

Flujo de Trabajo para Viabilizar el Uso de Yacimientos de Hidrocarburos Depletados como
Estrategia para Almacenamiento de CO2

Andrés Iván Hernández Márquez

Brigitte Andrea Martínez González

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Ph.D. Ingeniería química

Codirector

Diego Armando Vargas Silva

M.Sc. Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleo

Ingeniería de petróleo

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A mi querida madre, Amanda González, quien me acompañó a mi primer día de universidad con mucha ilusión y orgullo. Aunque la vida nos separó antes de tiempo, tu amor y enseñanzas me acompañan en cada momento. Sé que donde estés, me ves sonreír por este sueño cumplido. Este logro es un homenaje a tu legado de amor y fortaleza. Gracias por ser mi ángel, mi guía y mi más grande inspiración.

A mi padre, Jorge Martínez, a quien siempre he admirado profundamente y es mi mayor ejemplo de dedicación. Te agradezco mucho porque siempre me has impulsado a alcanzar mis objetivos, me has apoyado incondicionalmente y me has enseñado el valor del esfuerzo y la resiliencia. Sentir tu seguridad en que puedo alcanzar las cosas que me proponga es lo que me ha dado la confianza para enfrentar cada reto. Este logro es tan mío como lo es tuyo.

A mi hermano, Steven Martínez, mi cómplice. Gracias por estar presente, creer en mí y celebrar mis logros como si fueran tuyos. Tu amistad ha sido uno de los pilares más importantes de mi vida.

A mi compañero de vida, Marlon E. Cely, por estar siempre a mi lado y ser mi mayor admirador. Tu amor, comprensión y apoyo constante han sido una luz para mí en este camino. Te agradezco por ser mi confidente, mi protector y creer en todas las cosas que hago.

A la familia Cely Palacio, les agradezco por abrirme las puertas de su hogar y su corazón. Gracias por su calidez, cariño y por aceptarme como parte de su familia.

Con cariño,

Brigitte Andrea Martínez González

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a:

A mi padre Iván Hernández y mi madre Ada Márquez, los cuales han sido mi motor siempre en toda mi carrera universitaria y que siempre me han apoyado a lo largo de mi vida en todas las decisiones que he tomado. A mis hermanas, Dayana y Grace, las cuales también han apoyado mis decisiones y siempre cuento con su confianza.

Con cariño,

Andrés Iván Hernández Márquez

Agradecimientos

Con mucha gratitud, agradezco primeramente a Dios por su guía, por proveerme cada recurso, oportunidad y cada persona que se me cruzó en el camino que me apoyó para hacer esto posible. Gracias señor por brindarme la fortaleza para culminar exitosamente esta etapa de mi vida.

Agradezco también a mi alma máter, la Universidad Industrial de Santander, por darme la oportunidad de estudiar en el mejor programa de Ingeniería de Petróleos del país, por brindarme una formación integral que influyó en mi desarrollo profesional y personal. Y por supuesto, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, en particular, mis agradecimientos por su excelencia académica y su profesorado dedicado.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos y al Semillero en Bajas Emisiones - Energía geotérmica e inyección de CO2, agradezco por su valiosa colaboración y por crear un espacio de aprendizaje invaluable.

A mi directora de tesis, Zuly Himelda Calderón Carrillo, y a mi codirector, Diego Armando Vargas Silva, mi más sincero agradecimiento por su apoyo a lo largo de este proceso y por compartir su vasto conocimiento con nosotros. Su sabiduría y su paciencia hicieron de este proyecto una experiencia enriquecedora.

Un agradecimiento especial a mi familia y amigos, en especial a mi papá, Jorge Martínez, y mi padrino, Juan Martínez, por su esfuerzo y valioso apoyo durante mi vida universitaria. Este logro no sería posible sin ustedes.

Con gratitud,

Brigitte Andrea Martínez González

Agradecimientos

Primero que nada, quiero agradecer a Dios por siempre darme fuerza ante las adversidades y enfrentarme a cualquier desafío que se me ha presentado.

A la Universidad Industrial de Santander, junto con la Escuela de Ingeniería de Petróleos por siempre brindarme una educación de calidad y espacio para expresarme tanto en lo educativo como en lo personal, lo que ha ayudado a mi formación como un ingeniero responsable y perseverante.

También quiero agradecer a nuestra directora de tesis Zuly Himelda Calderón Carrillo y nuestro codirector Diego Armando Vargas Silva por toda la ayuda prestada durante el tiempo de realización de esta tesis.

Y mi familia, en especial a mis padres por todo su apoyo y esfuerzo durante toda mi carrera universitaria.

Con gratitud,

Andrés Iván Hernández Márquez

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco teórico	18
2.1 Tecnologías de captura y almacenamiento de CO2	18
2.1.1 Captura.....	19
2.1.2 Transporte	24
2.1.3 Almacenamiento	24
2.2 Geomecánica.....	28
2.2.1 Regímenes de esfuerzo	31
2.2.2 Presión de poro	32
3. Tipología de los pozos adecuados para el almacenamiento de CO2.	33
3.1 Tipos de pozos y formaciones geológicas para el almacenamiento de CO2.	34
3.2 Características geológicas y técnicas de los pozos	35
3.3 Proceso de inyección y gestión de la presión.....	36
3.4 Fase operativa y monitoreo.....	37
3.5 Estimación de volúmenes de inyección.	38
3.6 Riesgos y desafíos del almacenamiento de CO2 en pozos.	38
3.7 Mejores prácticas para el almacenamiento de CO2 en pozos.	40

3.8 Flujo de trabajo para viabilizar el almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados.....	41
3.8.1 Identificación de criterios clave para la selección de sitios.	41
3.8.2 Investigación y recopilación de información sobre posibles yacimientos.	47
3.8.3 Evaluación y selección de los yacimientos depletados identificados.	52
3.8.4 Caracterización de los yacimientos seleccionados.	56
3.9 Evaluación de la capacidad de almacenamiento, la seguridad y la integridad del yacimiento.	57
3.10 Desarrollo de un modelo geológico del yacimiento.	58
3.11 Simulación del comportamiento del CO2 inyectado.	58
3.12 Evaluación de los riesgos ambientales y sociales.	59
4. Almacenamiento de CO2 en yacimientos de hidrocarburos depletados.....	61
4.1 Posibles riesgos ambientales asociados con la inyección de CO2 en yacimientos depletados.	62
4.2 Casos de estudio de proyectos de almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados.....	73
4.2.1 Proyecto CO2CRC Otway.	73
4.2.2 Proyecto In Salah.	86
4.2.3 Proyecto Sleipner.....	95
4.3 Capacidad de almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados	109
4.3.1 Método de ocupación volumétrica.....	110
4.3.2 Método USDOE.....	111
4.3.3 Método de límite físico de almacenamiento.	112
4.3.4 Cálculo de la capacidad de almacenamiento de los proyectos estudiados mediante el uso de los métodos propuestos.	113

5. Conclusiones	123
6. Recomendaciones	125
Referencias Bibliográficas	126

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Regímenes de esfuerzos</i>	31
Tabla 2 <i>Tipos de pozos y formaciones para el almacenamiento de CO2</i>	35
Tabla 3 <i>Indicadores geológicos para la selección de pozos para el almacenamiento de CO2</i> .	41
Tabla 4 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la capacidad de almacenamiento</i>	42
Tabla 5 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la seguridad</i>	43
Tabla 6 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la proximidad a fuentes de CO2</i>	44
Tabla 7 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la infraestructura existente</i>	45
Tabla 8 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la inyectividad</i>	47
Tabla 9 <i>Rangos recomendables de propiedades relacionadas al tipo de yacimiento y roca</i> <i>reservorio</i>	49
Tabla 10 <i>Evaluación de criterios para la evaluación de yacimientos prometedores</i>	55
Tabla 11 <i>Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto CO2CRC Otway</i>	84
Tabla 12 <i>Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto In Salah</i>	92
Tabla 13 <i>Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto Sleipner</i>	106
Tabla 14 <i>Datos de interés para el método 1 del proyecto CO2CRC Otway</i>	115
Tabla 15 <i>Determinación de Boi (factor volumétrico del aceite) reemplazando diferentes valores</i>	115

Tabla 16 <i>Datos de interés para el método 2 del proyecto CO2CRC Otway</i>	116
Tabla 17 <i>Determinación de E</i>	117
Tabla 18 <i>Datos de interés para el método 2 del proyecto In Salah</i>	118
Tabla 19 <i>Determinación de E</i>	119
Tabla 20 <i>Datos de interés para el método 1 del proyecto Sleipner</i>	120
Tabla 21 <i>Determinación de Boi (factor volumétrico del aceite) reemplazando diferentes valores.</i>	120
Tabla 22 <i>Datos de interés para el método 2 del proyecto Sleipner</i>	121
Tabla 23 <i>Determinación de E</i>	121

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Esquema del reservorio Pariñas-Talara, Perú</i>	19
Figura 2 <i>Sistemas de captura de CO2</i>	20
Figura 3 <i>Esquema general de los principales procesos de separación relevantes para la captura de CO2</i>	23
Figura 4 <i>Opciones de almacenamiento geológico</i>	25
Figura 5 <i>Proyectos de almacenamiento de CO2 en etapa de planeación o producción</i>	27
Figura 6 <i>Fuerzas que actúan sobre las rocas</i>	29
Figura 7 <i>Elipsoide de esfuerzos</i>	30
Figura 8 <i>Presión de poro en profundidad</i>	32
Figura 9 <i>Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista hidrodinámico</i>	46
Figura 10 <i>Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista de la porosidad y permeabilidad</i>	50
Figura 11 <i>Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista de la profundidad</i> ..	52
Figura 12 <i>Mejor y peor escenario desde el punto de vista de la cuenca</i>	54
Figura 13 <i>Representación gráfica del flujo de trabajo propuesto</i>	60
Figura 14 <i>Riesgos del almacenamiento subterráneo de CO2</i>	66
Figura 15 <i>Ubicación del proyecto CO2CRC Otway</i>	75
Figura 16 <i>Mapeo de pozos del proyecto CO2CRC Otway</i>	76
Figura 17 <i>Columna estratigráfica de las unidades sedimentarias en la bahía de Port Campbell</i>	81

Figura 18	<i>Columna estratigráfica de la formación Krechba</i>	88
Figura 19	<i>Ubicación de los pozos productores e inyectores del proyecto In Salah</i>	94
Figura 20	<i>Reservorios del proyecto Sleipner</i>	98

Resumen

Título: Flujo De Trabajo Para Viabilizar El Uso De Yacimientos De Hidrocarburos Depletados Como Estrategia Para Almacenamiento De CO2*

Autor: Andrés Iván Hernández Márquez, Brigitte Andrea Martínez González**

Palabras Clave: Almacenamiento de CO2, Yacimientos depletados, Mitigación emisiones de gases de efecto invernadero.

Descripción: Este trabajo de grado propone un flujo de trabajo para viabilizar el uso de los yacimientos de hidrocarburos depletados como estrategia para el almacenamiento de CO2 con el fin de mitigar emisiones de gases de efecto invernadero, a través de un análisis comparativo de yacimientos a nivel mundial que han sido utilizados con ese fin. Es por esto que se documentan las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos seleccionados, se analiza la capacidad de almacenamiento de CO2 y las tecnologías usadas en los proyectos. Se presenta la tipología de pozos adecuados para la inyección y almacenamiento de CO2, y se describieron los posibles riesgos ambientales y geomecánicos asociados a la práctica. Los resultados obtenidos permiten establecer un marco de referencia para la implementación de proyectos de almacenamiento de CO2 en yacimientos de hidrocarburos depletados

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de petróleo. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. PhD. en Ingeniería Química. Codirector: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc en Geofísica.

Abstract

Title: Workflow To Make Depleted Hydrocarbon Reservoirs Feasible as a Strategy for CO2 Storage*

Author(s): Andres Ivan Hernandez Marquez, Brigitte Andrea Martinez Gonzalez**

Key Words: CO2 Storage, Depleted reservoirs, Greenhouse gas emissions mitigation

Description: This thesis proposes a workflow to facilitate the use of depleted hydrocarbon reservoirs as a CO2 storage strategy to mitigate greenhouse gas emissions, through a comparative analysis of reservoirs worldwide that have been used for this purpose. The geological and petrophysical characteristics of the selected reservoirs are documented, and their CO2 storage capacity and the technologies used in the projects are analyzed. The typology of wells suitable for CO2 injection and storage is presented, and the potential environmental and geomechanical risks associated with this practice are described. The results obtained establish a reference framework for the implementation of CO2 storage projects in depleted hydrocarbon reservoirs.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Petroleum Engineering. Director: Zuly Himelda Calderon Carrillo PhD. in Chemical Engineering. Codirector: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc in Geophysics.

Introducción

En los últimos años, el cambio climático se ha convertido en uno de los mayores desafíos que enfrenta la humanidad. El aumento constante de las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente de dióxido de carbono (CO₂), ha provocado un aumento de la concentración de gases en la atmósfera, provocando el fenómeno del calentamiento global. Para abordar este problema es importante adoptar estrategias que busquen reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Por ejemplo, el almacenamiento de CO₂ en reservorios agotados se destaca como una opción atractiva y viable.

El almacenamiento de CO₂ en yacimientos de hidrocarburos depletados tiene entre sus ventajas el aprovechamiento de la experiencia y la infraestructura existente en la industria de extracción de petróleo y gas. Estos yacimientos maduros, que han sido explotados durante décadas y han agotado su capacidad de producción, ofrecen una oportunidad para capturar y almacenar grandes volúmenes de CO₂. Sin embargo, su viabilidad como estrategia de almacenamiento de CO₂ depende de la implementación de un flujo de trabajo efectivo, ya que, a pesar de los avances en la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, la implementación práctica de almacenamiento de CO₂ en yacimientos depletados presenta desafíos que se van a tratar en la presente tesis de grado.

La evaluación y estimación de la capacidad de almacenamiento es un desafío debido a que determinar la capacidad de almacenamiento de un yacimiento de hidrocarburo depletado implica realizar estudios geológicos detallados para caracterizar el yacimiento y evaluar su capacidad de retención de CO₂ a largo plazo con el fin de analizar su viabilidad.

