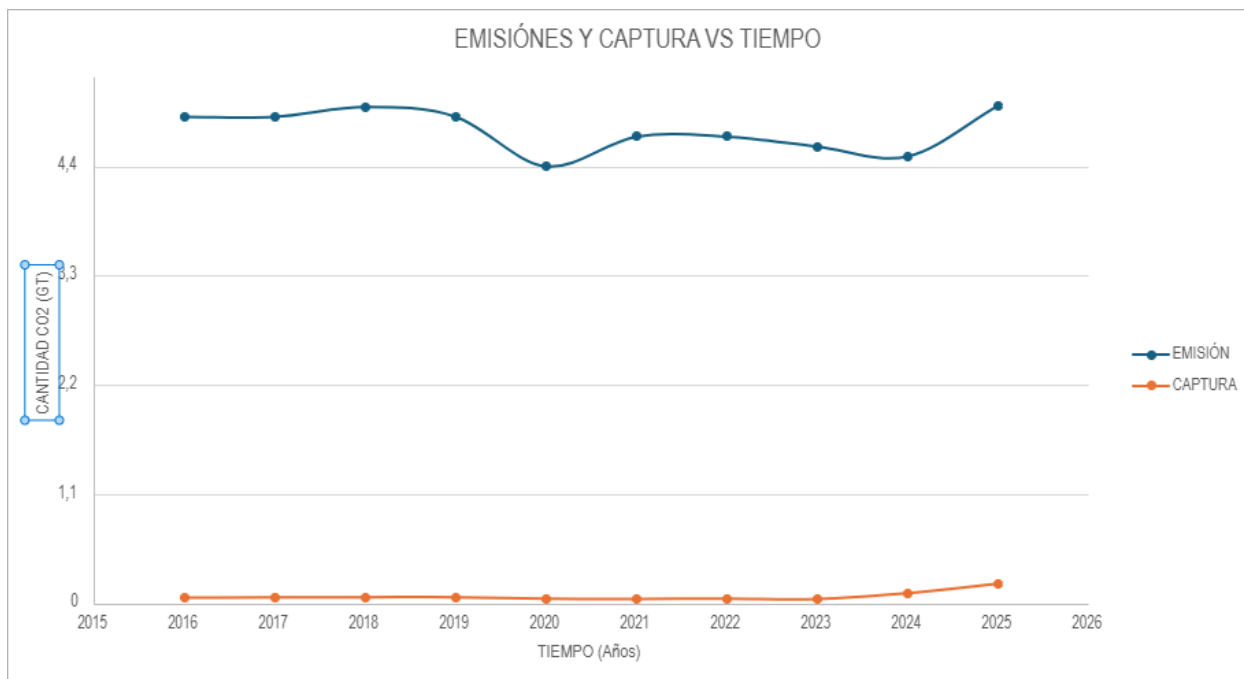
Figura 9 Emisiones producidas en diferentes regiones del mundo desde el año 2000 hasta 2024



Nota. Tomado de CO₂ total emissions by region (IEA, 2025)

Dado que no se cuenta con información de captura de CO₂ desde el año 2000 hasta el 2015, se trabajó con los datos de inyección desde 2016 hasta 2023. Con lo cual, se obtuvo la comparación de emisiones y captura a lo largo del tiempo representado en la figura 10.

Figura 10 Emisión y captura de CO₂ durante los últimos 11 años



Nota. Elaborado por los autores.

Se concluye que las emisiones tienen un promedio de 4,7 GT/año mientras que la captura tiene un promedio de 0,052 GT/año; esto representa un 1,091% de CO₂ capturado con respecto a las emisiones.

7.2 Escenario prospectivo. Aprovechamiento de CO₂ vs emisiones proyectadas.

El propósito de este escenario es obtener información de proyectos que estén en ejecución y planeación de captura e inyección de CO₂ hasta el año 2030 para obtener una proyección y compararlo con las emisiones pasadas y futuras.

Las estimaciones de rangos de emisión de CO₂ en estados unidos se obtuvieron de datos proporcionados por la Environmental protection agency (EPA) en la cual se escogieron los datos más altos de emisiones para manejar el escenario más pesimista, es decir el año 2025 con 5011

MT/año y 2030 con 4275 MT/año, tal como se muestra en la figura 11.

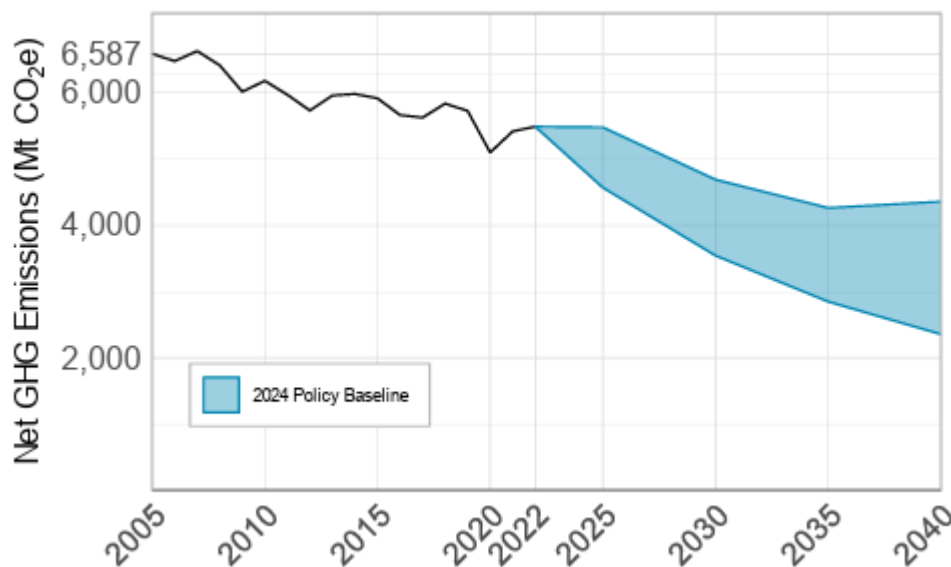
Figura 11 Estimación del cambio de emisiones de CO₂

Gas	Historical					Projected				
	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	
CO ₂	6,127	5,669	5,368	4,689	5,053	4,282 - 5,011	3,390 - 4,275	2,926 - 3,940	2,651 - 4,107	

Nota Tomado de 2024 U.S Emissions and Energy System Baselines (U.S Department of Energy, 2024)

De esta manera, se puede observar en la figura 12 cuál será la tendencia proyectada para la producción de gases de efecto invernadero.

Figura 12 Proyección de la producción de gases de efecto invernadero



Nota. Tomado de 2024 U.S Emissions and Energy System Baselines (U.S Department of Energy, 2024)

Por otro lado, las estimaciones de captura e inyección de CO₂ se obtuvieron de la base de datos de la página Internacional Energy Agency (IEA), donde se pueden encontrar los proyectos

que se están en su fase de planeación o ejecución a partir del 2025 hasta el 2030. En total son 105 proyectos donde se hallaron estimaciones de MTCO₂/año referenciados y que se encuentran en la tabla 12.

Tabla 12 Proyectos de aprovechamiento de CO₂

NOMBRE DEL PROYECTO	INICIO DE EJECUCIÓN	MT CO ₂ /año
Aemetis CCS Keyes facility	2026	2
Aemetis CCS Riverbank facility	2026	2
Eastern Louisiana Clean Energy Complex	2028	5
Bayou Bend East offshore	2029	10
Broadwing Clean Energy Complex	2028	2,8
Bushmills Ethanol Atwater	2026	0,23
CalCapture (Elk Hills)	2026	1,4
Cerilon gas-to-liquids complex	2029	2
Corn LP Goldfield biorefinery	2028	0,215
STRATOS (TX)	2025	0,25
STRATOS (TX)	2026	0,25
Dakota Ethanol Wentworth biorefinery	2028	0,257
Dry Fork Integrated Commercial CCS/Wyoming CarbonSafe	2026	3
Eastern Wyoming Sequestration Hub (high plains carbon storage)	2026	1,5
ExxonMobil Baytown petrochemical site	2028	7
G2 Net-Zero	2027	4
Gerald Gentleman Station Carbon Capture	2026	3,8
Glacial Lakes Energy Aberdeen biorefinery	2028	0,14
Glacial Lakes Energy Mina biorefinery	2028	0,4
Glacial Lakes Energy Watertown biorefinery	2028	0,372
Golden Grain Energy Mason City biorefinery	2028	0,343
Granite Falls biorefinery	2028	0,18
Green Plains Atkinson biorefinery	2028	0,157
Green Plains Central City biorefinery	2028	0,332
Green Plains Fairmont biorefinery	2028	0,343
Green Plains Otter Tail (Fergus Falls) biorefinery	2028	0,172
Green Plains Shenandoah biorefinery	2028	0,235