La selección de yacimientos adecuados para entrapamiento de CO2 supone otro de estos desafíos, pues no todos los yacimientos depletados son adecuados para el almacenamiento de CO2 y se requiere un proceso de selección que considere las características que debe tener un yacimiento para el almacenamiento de CO2, es decir, una evaluación de la porosidad, la permeabilidad, la integridad de los pozos y la proximidad a las fuentes de emisión de CO2. Y una vez elegido, también es necesario el monitoreo continuo del comportamiento del yacimiento de CO2 para garantizar su retención segura.

El objetivo principal de este trabajo de grado es viabilizar el uso de yacimientos depletados como estrategia de almacenamiento de CO2 mediante un flujo de trabajo con el fin de mitigar emisiones de gases de efecto invernadero a partir de un análisis comparativo de yacimientos mundiales usados para tal fin.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer un flujo de trabajo para viabilizar el uso de yacimientos depletados como estrategia de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a partir de un análisis comparativo de yacimientos mundiales usados para tal fin.

1.2 Objetivos Específicos

Documentar las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos de hidrocarburos depletados seleccionados para realizar el estudio comparativo.

Analizar la capacidad de almacenamiento de CO₂ de los yacimientos seleccionados y la metodología usada para evaluar la capacidad del almacenamiento.

Presentar la tipología de los pozos adecuados para realizar el almacenamiento de CO₂.

Describir los posibles riesgos ambientales asociados con la inyección de CO₂ en cada yacimiento depletado y mencionar las medidas para su mitigación.

2. Marco teórico

El cambio climático es un fenómeno global con profundos efectos sobre el medio ambiente y la sociedad. El aumento de las temperaturas globales está provocando el derretimiento de los glaciares y las capas de hielo, el aumento del nivel del mar y los fenómenos climáticos extremos, como olas de calor, sequías, inundaciones y tormentas, se vuelvan más frecuentes e intensos. Estos cambios tienen impactos directos en la salud humana, la seguridad alimentaria, la disponibilidad de agua y la biodiversidad. Los efectos del cambio climático variarán según la región: algunas experimentarán un aumento de los incendios forestales, mientras que otras enfrentarán la amenaza del aumento del nivel del mar y la erosión costera.

Para prevenir las consecuencias más graves del cambio climático, resulta crucial disminuir considerablemente las emisiones de CO₂. Y para conseguir un verdadero efecto en la batalla contra el cambio climático, se requieren emisiones netas de CO₂ cero. Esto no solo significa disminuir las emisiones, sino también eliminar de manera activa el CO₂ de la atmósfera mediante diferentes métodos, incluyendo las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

2.1 Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂

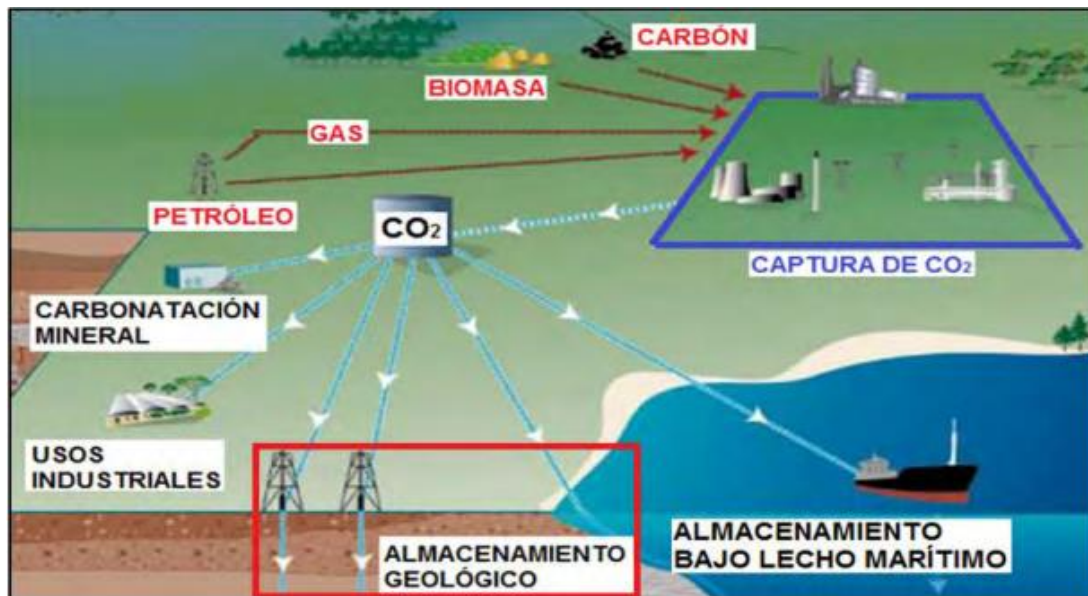
El almacenamiento y captura de carbono (CAC) se refiere a un grupo de tecnologías que capturan el CO₂ generado por la industria y la generación de energía, lo llevan a un sitio de almacenamiento y lo expulsan de la atmósfera a largo plazo. Esta tecnología puede ser vista como un instrumento esencial para atenuar el cambio climático, dado que facilita la utilización de

combustibles fósiles más ecológicos y disminuye el impacto ecológico. Adicionalmente, la CCS surge como una tecnología vinculante hacia un futuro con emisiones de carbono reducidas, favoreciendo el cambio hacia fuentes de energía más ecológicas y gestionando simultáneamente las emisiones de combustibles fósiles.

La figura siguiente muestra un esquema simplificado de un sistema de recolección y almacenaje de CO₂ (Figura 1).

Figura 1

Esquema del reservorio Pariñas-Talara, Perú



Nota. Tomado de METZ, Bert, et al.,2005.

2.1.1 Captura

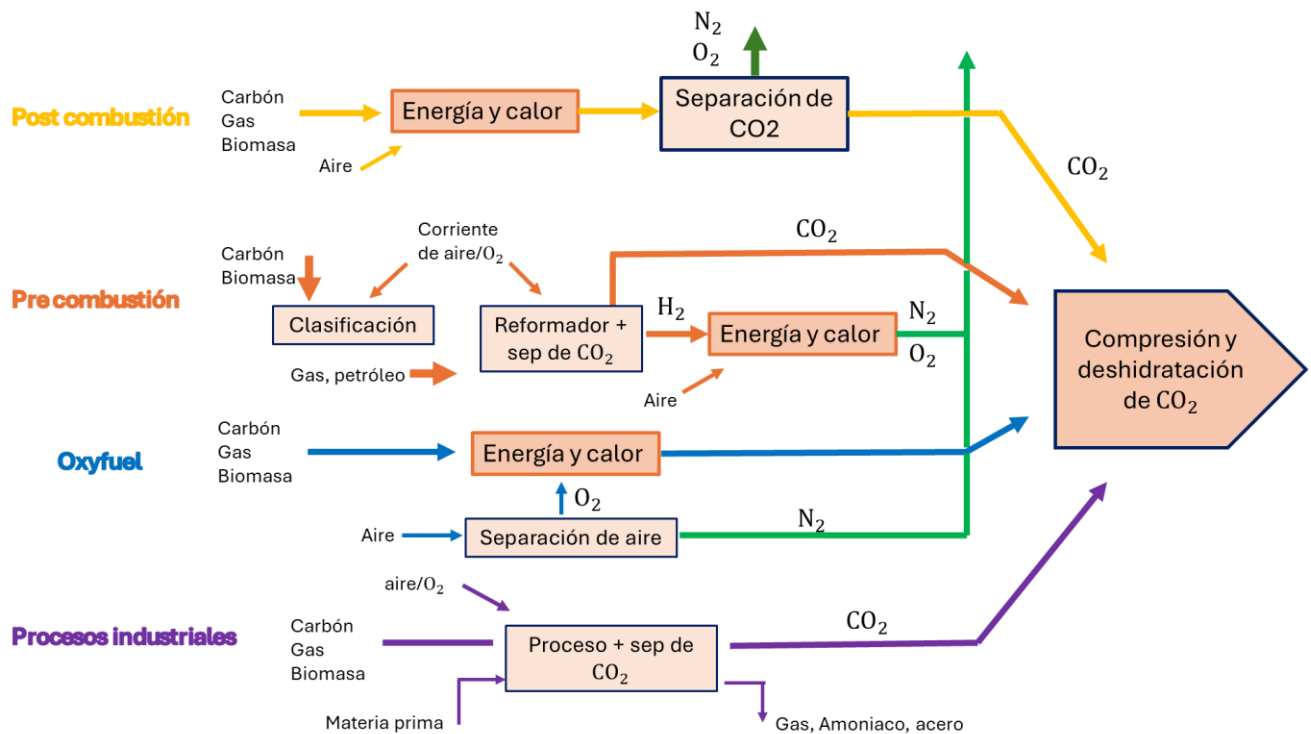
Existen varios tipos de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ que se utilizan para mitigar las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Estos métodos son fundamentales

para lograr la reducción de gases de efecto invernadero y avanzar hacia la descarbonización (Rodríguez, González, 2023).

A continuación, se presenta la ilustración de un diagrama de los diferentes sistemas de captura (figura 2).

Figura 2

Sistemas de captura de CO₂



Nota. Tomado y adaptado de Rodríguez, González, 2023.

Se puede clasificar los métodos de captura en tres grupos principales.

- **Captura poscombustión.** Estas tecnologías se utilizan cuando se captura el CO₂ de los gases finales generados en procesos industriales, ya sea para la producción de calor, energía

o transformación de materias primas. En esta etapa, el CO₂ se separa de los gases generados.

- **Captura mediante combustión de oxicombustible.** En las tecnologías de oxicombustión, se reemplaza el aire comburente convencional por oxígeno de alta pureza o aire altamente enriquecido en oxígeno. Esto produce una corriente de gases con una alta concentración de CO₂, facilitando el confinamiento.
- **Captura precombustión.** Las tecnologías de precombustión se aplican después de la gasificación de combustibles sólidos. En esta etapa, se separa el CO₂ del hidrógeno, que es el combustible final que se quiere generar en este proceso para usarlo en calderas, turbinas, etc.

También es importante mencionar, los tipos de tecnologías que los sistemas de captura de CO₂ utilizan para la separación de gases. (METZ, Bert, et al.,2005).

- **Separación con sorbentes/disolventes.** La separación se logra haciendo pasar el gas que contiene CO₂ en íntimo contacto con un absorbente líquido o sorbente sólido que sea capaz de capturar el CO₂. El sorbente cargado con el CO₂ capturado se transporta a un recipiente diferente, donde libera el CO₂ (regeneración) después de ser calentado, después de una disminución de presión o después de cualquier otro cambio en las condiciones alrededor del sorbente. El sorbente resultante después del paso de regeneración se envía de regreso para capturar más CO₂ en un proceso cíclico. En algunas variantes de este esquema el sorbente es un sólido y no circula entre recipientes porque la sorción y la regeneración se logran mediante cambios cíclicos (de presión o temperatura) en el recipiente donde está contenido el sorbente.

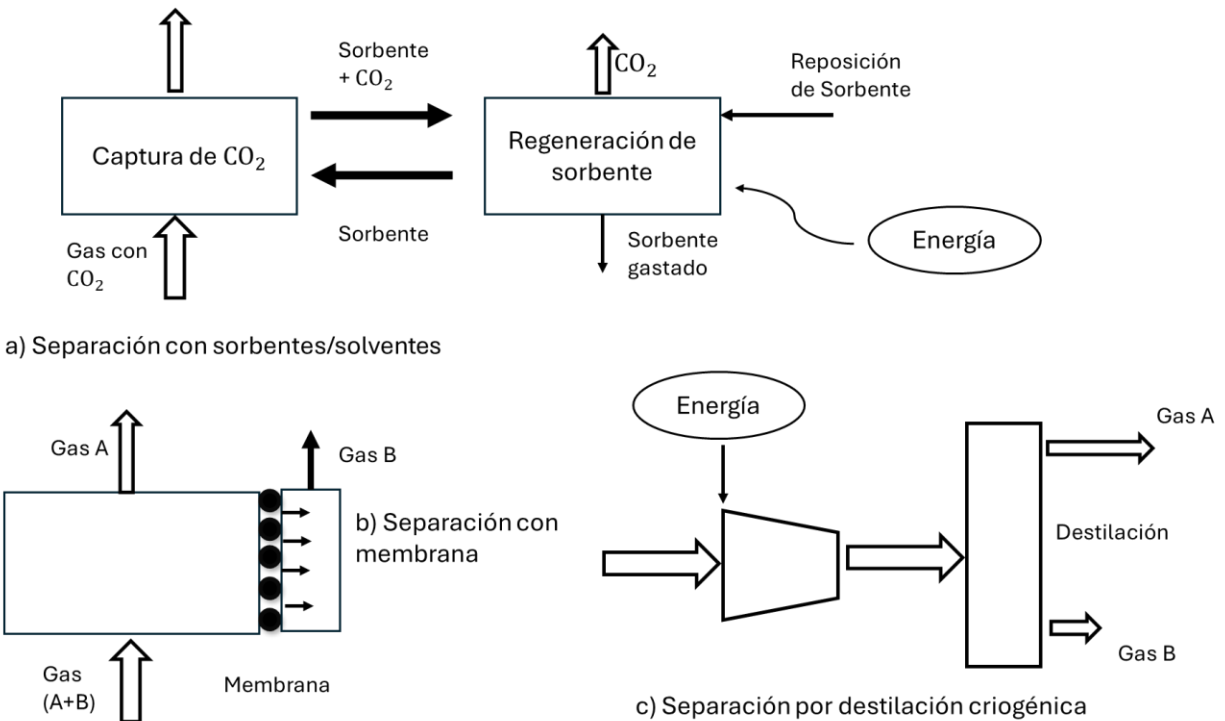
- **Separación con membranas.** Las membranas son materiales fabricados especialmente que permiten la permeación selectiva de un gas a través de ellas. La selectividad de la membrana para diferentes gases está íntimamente relacionada con la naturaleza del material, pero el flujo de gas a través de la membrana suele estar impulsado por la diferencia de presión a través de la membrana. Por lo tanto, las corrientes de alta presión suelen ser las preferidas para la separación por membrana. Hay muchos tipos diferentes de materiales de membrana (poliméricos, metálicos, cerámicos) que pueden encontrar aplicación en sistemas de captura de CO₂ para separar preferentemente H₂ de una corriente de gas combustible, CO₂ de una gama de corrientes de proceso u O₂ del aire, y el O₂ separado ayuda posteriormente a la producción de una corriente de CO₂ altamente concentrada. Aunque la separación por membrana encuentra muchas aplicaciones comerciales actuales en la industria (algunas a gran escala, como la separación de CO₂ del gas natural), aún no se han aplicado a gran escala y en las exigentes condiciones en términos de confiabilidad y bajo costo que requieren los sistemas de captura de CO₂.
- **Destilación de una corriente de gas licuado y separación refrigerada.** Un gas puede volverse líquido mediante una serie de pasos de compresión, enfriamiento y expansión. Una vez en forma líquida, los componentes del gas pueden separarse en una columna de destilación. En el caso del aire, esta operación se lleva a cabo actualmente a gran escala a nivel comercial. El oxígeno puede separarse del aire y usarse en una variedad de sistemas de captura de CO₂ (combustión de oxicomcombustible y captura de precombustión). La cuestión clave para estos sistemas es el gran flujo de oxígeno requerido. La separación refrigerada también puede usarse para separar el CO₂ de otros gases. Puede usarse para separar impurezas de corrientes de CO₂ de pureza relativamente alta, por ejemplo, de la

combustión de oxcombustible y para la eliminación de CO₂ del gas natural o del gas de síntesis que ha sufrido una conversión de CO a CO₂.

A continuación, se presenta una ilustración esquemática de los principales procesos de separación en la captura de CO₂.

Figura 3

Esquema general de los principales procesos de separación relevantes para la captura de CO₂



Nota. Tomado y adaptado de METZ, Bert, et al.,2005

2.1.2 Transporte

El transporte de CO₂ es una etapa crucial en los procesos de captura y almacenamiento de carbono. Una vez capturado el CO₂, es necesario transportarlo de manera segura y eficiente desde el lugar de captura hasta los sitios de almacenamiento o utilización final. El dióxido de carbono (CO₂) puede ser transportado a través de tuberías en diferentes estados, ya sea como líquido, gas, fluido supercrítico o una combinación de líquido y gas, conocido como flujo de dos fases (Rodríguez, González, 2023).

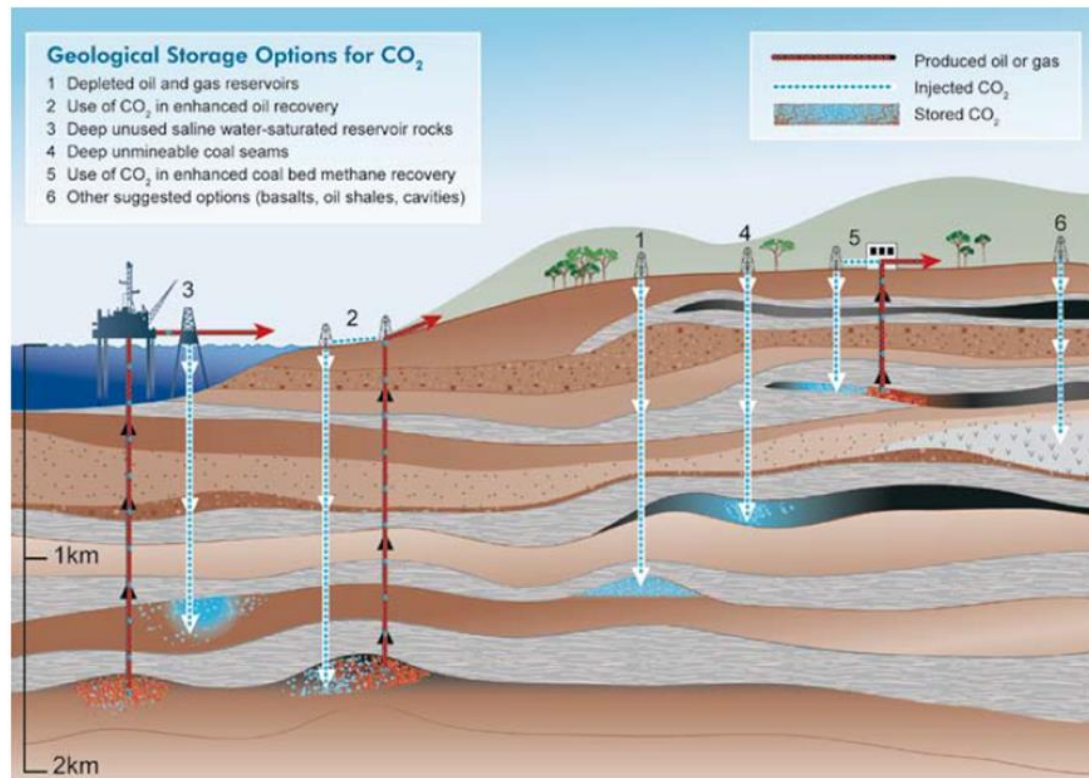
En el transporte de CO₂, generalmente se prefiere utilizar la fase densa o supercrítica, ya que proporciona una alta densidad y una baja viscosidad. Esto permite un transporte más eficiente y una mayor capacidad de carga en las tuberías. De acuerdo a Rodríguez (2023) el CO₂ se encuentra en estado supercrítico por encima de una temperatura de 31°C (87.8 °F) y una presión de 7,3 MPa (10587.8 psi). Si la temperatura está por debajo de los 31°C, pero la presión sigue siendo superior a 7,3 MPa, el CO₂ se denomina líquido denso.

2.1.3 Almacenamiento

Para almacenar geológicamente el CO₂, primero debe comprimirse, generalmente a un estado fluido denso conocido como “supercrítico”. Dependiendo de la velocidad a la que aumenta la temperatura con la profundidad (el gradiente geotérmico), la densidad del CO₂ aumentará con la profundidad, hasta que a unos 2624,67 o más, el CO₂ inyectado estará en un estado supercrítico denso. (METZ, Bert, et al.,2005).

El almacenamiento geológico de CO₂ puede llevarse a cabo en una variedad de entornos geológicos en cuencas sedimentarias donde queda aislado de la atmósfera de forma permanente.

A continuación, en la figura 4, se presenta una figura que muestra opciones de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas.

Figura 4*Opciones de almacenamiento geológico*

Nota. Tomado de Cook, 1999.

Dentro de estas cuencas, los yacimientos de petróleo, los yacimientos de gas agotados, las vetas profundas de carbón y las formaciones salinas son todas posibles formaciones de almacenamiento.

- **Acuíferos salinos.** Formaciones rocosas profundas que contienen agua salada no potable. Son una opción atractiva debido a su capacidad de almacenamiento y su amplia disponibilidad.
- **Yacimientos de petróleo y gas agotados.** Los yacimientos de hidrocarburos depletados son formaciones geológicas que han sido explotadas para la extracción de petróleo y gas.

Estas formaciones presentan características que las hacen adecuadas para el almacenamiento de CO₂, como, por ejemplo.

- **Porosidad y permeabilidad.** Permiten la inyección y el almacenamiento del CO₂ en los poros de la roca.
 - **Presencia de capas impermeables (sellos).** Impiden la migración del CO₂ hacia la superficie.
 - **Conocimiento geológico.** La información geológica, geofísica y petrofísica disponible de la explotación previa facilita la caracterización del yacimiento para el almacenamiento de CO₂.
 - **Mecanismos de atrapamiento.** Para asegurar la permanencia del CO₂ en el yacimiento, existen diferentes mecanismos de atrapamiento.
- **Capas de carbón no explotables.** El CO₂ puede ser adsorbido por el carbón, reemplazando el metano que puede ser extraído.

Es importante destacar que la CAC puede utilizarse en conjunto con plantas de energía de biomasa. Al capturar y almacenar el CO₂ emitido por la combustión de biomasa, se crea un proceso de emisiones negativas, que elimina activamente el CO₂ de la atmósfera. Además de los aspectos técnicos, es crucial considerar los impactos ambientales de la CAC. Si bien la tecnología reduce significativamente las emisiones de CO₂, puede haber un aumento en la emisión de otros contaminantes del aire durante la producción de energía.

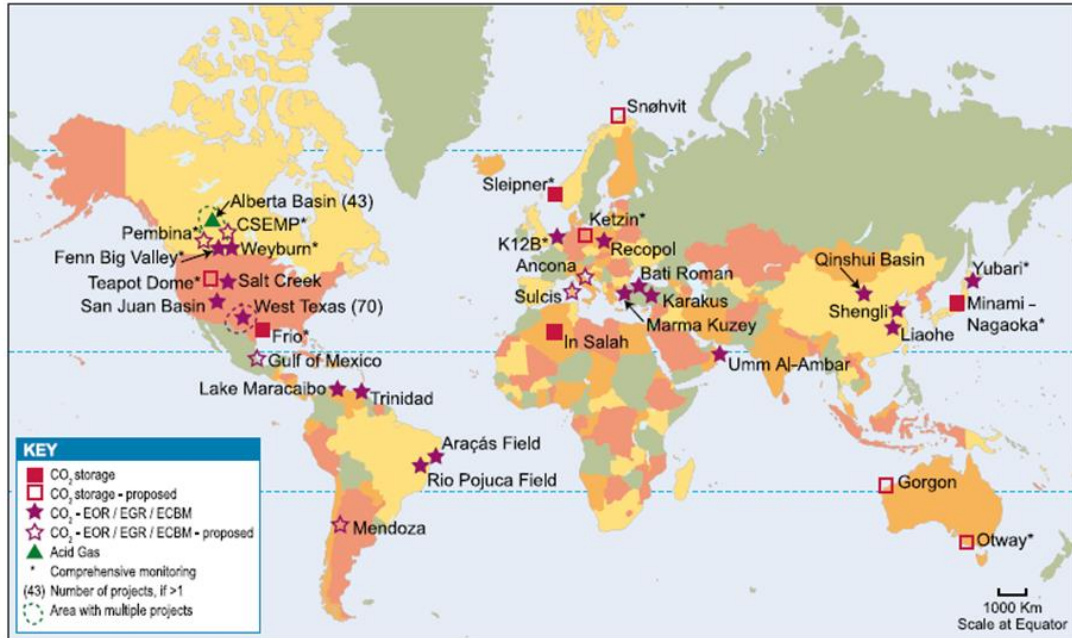
Un ejemplo del esfuerzo por avanzar en el desarrollo de la CAC es la Houston CCS Alliance, una iniciativa que reúne a empresas del sector energético para promover la implementación de esta tecnología en el área industrial de Houston.

- **Proyectos de referencia de almacenamiento de CO2.** Existen diversos proyectos de almacenamiento de CO2 en yacimientos de hidrocarburos en todo el mundo. El número de proyectos de captura de carbono en desarrollo a nivel mundial ha aumentado considerablemente, impulsado por la creciente inversión del sector privado y las políticas gubernamentales de apoyo.

En la siguiente figura, se muestran distintos proyectos de almacenamiento de CO2 alrededor del mundo que se encuentran en etapa de planeación o en producción.

Figura 5

Proyectos de almacenamiento de CO2 en etapa de planeación o producción



Nota. Tomado de Metz et al., 2005.

2.2 Geomecánica

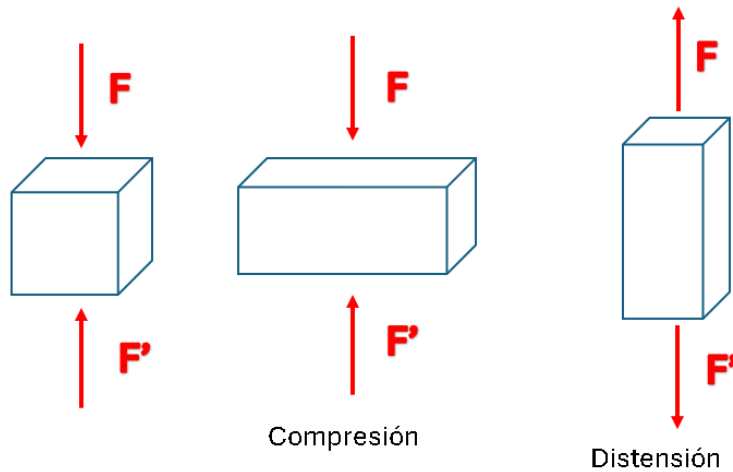
Las rocas que constituyen la corteza terrestre están sometidas a un gran número de fuerzas, relacionadas con diferentes procesos tanto exógenos como endógenos. De forma que sobre esos materiales rocosos siempre van a existir fuerzas actuando, a todas las escalas, desde la estructura cristalina a las grandes unidades orogénicas. Pero, independientemente de la escala que estemos considerando y del tipo de fuerzas implicadas, de forma general, los efectos que estas provocan en las rocas son desplazamientos y la deformación de ellas. Así, un desplazamiento tiene lugar cuando las fuerzas que actúan sobre el material rocoso producen un cambio de posición de este. (Lillo, R Oyarzun, 2013).

En términos más simples, la tensión se define como una fuerza que actúa sobre un área determinada. Para cumplir con la práctica común en la industria del petróleo y el gas en todo el mundo, utilizo en todo el libro cálculos y ejemplos de campo utilizando tanto unidades inglesas (psi) como unidades del SI (megapascuales (MPa), donde $1 \text{ MPa} = 145 \text{ psi}$). (Zoback, 2007).

Para ser más precisos, la tensión es un tensor que describe la densidad de fuerzas que actúan sobre todas las superficies que pasan por un punto dado.

La deformación ocurre cuando al actuar una fuerza sobre el material rocoso, este cambia su forma y/o tamaño.

A continuación, en la figura 6, se muestra una ilustración de la formación de la roca según las fuerzas que actúan sobre ella. Cuando las fuerzas que actúan sobre la roca son convergentes (compresión) se produce la deformación por aplastamiento. En el caso de las fuerzas sean divergentes (distensión) se produce la deformación por elongación o estiramiento.

Figura 6*Fuerzas que actúan sobre las rocas*

Nota. Tomado y adaptado de Lillo, R Oyarzun, 2013.