Green Plains Superior biorefinery	2028	0,172
Green Plains Wood River biorefinery	2028	0,346
Green Plains York biorefinery	2028	0,143
Heron Lake biorefinery	2028	0,186
HIF USA eFuels Matagorda County	2027	2
Highwater Ethanol Lamberton biorefinery	2028	0,157
Homeland Energy Solutions Lawler biorefinery	2028	0,572
Husker Ag Plainview biorefinery	2028	0,315
Illinois Clean Fuels Project	2026	9,7
James M Barry Electric Generating Plant CCUS	2030	0,5
KeyState Natural Gas Synthesis (ARCH2)	2026	0,5
LafargeHolcim Portland	2032	1,3
LafargeHolcim Ste Genevieve	2029	2,75
Lake Charles Methanol	2027	4,2
Project Blue	2026	0,45
Lincolnway Energy Nevada biorefinery	2028	0,257
Svante capture Linde SMR plant	2026	1,1
Little Sioux Corn Processors Marcus biorefinery	2028	0,458
Louis Dreyfus Grand Junction biorefinery	2028	0,343
Louis Dreyfus Norfolk biorefinery	2028	0,152
Midwest Carbon Express	2028	12
Mote biomass-to-hydrogen plant Kern County	2026	0,14
Mustang Station Carbon Capture	2026	1,5
NextDecade Rio Grande LNG	2026	5
One Earth Energy ethanol CCS	2026	0,45
Pine Lake Corn Processors Steamboat Rock biorefinery	2028	0,229
Plant Daniel Carbon Capture	2026	1,8
Plymouth Energy Merrill biorefinery	2028	0,157
POET 17 bioprocessing plants	2026	5
Prairie State Generating Station Carbon Capture	2026	6,05
Project Tundra at Milton R Young Station	2028	4
Quad County Corn Processors Galva biorefinery	2028	0,109
Redfield Energy biorefinery	2028	0,172
Ringneck Energy & Feed Onida biorefinery	2028	0,229
Siouxland Energy Cooperative Sioux Center biorefinery	2028	0,186
Tharaldson Ethanol Casselton biorefinery	2028	0,501