Continuando con la idea de Lillo (2013), si se considera un volumen infinitesimal (esto es, lo que sería equivalente a un punto) el esfuerzo resultante podemos escribirlo como una matriz, conocida como tensor de esfuerzos, de manera que este tensor representaría el esfuerzo resultante en ese punto. Las componentes ortogonales a las superficies son los llamados esfuerzos normales (σ_n). Las componentes paralelas a las superficies, son los esfuerzos tangenciales o de cizalla (τ).

Ecuación 1

Esfuerzo resultante en un punto considerando un volumen infinitesimal

$$\begin{bmatrix} X_{xx} & X_{xy} & X_{xz} \\ X_{yx} & X_{yy} & X_{yz} \\ X_{zx} & X_{zy} & X_{zz} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

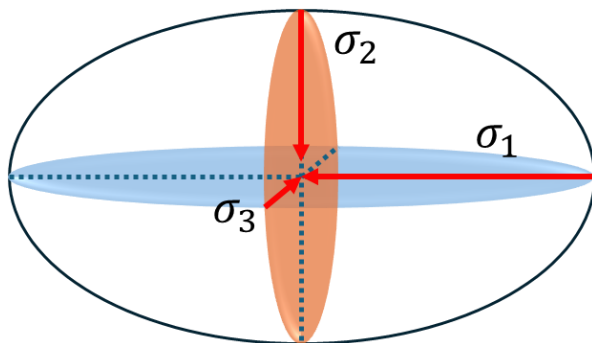
Nota. Tomado de Lillo, R Oyarzun, 2013

Para pares de fuerzas de igual magnitud ($F = F'$), los esfuerzos de cizalla en los planos se compensan (si no fuera así, se produciría la rotación del volumen de roca). Teniendo en cuenta que el estado tensional de un punto estará definido por todos los esfuerzos actuando en todos los planos que pasan por dicho punto, será posible encontrar tres planos ortogonales entre sí en los que los esfuerzos tangenciales son inexistentes. A los esfuerzos normales a esos planos se les conoce como tensiones o esfuerzos principales $\sigma_1, \sigma_2, \text{ y } \sigma_3$ en ese punto y definen el elipsoide de esfuerzos, el cual representa el estado de esfuerzos tridimensional en un punto del macizo rocoso (p.ej., Hobbs et al., 1976, Weijermars, 1997). Los esfuerzos principales $\sigma_1, \sigma_2, \text{ y } \sigma_3$ corresponden al esfuerzo máximo, intermedio y mínimo, respectivamente; es decir no existe en ese punto un esfuerzo mayor a σ_1 ni inferior a σ_3 .

En la figura 7 se puede observar el elipsoide de esfuerzos que está definido por tres ejes que corresponden a los esfuerzos principales $\sigma_1, \sigma_2, \text{ y } \sigma_3$ y los planos ortogonales que los contienen.

Figura 7

Elipsoide de esfuerzos



Nota. Tomado de Lillo, R Oyarzun, 2013

2.2.1 Regímenes de esfuerzo

Teniendo en cuenta los diferentes tipos de fallas, Es útil considerar las magnitudes del esfuerzo principal máximo, intermedio y mínimo en profundidad ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) en términos de σ_v , σ_{Hmax} y σ_{hmin} en la manera propuesta originalmente por E. M. Anderson y aludida anteriormente.

El esquema de clasificación de Anderson define las magnitudes de la tensión principal horizontal con respecto a la tensión vertical. La tensión vertical, S_v , es la tensión principal máxima (σ_1) en regímenes de falla normal, la tensión principal intermedia (σ_2) en regímenes de falla de rumbo y la tensión principal mínima (σ_3) en regímenes de falla inversa. (Zoback, 2007).

Tabla 1

Regímenes de esfuerzos

Régimen	Esfuerzos		
	σ_1	σ_2	σ_3
Normal	σ_v	σ_{Hmax}	σ_{hmin}
Rumbo deslizante	σ_{Hmax}	σ_v	σ_{hmin}
Inverso	σ_{Hmax}	σ_{hmin}	σ_v

Nota. Tomado y adaptado de Zoback, 2007

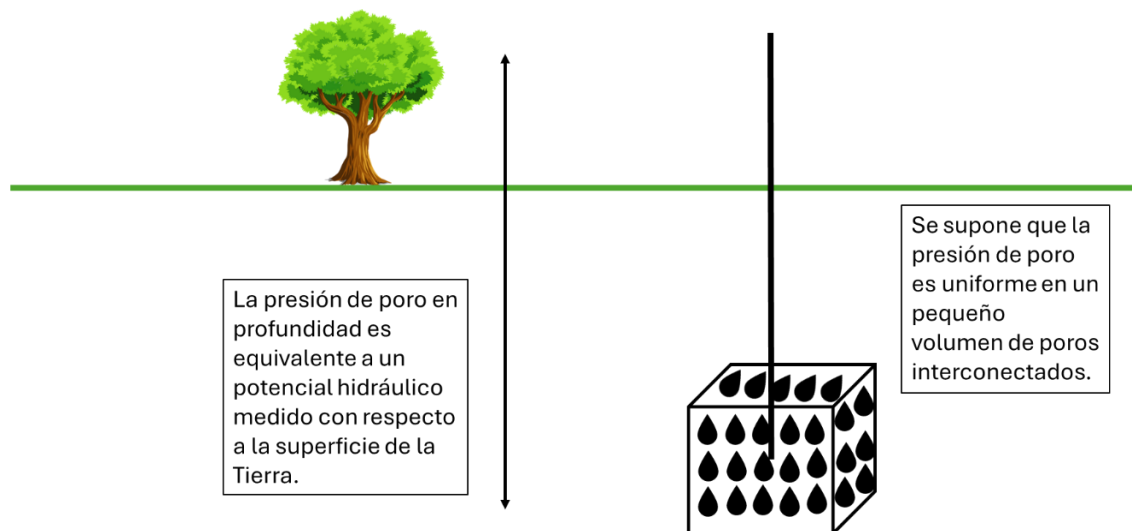
Teniendo en cuenta lo de la tabla se tiene que el en régimen normal $\sigma_v \geq \sigma_{Hmax} \geq \sigma_{hmin}$, en el régimen rumbo deslizante $\sigma_{Hmax} \geq \sigma_v \geq \sigma_{hmin}$, en el régimen inverso $\sigma_{Hmax} \geq \sigma_{hmin} \geq \sigma_v$.

2.2.2 Presión de poro

En la figura siguiente, se puede apreciar que la presión de poro en profundidad se puede considerar en términos de un potencial hidráulico definido con referencia a la superficie terrestre. Conceptualmente, el límite superior de la presión de poro es la tensión de sobrecarga, S_v .

Figura 8

Presión de poro en profundidad



Nota. Tomado y adaptado de Zoback, 2007

La presión de poro se define como un potencial hidráulico escalar que actúa dentro de un espacio poroso interconectado en profundidad. El valor de la presión de poro en profundidad se describe generalmente en relación con la presión hidrostática (o normal), la presión asociada con una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poro hidrostática (P_p^{hydro}) aumenta con la profundidad a una velocidad de 10 MPa/km o 0,44 psi/pie (dependiendo de la salinidad). La presión hidrostática de poro, P_p^{hydro} , implica una red de poros

y fracturas abiertas e interconectadas desde la superficie de la tierra hasta la profundidad de la medición (Zoback, 2007).

Ecuación 2

Presión hidrostática de poro

$$P_p^{hydro} = \int_0^z \rho_w(z) g dz \approx \rho_w g z_w$$

Nota. Tomado de Zoback, 2007

Donde:

ρ_w = densidad del agua,

Z = profundidad,

g = gravedad.

3. Tipología de los pozos adecuados para el almacenamiento de CO2.

Almacenar dióxido de carbono (CO2) bajo tierra se está convirtiendo en una forma clave de combatir el cambio climático. Este proceso, conocido como almacenamiento geológico de CO2, implica capturar el CO2 de fuentes como plantas de energía y fábricas, transportarlo y luego inyectar en formaciones geológicas subterráneas para un almacenamiento seguro y a largo plazo (Remslie, 2022). La selección de los pozos adecuados para este propósito es crucial para garantizar la seguridad y la eficacia del almacenamiento.

3.1 Tipos de pozos y formaciones geológicas para el almacenamiento de CO2.

Comprender los diferentes tipos de pozos y formaciones geológicas es esencial para el éxito del almacenamiento de CO2. Los pozos se clasifican según el tipo de formación geológica en la que se perforan, y cada tipo tiene características específicas que lo hacen más o menos adecuado para el almacenamiento de CO2.

- **Pozos en acuíferos salinos profundos.** Estos pozos se perforan en formaciones rocosas profundas que contienen agua salina no potable. Las formaciones salinas son idóneas debido a su gran capacidad de almacenamiento, su amplia distribución geográfica y su bajo riesgo de fugas (Remslie, 2022). Además, el CO2 disuelto en la salmuera tiende a hundirse, lo que aumenta la seguridad del almacenamiento.
- **Pozos en yacimientos de petróleo y gas agotados.** Los pozos en yacimientos de petróleo y gas que ya no son económicamente viables para la extracción pueden reutilizarse para el almacenamiento de CO2. Estos pozos ya cuentan con infraestructura y conocimiento geológico previo, lo que facilita su adaptación (Remslie, 2022).
- **Pozos en capas de carbón inexplorables.** El CO2 puede inyectarse en capas de carbón que no son aptas para la minería. Aunque el CO2 puede liberar metano del carbón, que puede utilizarse como fuente de energía, el objetivo principal de este método es el almacenamiento del CO2 (Paredes-Ángeles, 2020).

A continuación, en la tabla 2, se muestran consideraciones importantes de los tipos de pozos y formaciones geológicas para el almacenamiento de CO2.

Tabla 2

Tipos de pozos y formaciones para el almacenamiento de CO2

Tipo de almacenamiento	Capacidad	Costo	Consideraciones ambientales
Pozos depletados de petróleo y gas	Significativa, pero limitada	Relativamente bajo debido a la infraestructura existente	Riesgo de contaminación de aguas subterráneas si no se sellan adecuadamente los pozos
Formaciones salinas profundas	Muy alta	Potencialmente alto debido a la necesidad de perforar nuevos pozos	Riesgo de fugas si la formación geológica no es adecuada
Yacimientos de carbón	Considerable	Moderado	Tecnología en desarrollo, posible liberación de CO2 si se explota el carbón en el futuro

Nota. Elaborado por los autores, 2025.

3.2 Características geológicas y técnicas de los pozos

Además del tipo de formación geológica, un pozo debe cumplir con ciertas características para ser adecuado para el almacenamiento de CO2.

- **Profundidad.** El pozo debe tener una profundidad suficiente para que el CO2 se encuentre en estado supercrítico, es decir, con una densidad similar a la de un líquido. Esto suele ocurrir a profundidades superiores a 2624,67 ft, donde la presión y la

- temperatura son elevadas (Remslie, 2022). En estas condiciones, el CO2 ocupa menos espacio y es menos probable que se escape.
- **Porosidad y permeabilidad.** La roca que alberga el CO2 debe ser porosa, con espacios vacíos que permitan el almacenamiento del gas, y permeable, para que el CO2 pueda fluir a través de ella y distribuirse en la formación (Remslie, 2022).
 - **Presencia de roca sello.** Es fundamental que la formación geológica cuente con una capa de roca impermeable (roca sello) que impida la migración del CO2 hacia la superficie (Remslie, 2022). Esta capa actúa como una barrera natural que contiene el CO2.
 - **Trampa geológica.** La presencia de una trampa geológica, como un anticlinal (estructura en forma de cúpula) o una falla sellada, ayuda a confinar el CO2 y evitar su escape (Remslie, 2022).
 - **Integridad del pozo.** El pozo debe estar construido con materiales resistentes a la corrosión y a las altas presiones para evitar fugas. El cemento y el acero son materiales comúnmente utilizados en la construcción de pozos para garantizar su integridad a largo plazo.

3.3 Proceso de inyección y gestión de la presión.

La inyección de CO2 en formaciones geológicas es un proceso cuidadosamente controlado. El CO2 se inyecta en la roca porosa en estado supercrítico, lo que le permite fluir fácilmente a través de los espacios porosos. Durante este proceso, es crucial gestionar la presión de inyección para evitar la fracturación de la roca y mantener la integridad de la formación de almacenamiento.

Para mejorar las tasas de inyección y controlar la distribución del CO₂, se pueden utilizar diseños de pozos avanzados, como pozos horizontales y multilaterales. Estos diseños permiten una mayor área de contacto con la formación de almacenamiento y una distribución más uniforme del CO₂.

3.4 Fase operativa y monitoreo.

La fase operativa de un proyecto de almacenamiento de CO₂ requiere un monitoreo continuo para garantizar la seguridad y la eficacia del almacenamiento. Este monitoreo incluye la detección de posibles fugas de CO₂, el seguimiento de la migración del penacho de CO₂ y el control de la presión en la formación.

Se utilizan diferentes métodos de monitoreo, tanto directos como indirectos. Los métodos directos incluyen la medición de las concentraciones de CO₂ cerca de los pozos o en la superficie. Los métodos indirectos, como los estudios sísmicos, electromagnéticos o gravimétricos, proporcionan información valiosa sobre el comportamiento del CO₂ en el subsuelo.

Además, se utilizan aplicaciones basadas en satélites para detectar cambios en la elevación del terreno causados por la inyección de CO₂. Estos cambios, aunque pequeños, pueden indicar la migración del CO₂ o cambios en la presión de formación.

La fase operativa es un proceso dinámico en el que el monitoreo y el aprendizaje son constantes. Los datos recopilados durante el monitoreo se utilizan para ajustar las operaciones y garantizar un almacenamiento seguro y eficaz a largo plazo.

3.5 Estimación de volúmenes de inyección.

Para planificar un proyecto de almacenamiento de CO₂, es fundamental estimar la cantidad de CO₂ que se puede inyectar en la formación geológica. Existen diferentes enfoques para estimar los volúmenes de inyección, que se clasifican en métodos estáticos y dinámicos (Paredes-Ángeles, 2020).