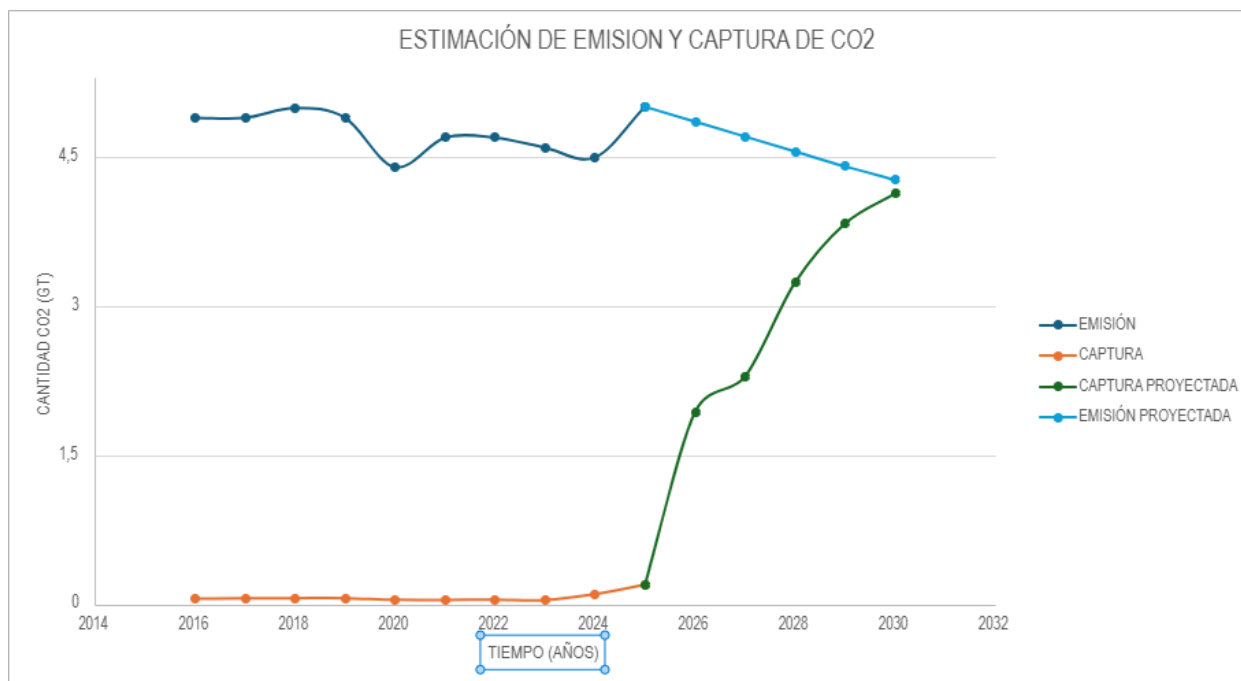
The ZEROS project Chambers & Liberty County (Jefferson)	2026	1,5
Velocys Bayou Fuels	2026	0,5
Linde hydrogen plant for OCI fertilizer blue ammonia Beaumont	2026	2,2
CF Industries blue ammonia Donaldsonville	2025	2
CF Industries blue ammonia Yazoo	2028	0,5
Ascension Clean Energy (ACE) complex	2029	12
EnLink midstream network	2026	2
OCI Fertilizer plant phase 1	2025	0,45
Heidelberg Materials Mitchell plant	2030	2
Carbon TerraVault 1: Lone Cypress Hydrogen project	2026	0,1
Calpine Baytown Energy Center (Baytown decarbonization project)	2028	2
Central Louisiana Regional Carbon Storage (CENLA) Hub (Wilcox) phase 1	2025	2
Haynesville Shale natural gas	2025	2
Sutter Decarbonization Project	2028	1,8
Cypress DAC Hub	2027	0,683
Drax US BECCS plant 1	2030	3
Drax US BECCS plant 2	2030	3
Longleaf CCS	2026	2,6
Nucor Steel Convent plant	2026	0,8
ExxonMobil Vermilion parish storage: Pecan island	2026	5
Pelican sequestration hub (Livingston Parish)	2026	6
Carbon TerraVault1: InEnTec	2027	0,1
Cormorant Clean Energy project	2027	1,4
Central Louisiana Regional Carbon Storage (CENLA) Hub (Wilcox) phase 2	2027	3
Big spring refinery pilot	2028	0,145
Ash Grove Cement Foreman Plant	2030	1,4
Valero 8 ethanol plants	2030	3,1
Aker CO280 Solution pulp and paper mill	2030	0,8
Lebec Net Zero Cement Plant project	2030	0,95
Ammonia Houston Ship Channel	2029	1,6
Orchard One	2026	2
Casper Carbon Storage Hub	2026	2
Carbon TerraVault 1	2026	1,5

Project Concho phase 1	2030	0,05
Net-zero 1 (SD)	2026	0,29
Cypress DAC Hub Heirloom Facility Phase 1	2026	0,017
New Generation Gas Gathering (NG3)	2025	1,2
Pelican Origen DAC project	2030	0,05
Origen DAC Demonstration (EERC)	2026	0,001
CALDAC	2030	0,05
Cypress DAC Hub Heirloom Facility Phase 2	2027	0,1
Cypress DAC Hub Heirloom Facility Phase 3	2030	0,2

Nota. Tomado de (IEA, 2025)

Analizando los datos de los proyectos y las gráficas de emisiones se referenció la información en la figura 13.

Figura 13 Estimación de la emisión de captura y CO₂ a los proyectos con operación al 2030



Nota. Elaborado por los autores

En la figura 13 se concluye que las emisiones tienen un promedio de 4,64 GT/año mientras que la captura tiene un promedio de 2,6 GT/año. Esto representa el 56,2% capturado con respecto a las emisiones proyectadas. Con respecto al caso 1 se obtiene una diferencia de 2,55 GT/año con

respecto a lo que se está capturando hoy en día y lo que se proyecta a futuro.

8 Conclusiones

Las emisiones de CO₂ en Estados Unidos, aunque con fluctuaciones como su pico en máximo en 2007 y una ligera tendencia a la baja reciente, siguen siendo significativas a nivel global y contribuyen de manera importante al cambio climático, afectando patrones climáticos, aumentando eventos extremos y elevando el nivel del mar. Esto indica la urgencia de implementar tecnologías como la Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) para mitigar estos efectos y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones.

Estados Unidos posee un vasto potencial geológico para el almacenamiento seguro y permanente de CO₂, estimado en billones de toneladas métricas, principalmente en acuíferos salinos profundos y yacimientos de hidrocarburos agotados representan las opciones más favorables. Las tecnologías y metodologías para la caracterización de sitios, evaluación de capacidad, inyección y monitoreo están respaldadas por décadas de experiencia en proyectos de EOR y almacenamiento dedicado, lo cual se ve evidenciado en los proyectos operativos mencionados demostrando la viabilidad técnica de la CCUS.

El flujo de trabajo propuesto para analizar el potencial de almacenamiento de un proyecto no se restringe a una sola metodología de cálculo, ya que dependerá de cada tipo de formación, información disponible, uso del CO₂ y condiciones operacionales.

Los proyectos de inyección de CO₂ deben realizar una serie extensa de estudios y recopilación de información geológica, sin embargo, con los avances tecnológicos y la

experiencia de proyectos previos se avanza en el desarrollo de estos siendo de interés para la transición energética.

De acuerdo con la prospectiva, el futuro de los proyectos de CCUS/CCS es muy prometedor en el territorio estadounidense, si se logra gestionar el CO₂ estimado en los proyectos y se continúan desarrollando proactivamente, se podría seguir el ejemplo y aplicarlo a otros países con un potencial de almacenamiento geológico en etapa inicial.

9 Recomendaciones

Realizar estudios de caracterización más profundos y específicos en formaciones geológicas identificadas como de alto potencial en EE. UU. Esto incluiría modelado geológico detallado, análisis petrofísicos y simulaciones de flujo para refinar las estimaciones de capacidad y predecir el comportamiento del CO₂ a largo plazo.

Para tener una mayor certeza de los riesgos asociados a los diferentes tipos de inyección de CO₂ se recomienda hacer pruebas de laboratorio con condiciones similares a la formación o si es posible con muestras de esta, esto con el fin de asegurar el almacenamiento y el comportamiento del CO₂.

Hacer seguimiento para verificar que los proyectos continúan en desarrollo.

Aplicar este estudio a otro país que tenga un alto crecimiento industrial para revisar las proyecciones de gestión de emisiones.

10 Bibliografía

Abdalla, M., Okoroafor, E., Elbashir, N., & Wang, Q.). Co₂-Induced Geochemical Alterations in Tight Carbonates: Insights for Enhanced Oil/Gas Recovery and Carbon Storage Seal Integrity. *SSRN*. Obtenido de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5344831

- Alberto, S. d., & Moises, D. (2024). Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de hidrocarburos. *Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de hidrocarburos*.
- Ali, M., Jha, N. K., Pal, N., Keshavarz, A., Hoteit, H., & Sarmadivaleh, M. (2022). Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook. *Earth Science Reviews*.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103895>.
- Al-Shafi, M., Massarweh, O., Abushaikha, A., & Bicer, Y. (2023). A review on underground gas storage systems: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration. *Energy Reports*.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.05.236>.
- Barnes, D. A., Bacon, D. H., & Kelly, S. R. (Septiembre de 2009). Geological sequestration of carbon dioxide in the Cambrian Mount Simon Sandstone: Regional storage capacity, site characterization, and large-scale injection feasibility, Michigan Basin. *Michigan Geological Repository for Research and Education and Geosciences*.
- Bashir, A., Ali, M., Patil, S., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., Al-Shehri, D., & Hoteit, H. &. (2024). Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews*, 249.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672>
- Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christenses, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(1), 62-68.
doi:[https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00027-8](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00027-8)
- Bubach, B. J. (2015). Geologic And Petrophysical Analysis Of The Three Forks Formation: Charlson Field, Williston Basin - North Dakota. Obtenido de https://commons.und.edu/theses/1748?utm_source=commons.und.edu%2Ftheses%2F1748&utm_medium=PDF&utm_campaign=PDFCoverPages
- Cappa, J. A., & Rice, D. D. (1995). Carbon Dioxide in Mississippian Rocks of the Paradox Basin and Adjacent Areas, Colorado, Utah, New Mexico, and Arizona. Obtenido de <https://pubs.usgs.gov/bul/2000h/report.pdf>
- Carbon Capture Coalition. (s.f.). PRIMER: 45Q TAX CREDIT FOR CARBON CAPTURE PROJECTS. 2019. Obtenido de <https://carboncapturecoalition.org/wp-content/uploads/2023/11/45Q-primer-Carbon-Capture-Coalition.pdf>
- CARBON NEUTRAL+. (30 de abril de 2025). Obtenido de ¿Qué es la captura y almacenamiento de carbono?: <https://www.carbonneutralplus.com/que-es-la-captura-y-almacenamiento-de-carbono/>
- CHADWICK, R., A. R., BERNSTONE, C., MAY, F., & THIBEAU, S. a. (2008). Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. *Keyworth, Nottingham: British Geological*