Los métodos estáticos se basan en modelos volumétricos y en modelos basados en la compresibilidad⁶. Estos métodos utilizan datos geológicos para estimar la capacidad de almacenamiento de la formación. Los métodos dinámicos, por otro lado, simulan el flujo de CO₂ en la formación para predecir la cantidad de CO₂ que se puede inyectar y su comportamiento a largo plazo.

La selección del método de estimación depende de la disponibilidad de datos y de la complejidad del sitio de almacenamiento.

3.6 Riesgos y desafíos del almacenamiento de CO2 en pozos.

A pesar de que el almacenamiento geológico de CO₂ se considera una tecnología segura, existen algunos riesgos y desafíos que deben ser considerados.

- **Fugas de CO₂.** La posibilidad de fugas de CO₂ hacia la atmósfera o hacia acuíferos de agua potable es una preocupación (Revista, 2013). Las fugas pueden ocurrir a través de pozos mal construidos o sellados, o a través de fallas o fracturas en la roca (Remslie, 2022). Las consecuencias de una fuga pueden incluir la contaminación del aire, la acidificación

del agua potable y la liberación de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Para minimizar este riesgo, es crucial la selección adecuada del sitio, un diseño de pozo robusto, la aplicación de técnicas de cementación adecuadas y un monitoreo continuo (Remslie, 2022).

- **Sismicidad inducida.** La inyección de CO₂ puede provocar microseísmos, es decir, pequeños temblores que generalmente no son perceptibles por los humanos (Revista, 2013). Sin embargo, en zonas cercanas a fallas activas, la inyección de CO₂ puede aumentar el riesgo de terremotos (Revista, 2013). Para evitar esto, es importante realizar estudios previos para evaluar el riesgo sísmico y evitar la inyección en zonas sensibles.
- **Contaminación de acuíferos.** Existe el riesgo de que el CO₂ migre hacia acuíferos de agua dulce y los contamine (Akorn, 2010). El CO₂ disuelto en agua puede formar ácido carbónico, que puede acidificar el agua y disolver minerales, afectando su calidad y potabilidad. Para evitar esto, es crucial la selección de sitios con una roca sello de alta calidad y un monitoreo constante de la calidad del agua subterránea.
- **Aspectos legales y sociales.** La propiedad del espacio poroso subterráneo, la interacción con los derechos mineros y la aceptación social del almacenamiento de CO₂ son aspectos que deben ser abordados. La legislación sobre la propiedad del subsuelo puede variar según la región, y es importante obtener los permisos y acuerdos necesarios antes de iniciar un proyecto de almacenamiento. Además, la preocupación pública sobre los posibles riesgos del almacenamiento de CO₂ debe ser abordada a través de la comunicación transparente y la participación de la comunidad.

3.7 Mejores prácticas para el almacenamiento de CO2 en pozos.

Para garantizar la seguridad y la eficacia del almacenamiento de CO2 en pozos, se deben seguir las siguientes mejores prácticas.

- **Selección rigurosa del sitio.** Realizar estudios geológicos y geofísicos exhaustivos para identificar formaciones adecuadas con alta capacidad de almacenamiento, baja permeabilidad y presencia de roca sello (Remslie, 2022). Los criterios de selección incluyen la porosidad, la permeabilidad, la presencia de una roca sello, la profundidad y la estabilidad geológica de la formación (Paredes-Ángeles, 2020).
- **Diseño y construcción de pozos robustos.** Utilizar materiales resistentes a la corrosión y a las altas presiones, y aplicar técnicas de cementación adecuadas para evitar fugas.
- **Monitoreo continuo.** Implementar un sistema de monitoreo para detectar posibles fugas de CO2, la migración del penacho de CO2 y la presión en la formación.
- **Gestión de riesgos.** Identificar y evaluar los posibles riesgos, como fugas, sismicidad inducida y contaminación de acuíferos, y desarrollar planes de mitigación.

Teniendo en cuenta los aspectos hasta ahora mencionados y las distintas fuentes bibliográficas revisadas, en la tabla 3 se presentan algunos de los indicadores geológicos principales considerados para la selección de pozos para el almacenamiento de CO2.

Tabla 3*Indicadores geológicos para la selección de pozos para el almacenamiento de CO2*

Propiedades del reservorio	Buenos indicadores	Indicadores bajos
Profundidad	Mayor a 1000 m y menor a 2500 m	Menor a 800 m y mayor a 2500 m
Espesor	Mayor a 100 m	Menor a 20 m
Porosidad	Mayor a 20%	Menor a 10%
Permeabilidad	Mayor a 500 mD	Menor a 200 mD
Estratigrafía	Uniforme	Variación lateral compleja
Propiedades de la cubierta de roca		
Espesor	Mayor a 50 m	Menor a 20 m
Estratigrafía	Uniforme y sin fallas geológicas	Variaciones laterales y fallas medianas

Nota. Tomado y adaptado de Chadwick, et al., 2008

3.8 Flujo de trabajo para viabilizar el almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados.

Con el fin de garantizar la seguridad, la viabilidad y aumentar las probabilidades de éxito de los proyectos, se propone un flujo de trabajo que describe los pasos necesarios para la selección y caracterización de sitios de almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados.

3.8.1 Identificación de criterios clave para la selección de sitios.

La selección de un sitio de almacenamiento adecuado es crucial para el éxito del proyecto. Por lo que los criterios clave a considerar pueden incluir.

- **Capacidad de almacenamiento.** El yacimiento debe tener suficiente volumen de poros para almacenar la cantidad de CO2 prevista. La capacidad de almacenamiento se ve

influenciada por factores como la porosidad, la permeabilidad y el tamaño del yacimiento (Utomo et al., 2011).

A continuación, en la tabla 4, se exponen los rangos recomendables de las propiedades relacionadas a la capacidad de almacenamiento

Tabla 4

Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la capacidad de almacenamiento

Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO₂
Volumen Poroso Total	Lo más grande posible para maximizar la capacidad. Depende de la escala del proyecto.	Espacio disponible en los poros de la roca del yacimiento. Depende del área, espesor y porosidad.
Porosidad (Φ)	>10-15% (idealmente >20%).	Porcentaje del volumen de roca que es espacio vacío.
Espesor Neto del Yacimiento	>15-20 m. Mayor espesor generalmente implica mayor capacidad.	Suma de los intervalos de roca con propiedades adecuadas (buena porosidad y permeabilidad).
Presión del Yacimiento	Significativamente depletado (presión baja), pero no tan baja que cause problemas geomecánicos.	La presión actual tras la depleción. Una presión baja facilita la inyección y aumenta la capacidad de almacenamiento.
Temperatura del Yacimiento	Se recomienda 40-120 °C (depende de la profundidad). Necesaria para el cálculo de densidad y capacidad.	Afecta la densidad y viscosidad del CO ₂ . Relacionada con la profundidad (gradiente geotérmico).
Saturación Residual HC	Baja (idealmente <20-30% de saturación de hidrocarburos móviles remanentes).	Petróleo o gas remanente que no se puede producir. Reduce el espacio disponible para CO ₂ .

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

- **Seguridad.** El sitio debe garantizar la contención segura del CO₂ a largo plazo, minimizando el riesgo de fugas a la atmósfera o a acuíferos de agua potable. La seguridad se evalúa mediante el análisis de la integridad de la roca sello, la presencia de fallas y fracturas, y la estabilidad geomecánica del yacimiento (Remslie, 2022).

A continuación, en la tabla 5, se muestran los rangos recomendables de las propiedades relacionadas a la seguridad

Tabla 5

Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la seguridad

Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO₂
Roca Sello (Caprock)	Espesor > 20-50 m, idealmente lutitas o evaporitas.	Capa impermeable sobre el yacimiento que previene la fuga vertical del CO ₂ .
Integridad Estructural	Estructura simple (anticlinal, domo), fallas sellantes o ausentes atravesando la roca sello. Historial sísmico bajo.	Ausencia de fallas conductoras o fracturas que conecten el yacimiento con la superficie u otros acuíferos.
Estado de Esfuerzos	Preferiblemente régimen de falla normal. Conocimiento del estado de esfuerzos para modelar la inyección segura.	Los esfuerzos in-situ afectan la presión de fractura y el riesgo de reactivación de fallas.
Propiedades Mecánicas	Suficiente resistencia para soportar los cambios de presión sin fallar o compactarse excesivamente.	Resistencia y elasticidad de la roca del yacimiento y la roca sello.
Permeabilidad del Sello	Idealmente <0.01 mD	Extremadamente baja para impedir el flujo de CO ₂ hacia arriba. Es la propiedad más crítica para la contención a largo plazo. Evita la existencia de "ventanas" o
Continuidad Lateral Sello	Extenso y continuo sobre toda el área de almacenamiento	zonas sin sello por donde el CO ₂ podría escapar lateral o verticalmente.

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

- **Proximidad a las fuentes de CO2.** La distancia entre la fuente de CO2 y el sitio de almacenamiento influye en los costos de transporte y la viabilidad económica del proyecto. Es preferible que el yacimiento se encuentre cerca de las fuentes de CO2 para minimizar las distancias de transporte y los costos asociados (Toledano, 2022).

En la tabla 6 se exponen los rangos recomendables de las propiedades relacionadas a la proximidad a fuentes de CO2

Tabla 6

Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la proximidad a fuentes de CO2

Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO2
Proximidad a Fuentes de CO ₂	Lo más cercano posible para minimizar costos de transporte (ductos).	Distancia entre la fuente emisora de CO ₂ y el sitio de almacenamiento.

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

- **Infraestructura existente.** La presencia de infraestructura como pozos, tuberías e instalaciones de superficie puede reducir significativamente los costos de desarrollo del proyecto. Los yacimientos depletados a menudo cuentan con infraestructura que puede ser reutilizada o adaptada para el almacenamiento de CO2.

A continuación, en la tabla 7, se pueden observar los rangos recomendables de las propiedades relacionadas a la infraestructura existente.

Tabla 7*Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la infraestructura existente*

Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO2
Pozos Existentes	Disponibilidad de pozos en buen estado, con registros de construcción y abandono. La integridad del cemento y casing es crucial. Pozos mal abandonados son rutas de fuga.	Pueden reutilizarse para inyección o monitoreo, pero deben evaluarse cuidadosamente.
Datos Disponibles	Abundantes datos de exploración y producción (sísmica, registros de pozos, pruebas de presión, historial de producción) reducen la incertidumbre.	Calidad y cantidad de información geológica, geofísica y de producción existente.

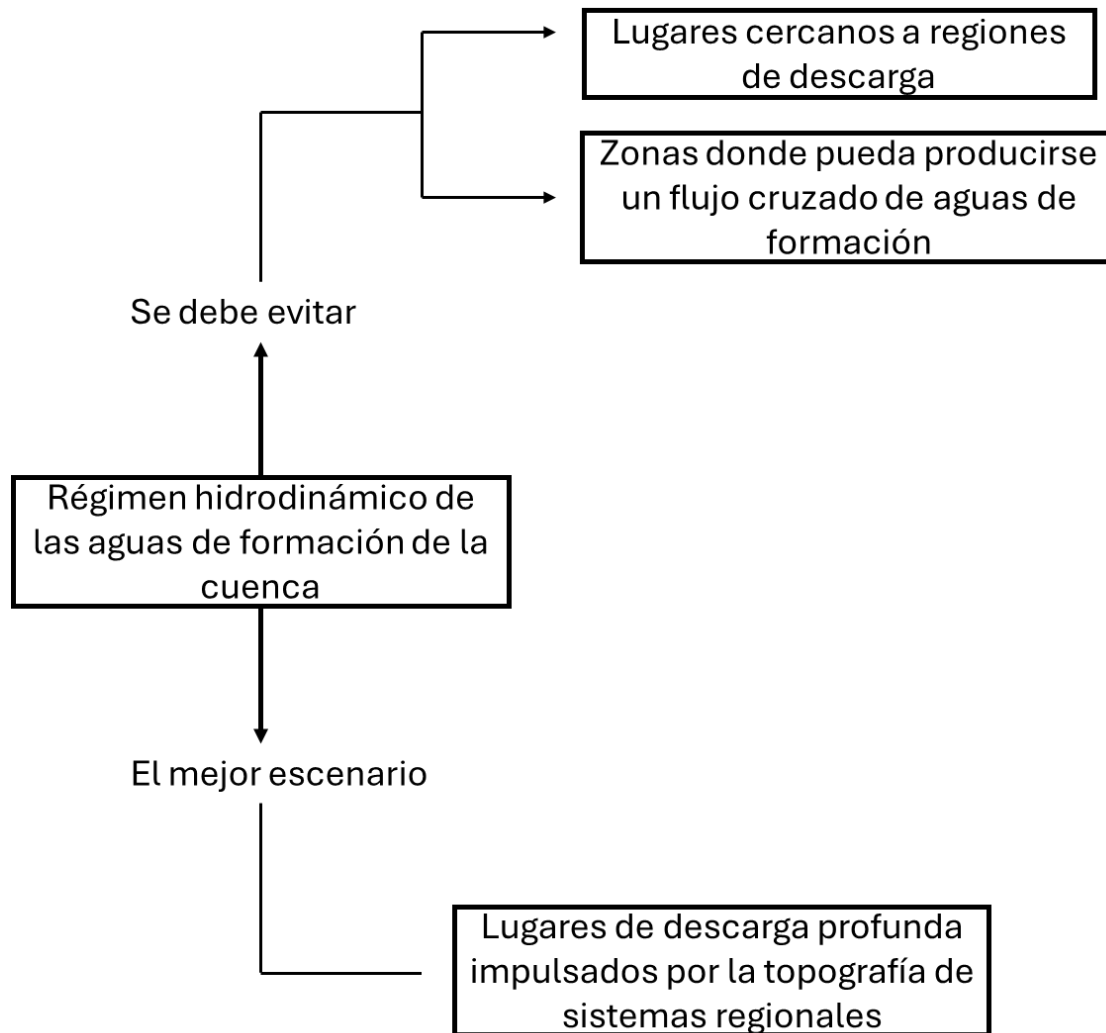
Nota. Elaborada por los autores, 2025.

- **Geología regional.** Es fundamental comprender la geología regional del área para evaluar la presencia de acuíferos de agua potable, la actividad sísmica y otros factores que podrían afectar la seguridad del almacenamiento. Entre los parámetros que se deben evitar en el proceso de inyección de CO2 se encuentran los lugares cercanos a regiones de descarga y en zonas donde pueda producirse un flujo cruzado de aguas de formación. Mientras que el mejor escenario desde el punto de vista hidrodinámico para el almacenamiento de CO2 son los lugares de descarga profunda impulsados por la topografía de sistemas regionales.

En la figura 9 se muestra una síntesis del mejor y peor escenario desde el punto de vista hidrodinámico.

Figura 9

Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista hidrodinámico



Nota. Elaborado por los autores, 2025.

- **Inyectividad.** La inyectividad se refiere a la velocidad a la que se puede inyectar el CO2 en el subsuelo. Según Carbon180, una alta inyectividad es deseable para un almacenamiento eficiente y económico.

A continuación, en la tabla 8, se muestran los rangos recomendables de las propiedades relacionadas a la inyectividad

Tabla 8

Rangos recomendables de propiedades relacionadas a la inyectividad

Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO2
Permeabilidad (k)	>10-50 mD. Suficientemente alta para permitir tasas de inyección económicas sin requerir presiones excesivas.	Capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos.
Presión de Fractura	Margen suficiente entre la presión de poro máxima esperada durante la inyección y la presión de fractura de la roca sello y el yacimiento.	Presión a la cual la roca (yacimiento o sello) se fracturará. La presión de inyección debe mantenerse por debajo.

Nota. Elaborado por los autores, 2025.

3.8.2 Investigación y recopilación de información sobre posibles yacimientos.

Una vez establecidos los criterios de selección, se debe realizar una investigación exhaustiva para identificar posibles yacimientos depletados en la región de interés. Los

yacimientos de petróleo y gas agotados ofrecen algunas ventajas sobre los acuíferos salinos, como la gran cantidad de datos de investigación recopilados durante la exploración y producción de hidrocarburos, lo que demuestra la integridad del atrapamiento.

- **Tipo de yacimiento y roca reservorio.** Determinar si se trata de un yacimiento de petróleo o gas, y las características de la roca reservorio que contenía (e.g., arenisca, caliza), incluyendo su porosidad y permeabilidad (Trenchlesspedia, 2023). Según Bachu, la identificación de las zonas permeables y porosas en una cuenca sedimentaria para el almacenamiento de CO2 determina la tasa de inyección del CO2 y el volumen final a inyectar. La mejor opción en el almacenamiento de CO2 desde el punto de vista de la permeabilidad, son zonas altamente permeables porque favorecerán a la acumulación de la presión al disminuir el riesgo de fracturas y fugas. En cuanto a la porosidad, se prefieren zonas altamente porosas también con el fin de estimar mayores valores de volúmenes potenciales disponibles para el almacenamiento de CO2 en los yacimientos depletados.

A continuación, en la tabla 9, se exponen los rangos recomendables de las propiedades relacionadas al tipo de yacimiento y la roca reservorio

Tabla 9*Rangos recomendables de propiedades relacionadas al tipo de yacimiento y roca reservorio*

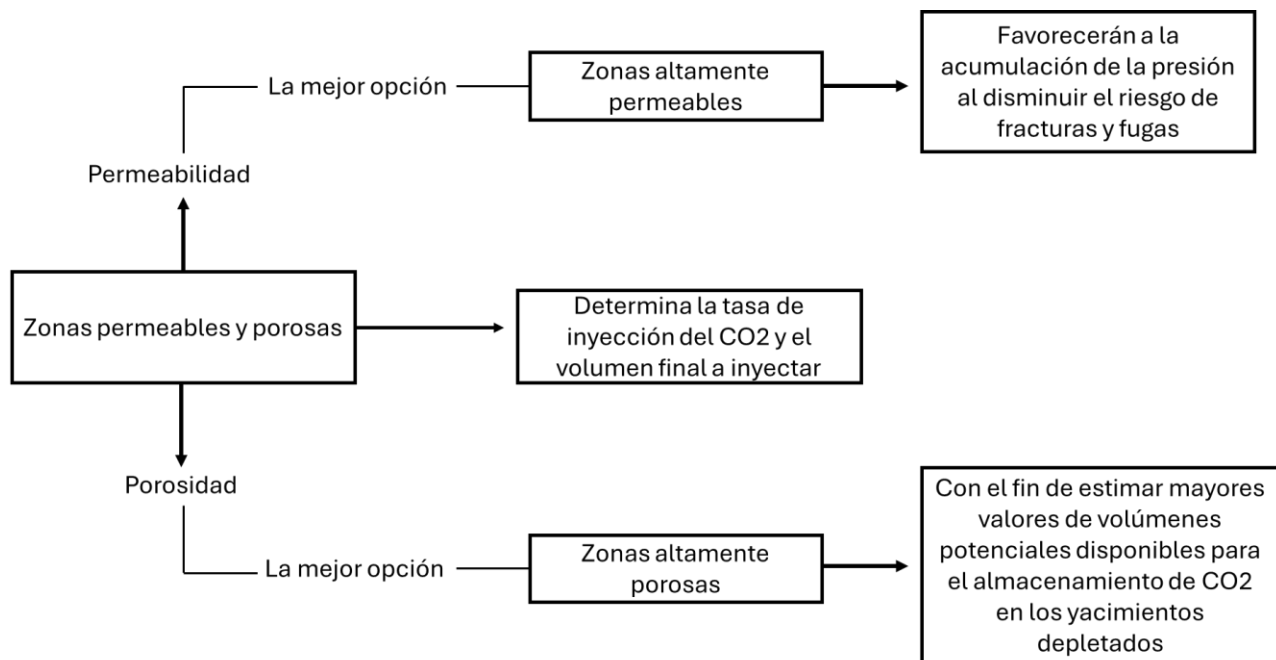
Propiedad	Rango deseable	Importancia para el almacenamiento de CO₂
Profundidad del Yacimiento	>800 metros (idealmente 1000 - 3000 m)	Asegura que el CO ₂ esté en estado denso (supercrítico o líquido), maximizando la capacidad de almacenamiento y reduciendo la flotabilidad. Presión de confinamiento adecuada.
Porosidad	>10-15% (idealmente >20%).	Necesaria para tener volumen suficiente para almacenar cantidades significativas de CO ₂ . Mayor porosidad, mayor capacidad.
Permeabilidad	>10-50 mD (idealmente >100 mD)	Permite la inyección de CO ₂ a tasas razonables sin requerir presiones excesivas que puedan comprometer la integridad del sello o la formación.
Espesor Neto del Yacimiento	>20-30 metros	Un mayor espesor contribuye a una mayor capacidad total de almacenamiento y puede ayudar a gestionar la pluma de CO ₂ .
Extensión Lateral/Área	Lo más grande posible	Define el volumen total potencial de almacenamiento. Debe tener una extensión suficiente para el volumen de CO ₂ previsto.
Continuidad del Yacimiento	Alta continuidad lateral y vertical	Asegura que el volumen poroso esté conectado, permitiendo una distribución eficiente del CO ₂ inyectado y una mejor predicción del comportamiento de la pluma.

Nota. Elaborado por los autores, 2025.

A continuación, en la figura 10, se muestra una síntesis del mejor y peor escenario desde el punto de vista de la porosidad y permeabilidad.

Figura 10

Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista de la porosidad y permeabilidad



Nota. Elaborado por los autores, 2025.

- **Historial de producción.** Analizar los datos de producción del yacimiento, incluyendo la cantidad de hidrocarburos extraídos, la presión del yacimiento y el historial de inyección de agua u otros fluidos.
- **Registros de pozos.** Obtener y analizar los registros de pozos existentes, como registros de permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos, para caracterizar las propiedades del yacimiento.

- **Estudios sísmicos.** Recopilar e interpretar datos sísmicos 2D y 3D para obtener una imagen de la estructura del yacimiento, la presencia de fallas y la geometría de las capas de roca.
- **Datos geológicos.** Investigar la estratigrafía, la estructura geológica y el régimen geotérmico del área para comprender el contexto geológico del yacimiento. De los estudios hechos a lo largo del tiempo se conoce que la distribución de la presión en una cuenca sedimentaria es hidrostática y va aumentando linealmente con la profundidad a una tasa de 1 MPa por cada 100 m o aproximadamente 0.4421 psi por ft. Asumiendo esto y un gradiente geotérmico de 28° C/km o aproximadamente 0.01536 °F/ft., se ha determinado que el rango de profundidad para la inyección de CO2 sería a profundidades mayores a 2624.67 ft porque a estas condiciones el CO2 se encontraría en estado supercrítico, no obstante, también se debe considerar que las condiciones geotérmicas e hidrodinámicas varían en cada cuenca y dentro de la misma.

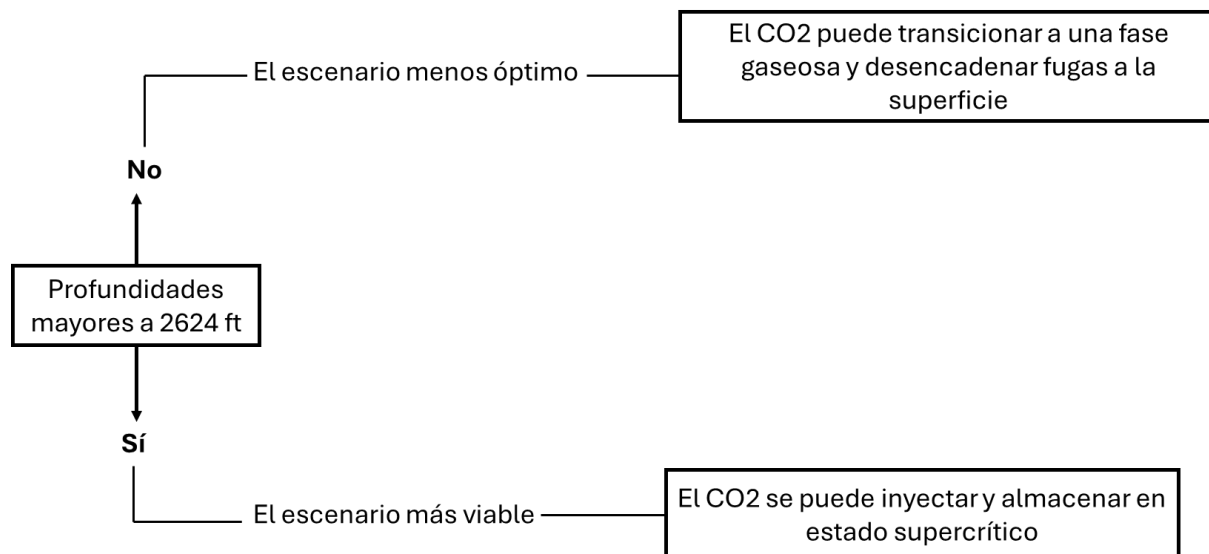
Al establecer la profundidad de la isobara de 1073,28 psi y la isoterma de 100,4 °F se puede establecer también la forma de inyección y almacenamiento de CO2, porque para profundidades mayores a esta se puede inyectar y almacenar el CO2 en estado supercrítico, pero para profundidades menores el CO2 puede inyectarse y almacenarse como líquido o gas. Sin embargo, cuando la inyección se da a profundidades ligeramente menos insondables a las que las condiciones de temperatura y presión coinciden con un cambio de fase del CO2, se puede transicionar a una fase gaseosa y si esto sucede y la cuenca sedimentaria carece de trampas estructurales o estratigráficas, puede desencadenar una fuga de CO2 a la superficie. Cabe recalcar que todas estas condiciones deben caracterizarse a partir de la distribución y profundidades de las distintas fases del CO2 las cuales

dependen de los regímenes geotérmicos y de presión de la cuenca y de esta forma se determinará la forma de inyección y almacenamiento de CO2.

A continuación, la figura 11 se muestra una síntesis del mejor y peor escenario desde el punto de vista de la profundidad.

Figura 11

Viabilidad del almacenamiento de CO2 desde el punto de vista de la profundidad



Nota. Elaborado por los autores, 2025.

3.8.3 Evaluación y selección de los yacimientos depletados identificados.

Con la información recopilada, se procede a evaluar cada yacimiento con base en los criterios de establecidos. Se pueden utilizar herramientas de análisis multicriterio para ponderar la importancia de cada criterio y obtener una clasificación de los yacimientos.

- **Evaluación de la cuenca.** Antes de evaluar yacimientos individuales, es importante realizar un análisis a escala de cuenca para determinar la idoneidad general de la región

para el almacenamiento de CO₂. Este análisis debe considerar factores como la proximidad a las fuentes de CO₂, la presencia de formaciones geológicas adecuadas (yacimientos agotados o acuíferos salinos) y la existencia de infraestructura de transporte (Wei et al., 2023).