- Survey*. Obtenido de <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/160498/best-practice-storage-co2-saline-aquifers-observations-guidelines-sacs-co2store-projects.pdf>
- Clean Air Task Force. (s.f.). Obtenido de US Carbon Capture Activity and Project Map: <https://www.catf.us/ccsmapus/>
- Clean Air Task Force. (7 de Diciembre de 2021). *Geologic storage of carbon dioxide in Europe: FAQ*. Obtenido de <https://www.catf.us/2021/12/carbon-dioxide-storage-europe/>
- Congressional Budget Office. (Diciembre de 2023). *Carbon Capture and Storage in the United States*. Obtenido de <https://www.cbo.gov/publication/59832>
- Duguid, A. (2008). Update on the NGWA Carbon Sequestration Task Force. *national groundwater association*. doi:https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.2008.00496_2.x
- Espinoza, N., & Santamaria, J. (2017). CO₂ breakthrough—Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 66, 218-229. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.09.019>
- Fentaw, J. W. (2024). Geochemistry in Geological CO₂ Sequestration: A Comprehensive Review. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en17195000>
- Friedman, J. (2007). SITE CHARACTERIZATION AND SELECTION GUIDELINES FOR GEOLOGICAL CARBON SEQUESTRATION. doi:<https://doi.org/10.2172/915602>
- Gorecki, C., Sorensen, J., Bremer, J., Ayash, S., Knudsen, D., Holubnyak, Y., . . . Harju, J. (2009). DEVELOPMENT OF STORAGE COEFFICIENTS FOR CARBON DIOXIDE STORAGE IN DEEP SALINE FORMATIONS. Obtenido de <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/96126/development-storage-coefficients-co2-storage-deep-saline-formations-technical-study.pdf>
- Greenberg, S. (19 de January de 2017). Scaling up of Deep Saline Storage in Illinois: From the Illinois Basin - Decatur Project to the Illinois Industrial CCS Project. *CCS Technical Workshop*. Obtenido de https://www.rite.or.jp/news/events/pdf/2_Greenberg_CCSWS2016.pdf
- Gutierrez, C. (s.f.). STRATIGRAPHY AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE UPPER THREE FORKS FORMATION, NORTH DAKOTA, WILLISTON BASIN, USA. Obtenido de <https://repository.mines.edu/server/api/core/bitstreams/e051dd17-0ed8-4486-b790-1a97c1493127/content>
- Hamzat, A. A., Milad, B., & Moghanloo, a. R. (2023). CO₂ Sequestration in the Arbuckle Group: Flow Simulation in Osage County, Oklahoma. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas. doi:<https://doi.org/10.2118/214964-MS>
- Hawkes, C., McLellan, P., & Bachu, S. (2005). Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO₂ in Depleted Oil and Gas Reservirs. 44(10). Obtenido de