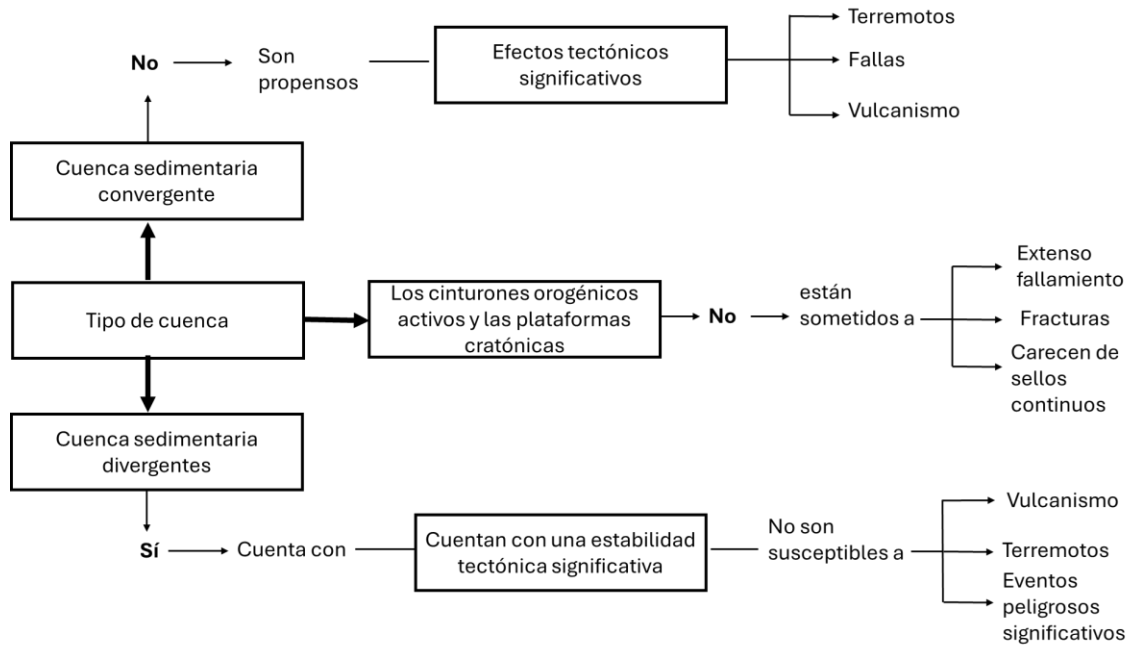
Según análisis de la literatura de Bachu, las cuencas sedimentarias convergentes son propensas a efectos tectónicos significativos como terremotos, fallas y vulcanismo cercano por lo que deben evitarse debido a que pueden generar fugas de grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera mediante fallas y fracturas que pueden desencadenar una amenaza ambiental inmediata. Los cinturones orogénicos activos y las plataformas cratónicas tampoco se consideran adecuados para el almacenamiento de CO₂ porque están sometidos a extenso fallamiento, fracturas y carecen de sellos continuos y no cuentan con características de roca necesarias porque suelen ser cristalinas y fracturadas.

Mientras que el almacenamiento de CO₂ en cuencas divergentes en la litósfera rígida (especialmente cuencas de antepaís e intracratónicas) se considera mucho más viable debido a que cuentan con una estabilidad tectónica significativa en comparación a las cuencas convergentes. No son susceptibles a vulcanismo, terremotos y eventos peligrosos significativos y se encuentran en lugares mucho más estables como en los márgenes de las placas continentales adyacentes a un cinturón orogénico activo, a lo largo de márgenes continentales divergentes y en la corteza continental estable.

La figura 12 muestra una síntesis del mejor y peor escenario desde el punto de vista de la cuenca.

Figura 12

Mejor y peor escenario desde el punto de vista de la cuenca



Nota. Elaborado por los autores, 2025.

- **Evaluación y selección de yacimientos prometedores.** Una vez seleccionada una cuenca prometedora, se evalúan los yacimientos individuales con base en los criterios de selección. La siguiente tabla muestra un ejemplo de cómo se puede realizar esta evaluación.

La siguiente tabla muestra un ejemplo de cómo se puede hacer la evaluación de criterios para la evaluación y selección de yacimientos prometedores.

Tabla 10*Evaluación de criterios para la evaluación de yacimientos prometedores*

Criterio	Peso	Yacimiento A	Yacimiento B	Yacimiento C
Capacidad de almacenamiento	0,25	Alta	Media	Baja
Seguridad	0,25	Alta	Media	Alta
Proximidad a fuentes de CO2	0,15	Media	Alta	Baja
Infraestructura existente	0,15	Alta	Baja	Media
Estratigrafía	0,1	Favorable	Favorable	Desfavorable
Tectónica	0,05	Estable	Moderadamente activa	Activa
Hidrogeología	0,05	Sin acuíferos vulnerables	Acuíferos a profundidad	Acuíferos superficiales
Puntuación total		Alta	Media	Baja

Nota. Elaborado por los autores, 2025.

Con base en la evaluación, se seleccionan los yacimientos que mejor cumplen con los criterios de selección y que presentan mayor potencial para el almacenamiento seguro y eficiente de CO2. Es importante destacar que los yacimientos depletados ofrecen una ventaja única debido a su geología bien comprendida e infraestructura existente, lo que puede reducir significativamente

los riesgos y costos asociados con el almacenamiento de CO2 en comparación con otras formaciones geológicas (Dublo, 2015).

3.8.4 Caracterización de los yacimientos seleccionados.

La caracterización detallada de los yacimientos seleccionados es esencial para comprender su capacidad de almacenamiento, la seguridad a largo plazo y el comportamiento del CO2 inyectado. La integración de datos geológicos, geofísicos y geoquímicos es fundamental para obtener una comprensión completa del sitio de almacenamiento (IEAGHG, 2017). Los estudios a realizar incluyen.

- **Sísmica 3D.** Adquirir datos sísmicos 3D de alta resolución para obtener una imagen detallada de la estructura del yacimiento, la distribución de las propiedades del yacimiento y la presencia de fallas o fracturas.
- **Análisis de núcleos.** Obtener muestras de roca del yacimiento mediante la perforación de pozos de exploración. Los análisis de núcleos permiten determinar la porosidad, la permeabilidad, la composición mineralógica y otras propiedades de la roca.
- **Pruebas de pozo.** Realizar pruebas de inyección de CO2 a pequeña escala para evaluar la inyectividad del yacimiento, la presión de inyección y el comportamiento del CO2 en el subsuelo.
- **Estudios geoquímicos.** Analizar la composición química de las rocas y los fluidos del yacimiento para evaluar la posibilidad de reacciones químicas entre el CO2 y la roca, y el potencial de mineralización del CO2.

3.9 Evaluación de la capacidad de almacenamiento, la seguridad y la integridad del yacimiento.

Con los datos obtenidos en la caracterización, se realiza una evaluación detallada de la capacidad de almacenamiento, la seguridad y la integridad del yacimiento. Se deben considerar los siguientes aspectos.

- **Mecanismo de atrapamiento del CO2.** Evaluar los diferentes mecanismos de atrapamiento del CO2 en el yacimiento, como el atrapamiento estructural, el atrapamiento residual, la disolución en agua y la mineralización (Mariño et al., 2018).
 - **Atrapamiento estructural.** El CO2 queda atrapado bajo una capa de roca impermeable (roca sello).
 - **Atrapamiento residual.** El CO2 queda atrapado en los poros de la roca debido a la tensión superficial.
 - **Disolución en agua.** El CO2 se disuelve en el agua presente en el yacimiento.
 - **Mineralización.** El CO2 reacciona con los minerales de la roca para formar carbonatos, que son estables a largo plazo.
- **Riesgos de fugas.** Identificar y evaluar los posibles riesgos de fugas de CO2, como la migración a través de fallas o fracturas, la permeabilidad de la roca sello y la posibilidad de reactivación de pozos antiguos.
- **Impacto de la inyección de CO2 en la presión y el estrés del yacimiento.** Evaluar cómo la inyección de CO2 puede afectar la presión y la distribución de esfuerzos en el yacimiento, y si estos cambios podrían comprometer la integridad del sitio de almacenamiento.

- **Monitoreo.** Diseñar un plan de monitoreo para detectar posibles fugas de CO2 y verificar la seguridad a largo plazo del almacenamiento (Jenkins et al., 2011).

3.10 Desarrollo de un modelo geológico del yacimiento.

Se construye un modelo geológico 3D del yacimiento utilizando la información obtenida en la caracterización. Este modelo integra los datos sísmicos, los análisis de núcleos, las pruebas de pozo y los estudios geoquímicos para representar la estructura del yacimiento, la distribución de las propiedades de la roca y la presencia de heterogeneidades.

3.11 Simulación del comportamiento del CO2 inyectado.

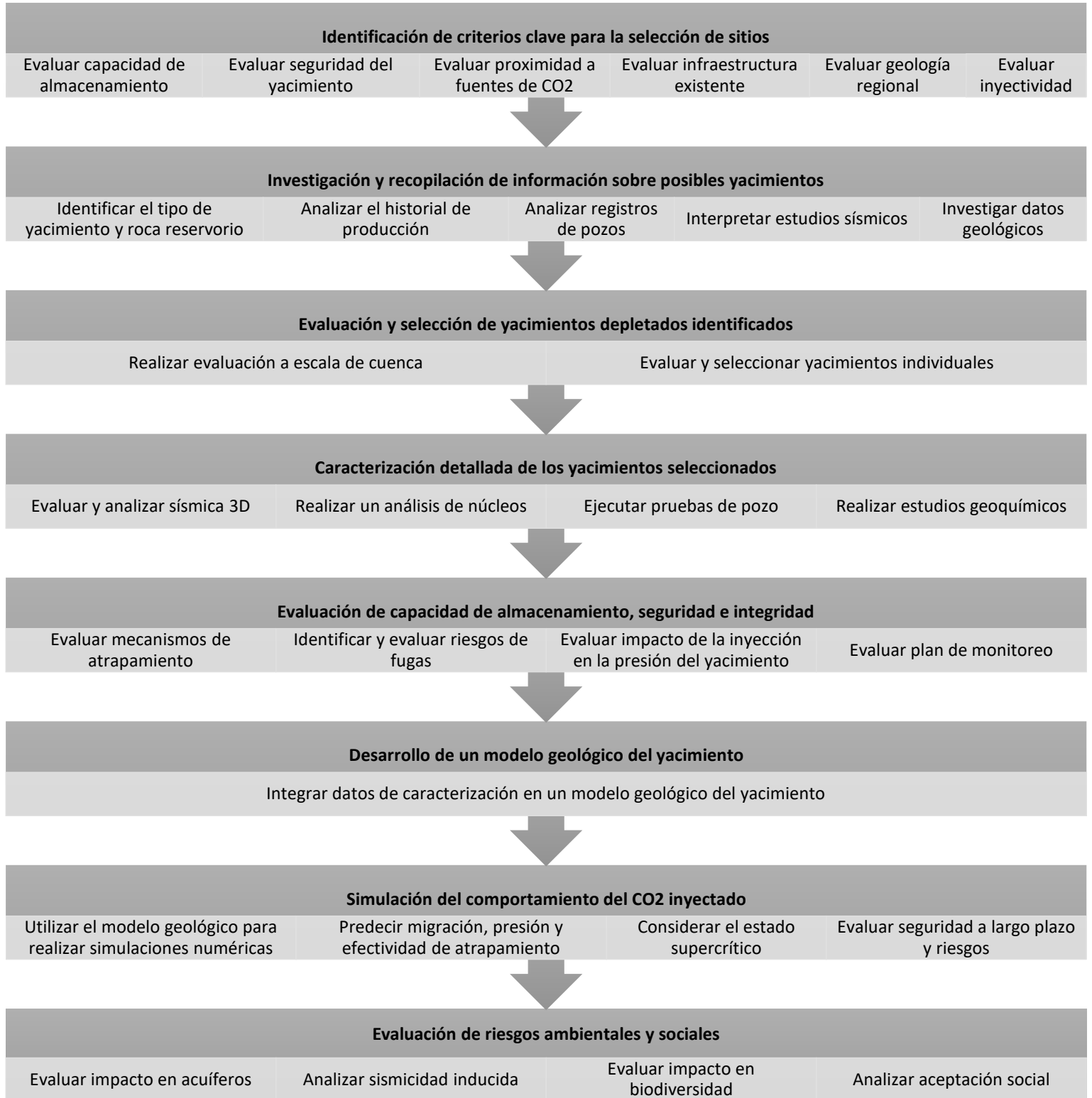
Utilizando el modelo geológico, se realizan simulaciones numéricas del comportamiento del CO2 inyectado en el yacimiento. Estas simulaciones permiten predecir la migración del CO2, la presión del yacimiento y la efectividad de los mecanismos de atrapamiento a largo plazo. Es importante considerar el estado supercrítico del CO2, que se alcanza a profundidades y presiones elevadas, y cómo este estado influye en su comportamiento en el yacimiento (Oldenburg, 2003). Las simulaciones numéricas también se pueden utilizar para evaluar la seguridad a largo plazo del almacenamiento de CO2 y predecir posibles riesgos, como la migración del CO2 a través de fallas o la reactivación de pozos antiguos (Cerasi, 2022).

3.12 Evaluación de los riesgos ambientales y sociales.

Además de simular el comportamiento del CO2 inyectado, es crucial evaluar los posibles riesgos ambientales y sociales asociados al proyecto. Se deben considerar los siguientes aspectos.

- **Impacto en acuíferos de agua potable.** Evaluar el riesgo de contaminación de acuíferos de agua potable por fugas de CO2.
- **Sismicidad inducida.** Analizar la posibilidad de que la inyección de CO2 induzca sismicidad en el área.
- **Impacto en la biodiversidad.** Evaluar el posible impacto del proyecto en la flora y fauna del área.
- **Aceptación social.** Realizar un análisis de la percepción pública del proyecto y desarrollar estrategias de comunicación para informar a la comunidad y obtener su aceptación. La participación de las partes interesadas y la gestión de las percepciones públicas son cruciales para el éxito de los proyectos de almacenamiento de CO2 (IEAGHG, 2022).

A continuación, en la figura 13 se presenta un resumen gráfico del flujo de trabajo propuesto.

Figura 13*Representación gráfica del flujo de trabajo propuesto**Nota.* Elaborado por los autores, 2025.

4. Almacenamiento de CO2 en yacimientos de hidrocarburos depletados

Los yacimientos depletados se consideran una alternativa principal para el almacenamiento de CO2 porque son yacimientos depresionados que hacen parte de cuencas maduras que han demostrado ser seguras e íntegras al acumular gas y aceite en trampas estructurales y estratigráficas y no permitir la fuga de estos, además de que han sido ampliamente estudiadas, caracterizadas, explotadas, y pueden contener la infraestructura necesaria para la inyección y transporte del CO2. Es por esto que el almacenamiento de CO2 en yacimientos depletados se posiciona como una opción más asequible y simple, en especial en los casos de yacimientos de gas agotado porque a diferencia de los yacimientos de petróleo, durante la recuperación primaria se puede llegar a producir el 95% del gas original in situ lo que permite una gran capacidad de almacenamiento y el CO2 puede presurizar el yacimiento a su presión original, este es el caso también de los depósitos de petróleo de baja presión que no han sido invadidos por el agua de formación, mientras que en aquellos presionados por el impulso del agua de formación el CO2 tendría que desplazarla, lo que los convierte en una opción mucho menos atractiva para el CO2.