- https://www.researchgate.net/publication/250093035_Geomechanical_Factors_Affecting_Geological_Storage_of_CO2_in_Depleted_Oil_and_Gas_Reservoirs
- Holloway, S., Karimjee, A., Akai, M., Pipatti, R., & Rypdal, K. (2006). Transporte, inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Obtenido de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_5_Ch5_CCS.pdf
- IEAGHG. (Septiembre de 2024). Geological Storage of CO₂ : Seal Integrity Review. doi:doi.org/10.62849/2024-06.
- Ikhlas, G., Aliya, B., Yusuf, B., Abdulkarem, A., & Tareq, A.-A. (2025). Circularity within carbon capture networks: A review of capture and utilization technologies. *Journal of CO₂ Utilization*, 95. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2025.103075>.
- IPCC. (2005). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Obtenido de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf
- J.Q, S., & S, D. (2005). Co₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. *Oil & Gas Science and Technology*. Obtenido de <https://hal.science/hal-02017220/document>
- Kaldi, J., Daniel, R., Tenthorey, E., Michael, K., Schacht, U., Nicol, A., . . . Backe, G. (Mayo de 2011). Caprock Systems For CO₂ Geological Storage. Obtenido de <https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2011-01%20Caprock%20Systems%20for%20CO2%20Geological%20Storage.pdf>
- Kaldi, J., Gibson-Poole, C., & Payenber, T. (2009). Geological Input to Selection and Evaluation of CO₂ Geosequestration Sites. *AAPG*. doi:<http://store-assets.aapg.org/documents/previews/739ST59/CHAPTER01.pdf>
- Locke, J. E., & Winschel, R. A. (March de 2016). Enhanced Coal Bed Methane Production and Sequestration of CO₂ in Unmineable Coal Seams. Obtenido de https://netl.doe.gov/sites/default/files/Carbon_Storage/retired-2024/FC26-01NT41148.pdf
- Lola, T., Vesna, K. M., Dušan, D., & Miroslav, C. (2018). *Criteria for CO₂ storage in geological formations*. Obtenido de <https://doi.org/10.5937/PodRad1832061T>
- Mark A. Engle, e. a. (2016). Geochemistry of formation waters from the Wolfcamp and “Cline” shales: Insights into brine origin, reservoir connectivity, and fluid flow in the Permian Basin, USA. En *Quemichal Geology* (págs. 76 - 92).
- Mark, Z. D., & Steven, G. M. (2012). Desencadenamiento de terremotos y almacenamiento geológico a gran escala de dióxido de carbono. doi:<https://doi.org/10.1073/pnas.1202473109>
- Mathias, S. A., & Roberts, A. W. (2013). A Lambert W function solution for estimating sustainable injection rates for storage of CO₂ in brine aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 546-548. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.04.007>

- McLaughlin, H., Littlefield, A. A., Menefee, M., Kinzer, A., Hull, T., Sovacool, B. K., . . . Griffiths, S. (2023). Carbon capture utilization and storage in review: Sociotechnical implications for a carbon reliant world. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113215>
- Merrill, M. D., Slucher, E. R., Roberts-Ashby, T. L., Warwick, P. D., Blondes, M. S., Freeman, P. A., . . . Lohr, C. D. (2012). Geologic Framework for the National Assessment of Carbon Dioxide Storage Resources—Permian and Palo Duro Basins and Bend Arch-Fort Worth Basin. doi:<http://dx.doi.org/10.3133/ofr20121024K>.
- Mineiro, T., Assis, D., Gomes, I., & Do Nascimento, L. (2024). Different CO₂ injection methodologies and it's damages in CCS projects: a review.
- NASA. (23 de Octubre de 2024). Obtenido de The Effects of Climate Change: <https://science.nasa.gov/climate-change/effects/>
- National Energy Technology Laboratory. (2018). ILLINOIS BASIN-DECATUR PROJECT MT. SIMON SANDSTONE, DECATUR, ILLINOIS MIDWEST GEOLOGICAL SEQUESTRATION CONSORTIUM. Obtenido de <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-11/Illinois-Basin-Decatur-Project.pdf>
- National Energy Technology Laboratory. (2018). MICHIGAN BASIN PROJECT Niagaran Pinnacle Reef Trend, Michigan Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership.
- National Energy Technology Laboratory. (13 de Diciembre de 2018). *NETL Analyzes Geochemical Signals to Study the Effects of Carbon Dioxide Injection*. Obtenido de <https://netl.doe.gov/node/6885>
- National Energy Technology Laboratory. (2025). *Carbon Capture and Storage Database*. Obtenido de National Energy Technology Laboratory: <https://netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/worldwide-ccs-database>
- National Petroleum Council. (2021). MEETING THE DUAL CHALLENGE A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE APPENDIX C – CCUS PROJECT SUMMARIES. Obtenido de https://dualchallenge.npc.org/documents/CCUS-Appendix_C-030521.pdf?a=1626841894
- Nemeth, K. (s.f.). Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB) Central Appalachian Coal Seam Project. Obtenido de <https://www.sseb.org/wp-content/uploads/2021/07/central-appalachian-basin.pdf>
- Owens, Z., Davies, B., Hur, Y., Adjarai, A., & irankari, V. (s.f.). *Exponent*. Obtenido de Advancing Carbon Storage Infrastructure with Computer Modeling: <https://www.exponent.com/article/advancing-carbon-storage-infrastructure-computer-modeling>

- Peck, W. D., Azzolina, N. A., Ge, J., Bosshart, N. W., Burton-Kelly, M. E., Gorecki, C. D., . . . Melzerb, L. S. (2017). QUANTIFYING CO₂ STORAGE EFFICIENCY FACTORS IN HYDROCARBON RESERVOIRS: A DETAILED LOOK AT CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY .
- Peck, W., Azzolina, N., Ge, J., Gorecki, C., Gorz, A., & Melzer, S. (2017). Best Practices for Quantifying the CO₂ Storage Resource Estimates in CO₂ Enhanced Oil Recovery. *Energy Procedia*, 4741-4749. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1613>
- Petya, T. (26 de Septiembre de 2023). *International Energy Agency Net Zero Roadmap Sees Carbon Capture Reaching Needed Capacity*. Obtenido de Carbon Herald: Carbon removal, capture and markets: <https://carbonherald.com/iea-net-zero-roadmap-carbon-capture-capacity/>
- Rubin, E. S., Yeh, S., Antes, M., Berkenpas, M., & Davison, J. (2007). Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 188-197. doi:[https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00016-3](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00016-3).
- Ruiz, C., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., Losa, A. d., . . . Sastre, J. (2006). Almacenamiento Geológico de CO₂ Criterios de Selección de Emplazamientos. *Informes Técnicos Ciemat*. Obtenido de https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/030/38030356.pdf
- SEG Wiki. (s.f.). Obtenido de Paradox basin: https://wiki.seg.org/wiki/Paradox_basin
- SEG Wiki. (s.f.). Obtenido de Michigan basin: https://wiki.seg.org/wiki/Michigan_basin
- Song, Y., Jun, S., Na, Y., Kim, K., Jang, Y., & Jihoon Wang. (2023). Geomechanical challenges during geological CO₂ storage: A review. *Chemical Engineering Journal*, 456. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.140968>
- U.S Energy Information Administration. (s.f.). Obtenido de What are U.S. energy-related carbon dioxide emissions by source and sector?: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=75&t=11>
- UNFCCC. (2015). *Synthesis report on the aggregate effect of the intended nationally determined contributions*. Obtenido de <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/07.pdf>
- United States Environmental Protection Agency. (2021). Technical Review of Subpart RR MRV Plan for Petra Nova West Ranch Unit. Obtenido de https://www.epa.gov/system/files/documents/2021-09/wru_decision.pdf
- United States Environmental Protection Agency. (1 de August de 2025). Obtenido de Climate Change Indicators: Greenhouse Gases: <https://www.epa.gov/climate-indicators/greenhouse-gases#:~:text=In%20the%20United%20States%2C%20greenhouse,most%20of%20the%20nation's%20emissions.>

- United States Environmental Protection Agency. (12 de Junio de 2025). Obtenido de Protecting Underground Sources of Drinking Water from Underground Injection (UIC): <https://www.epa.gov/uic>
- USGS. (1 de Enero de 2009). *Potential environmental issues of CO₂ storage in deep saline aquifers: Geochemical results from the Frio-I Brine Pilot test, Texas, USA*. doi:<https://www.usgs.gov/index.php/publications/potential-environmental-issues-co2-storage-deep-saline-aquifers-geochemical-results>
- USGS. (2013). National Assessment of Geologic Carbon Dioxide Storage. Obtenido de <https://pubs.usgs.gov/circ/1386/pdf/circular1386.pdf>
- W., L., X., D., & Jiang L., e. a. (2025). <https://doi.org/10.59717/j.xinn-energy.2024.100065>. *The Innovation Energy*. doi:<https://doi.org/10.59717/j.xinn-energy.2024.100065>
- Wei Liu, X. Z., Jiang, L., Chen, Z., Jurado, M. J., Shi, X., Jiang, D., . . . Li, Q. (2024). Large-Scale Carbon Dioxide Storage in Salt Caverns: Evaluation of Operation, Safety, and Potential in China. *Engineering*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.06.013>
- Zhu, J., Parris, T. M., Bowersox, R., & Harris, D. C. (2013). Modeling CO₂–brine–rock interactions in the Knox Group: Implications of a deep carbon storage field test in western Kentucky. *Applied Geochemistry*, 37. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2013.07.007>