En este orden de ideas la caracterización geológica y petrofísica de yacimientos de hidrocarburos se convierte en un proceso fundamental para evaluar su potencial como sitios de almacenamiento de CO2. Este proceso implica la integración de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería para crear un modelo preciso del yacimiento, que permita comprender su estructura, propiedades y comportamiento.

4.1 Posibles riesgos ambientales asociados con la inyección de CO₂ en yacimientos depletados.

El dióxido de carbono se considera generalmente un gas inerte, seguro y no tóxico. Es parte esencial de los procesos biológicos fundamentales de todos los seres vivos. No causa cáncer, no afecta el desarrollo ni suprime el sistema inmunitario humano. Sin embargo, el CO₂ es un gas fisiológicamente activo, esencial tanto para la respiración como para el equilibrio ácido-base en todos los seres vivos, y la exposición a altas concentraciones puede ser perjudicial e incluso mortal. Las concentraciones atmosféricas ambientales de CO₂ se sitúan actualmente en torno a las 370 ppm. Los seres humanos pueden tolerar concentraciones mayores sin efectos fisiológicos para exposiciones de hasta el 1 % de CO₂ (10 000 ppm) (Benson, S et al., 2005).

- **Sismicidad inducida** La sismicidad inducida hace a la alusión a los eventos sísmicos que son generados debido a la actividad humana. Basándose en más de 100 casos de sismicidad inducida por yacimientos, Guha y Patil (1990) los agruparon en tres categorías clasificándolos como sismicidad intensa ($M \geq 6.0$), moderada a leve (5.9 a 3.1) y microsismo ($M \leq 3.0$) (Srivastava, Dube, 1996). El hombre puede inducir sismos fuertes en zonas donde la estructura geológica del subsuelo reúne ciertas características: está previamente fracturada (falla) y sometida a tensiones que hacen fácil la inducción de una nueva rotura, esto es, presencia de fracturas en situación tensional crítica y además ser la roca de carácter frágil, esto es, capaz de romperse de forma brusca. Además, es preciso que la actividad humana induzca tensiones suficientes para provocar el cambio tensional necesario para concluir la rotura. Estas condiciones no son fáciles de encontrar en un lugar cualquiera y por eso las acciones del hombre no suelen inducir sismos importantes; solo lo

hacen en ocasiones muy particulares (Soriano, Mezcua, 2014). Un ejemplo de este riesgo es el proyecto Castor en España, El proyecto Castor (mar adentro en el este de España) afectó a un yacimiento petrolífero agotado (yacimiento de Amposta) seleccionado para el almacenamiento temporal de gas natural. Se pretendía almacenar 1.300 Mm³ para satisfacer el 25 % de las necesidades de CCS en el país. El estudio tenía parámetros no concluyentes de las características del yacimiento, especialmente la distribución de la porosidad, y la capacidad de sellado de la roca sello eran suficientes para este proyecto. Así mismo, no se consideró la posibilidad de sismicidad inducida (a pesar de que no se habían realizado inyecciones previas en el yacimiento, porque se había producido bajo una conducción natural de agua), por lo que 3 días después de la inyección, una serie de terremotos con una magnitud de momento sísmico $M_w > 4$ se desató (Cordero et al., 2024).

- **Riesgos asociados con instalaciones de superficie e inyección.** Las instalaciones de superficie e inyección comprenden un ducto de transmisión (estaciones de refuerzo), una estación de suministro de CO₂, una red de distribución por ducto, pozos de inyección y un sistema de monitoreo. Cuando se producen hidrocarburos simultáneamente, el sistema también comprende pozos de producción e instalaciones de superficie para producir, limpiar, comprimir y transportar los hidrocarburos extraídos (Damen, K et al., 2006).

El principal riesgo asociado con el transporte por tuberías es una falla en la tubería, que puede ser un pequeño orificio o una ruptura, lo que resulta en la liberación de CO₂. Dado que el CO₂ no es explosivo ni inflamable, se espera que las consecuencias en caso de fuga sean menos graves que las del gas natural. Sin embargo, a diferencia del gas natural, que se dispersa rápidamente en el aire, el CO₂ puede causar situaciones peligrosas al acumularse en espacios confinados, ya que es más denso que el aire.

El principal riesgo asociado con la inyección es una falla del pozo, que puede provocar un escape de CO₂ que migrará hacia arriba debido a su densidad relativamente baja en comparación con el agua. La probabilidad de un escape repentino de todo el CO₂ almacenado en un yacimiento subterráneo es muy baja debido a la capacidad limitada del sistema de inyección.

Los riesgos pueden minimizarse mediante la elección adecuada de materiales y diseñarse de modo que, en caso de fallo del sistema, solo puedan escapar pequeñas cantidades de CO₂. La probabilidad (Holloway, S 1996).

- **Fluidos inyectados que migran fuera del sistema de confinamiento previsto.** Este riesgo hace referencia a que cuando se inyecta el CO₂ para su respectivo almacenamiento en el yacimiento seleccionado, suceda la fatalidad que dicho CO₂ migre a yacimientos adyacentes generando distintos tipos de consecuencias.

Un ejemplo de este riesgo no asociado a la inyección de CO₂, pero que podría tener el mismo efecto solo que sin las mismas consecuencias son los Campos Huntsman y West Engelland, EE.U. El yacimiento de Huntsman (Nebraska, EE.UU.) producía 28 mil millones de pies cúbicos de gas antes de su conversión a almacenamiento de gas en 1963. En 1968, se descubrió el yacimiento de gas de West Engelland, adyacente al de Huntsman tenía una presión de yacimiento mucho más 11 baja que la presión inicial del yacimiento Huntsman, lo que implicaba algún tipo de conexión de presión. A continuación, se explotó en recursos el yacimiento de West Engelland, que a principios de los años ochenta producía cinco veces más gas que el gas in situ original. Mientras tanto, el yacimiento de gas de Huntsman experimentaba importantes reducciones inexplicables de la presión del yacimiento, que acabaron atribuyéndose a la inclinación del contacto gas-agua, lo que

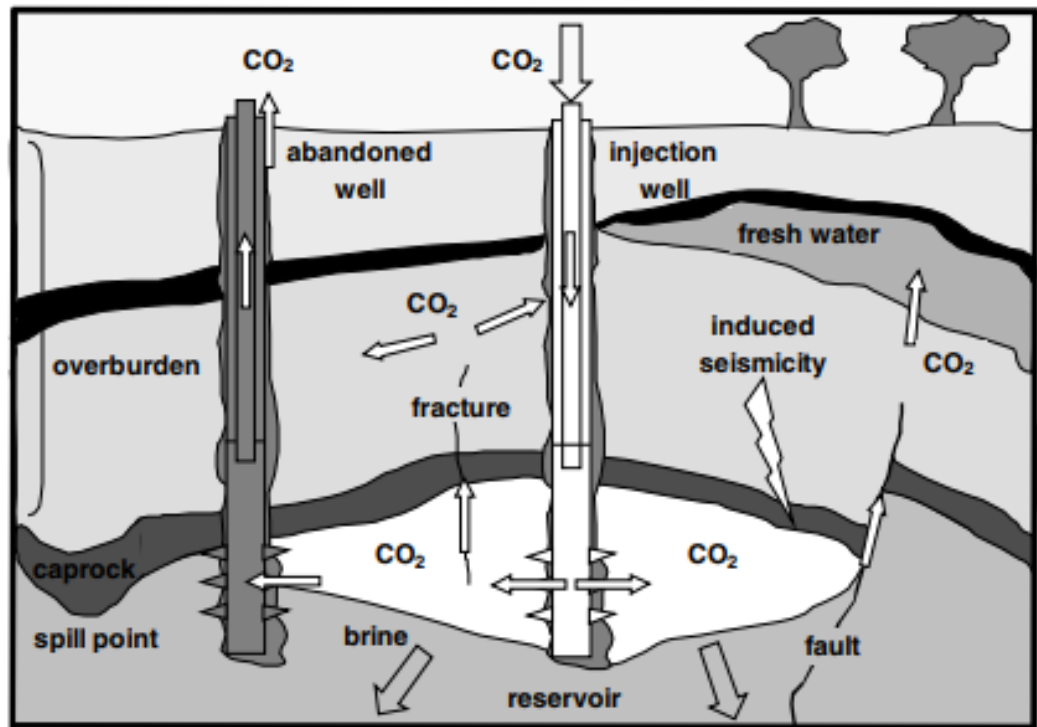
permitió que el gas migrara del yacimiento de Huntsman al de Engelland Oeste (Cordero et al.,2024).

- **Riesgos asociados al almacenamiento de CO2 en yacimientos geológicos.** Los riesgos del almacenamiento de CO2 en un yacimiento geológico se pueden dividir en cinco categorías (Damen, K et al., 2006).
- **Fuga de CO2:** Migración de CO2 del yacimiento a otras formaciones, desde donde puede escapar a la atmósfera.
 - **Fuga de CH4:** La inyección de CO2 podría provocar la migración del CH4 presente en el yacimiento a otras formaciones y, posiblemente, a la atmósfera.
 - **Sismicidad:** Ocurrencia de (micro) temblores de tierra causados por la inyección de CO2.
 - **Movimiento del terreno:** Subsistencia o elevación de la superficie terrestre como consecuencia de los cambios de presión inducidos por la inyección de CO2.
 - **Desplazamiento de salmuera:** Flujo de salmuera a otras formaciones (posiblemente de agua dulce) causado por la inyección de CO2 en acuíferos abiertos.

En la figura 13 se puede ver una representación gráfica sobre los riesgos que puede haber producto del almacenamiento subterráneo de CO2

Figura 14

Riesgos del almacenamiento subterráneo de CO₂



Nota. Las flechas negras representan los flujos de CO₂ (a lo largo de fracturas, pozos abandonados y fallas). Las flechas blancas representan el desplazamiento de salmuera como consecuencia de la inyección de CO₂. Tomado de (Damen, K et al., 2006).

- **Identificación errónea de un depósito de almacenamiento** Esto hace referencia a cuando a la hora de hacer el análisis de un proyecto y por cualquier motivo es escogido un depósito de almacenamiento y que este no cumpla con los requisitos suficientes para el cumplimiento de su objetivo. Un hecho importante con relación a este riesgo es el Yacimiento de Tordis, Noruega. En el yacimiento de Tordis, en el sector noruego del Mar del Norte, se inyectó agua oleosa para su vertido en un acuífero poco profundo que se creía que eran las arenas de Utsira, un yacimiento bien conocido y de buena calidad. Sin

embargo, un error de correlación identificó erróneamente el yacimiento previsto (posteriormente se descubrió que las arenas de Utsira no estaban presentes en la zona del yacimiento de Tordis debido a un pinch out). En su lugar, el agua se inyectó en un lente de arena del Grupo Nordland. Como esta lente tiene un volumen limitado, la presión del yacimiento aumentó rápidamente durante la inyección y se rompió el sello, lo que provocó la fuga de fluidos y la filtración de agua oleosa hacia el fondo marino. A raíz de esto, como las arenas de Utsira son el depósito de almacenamiento de CO₂ del proyecto de almacenamiento de carbono de Sleipner, las organizaciones ecologistas empezaron a cuestionar la seguridad del almacenamiento de CO₂ en las arenas de Utsira, lo que demuestra cómo el fracaso de un proyecto puede implicar a otros (Cordero et al.,2024).

- **Movimiento de tierra.** Es posible que la superficie terrestre se hunda o se eleve debido a cambios de presión provocados por el hombre, lo que podría causar daños a edificios e infraestructuras y también desencadenar sismicidad. En general, el mecanismo de subsidencia se comprende bien, pero su predicción se considera difícil (Damen, K et al., 2006). No se prevé que se produzca un levantamiento en un yacimiento de CO₂ mientras la presión máxima de almacenamiento se mantenga por debajo de la presión geostática. Sin embargo, en un yacimiento sometido a altas tensiones tectónicas, cualquier reducción significativa de la presión de grano (presión que actúa entre partículas individuales de roca) puede desencadenar fallas. Esto puede provocar un levantamiento o hundimiento de la superficie. La subsidencia también puede deberse a una reacción química entre el CO₂ disuelto en la salmuera y la roca del yacimiento, lo que puede causar su disolución (compactación química). En consecuencia, el yacimiento puede derrumbarse bajo el peso

de la formación de sobrecarga. La compactación o disolución química de la roca del yacimiento será especialmente preocupante en rocas carbonatadas con alta porosidad.

- **El sellado superior se ve comprometido, migración de fluidos en una dirección imprevista.** El proyecto de almacenamiento CO₂ de In Salah (Argelia) es un ejemplo de acontecimientos inesperados que provocaron la finalización anticipada de un proyecto. La inyección de CO₂ se llevó a cabo en tres pozos situados aguas abajo del yacimiento de gas de Krechba, parcialmente agotado. La inyección en estos pozos generó una elevación de hasta 2,5 cm en la superficie a partir de 2010, creó fracturas que podrían comprometer el sello superior, y formó una vía de flujo entre el pozo inyector KB-502 y el pozo de observación KB-5 (Cordero et al.,2024).
- **Subestimación de la heterogeneidad del yacimiento.** El proyecto Sleipner, con un historial de inyección de más de 25 años y un volumen total de más de 20 Mt de CO₂ inyectado, es un ejemplo paradigmático de proyecto de CCS con éxito. El análisis previo a la inyección de la heterogeneidad del yacimiento a partir de los datos de los pozos identificó múltiples lutitas de 1 m de espesor dentro de una secuencia de yacimientos de 300 m de espesor (Zweigel, et al., 2004). Al proceder a la inyección, las lutitas actuaron como deflectores, limitando el movimiento ascendente del CO₂ desde el punto de inyección hasta la parte superior del yacimiento. En lugar de acumularse bajo el sello superior, como se esperaba, una parte sustancial del CO₂ inyectado quedó atrapada bajo los deflectores y migró lateralmente. Sin embargo, esto beneficia al proyecto, ya que da lugar a un mayor volumen de almacenamiento y a una menor presión de flotación contra la roca sello (Cordero et al.,2024).

Ya una vez identificado los riesgos y sus posibles consecuencias, evitar dichas consecuencias requerirá una cuidadosa selección del sitio, monitoreo ambiental y una supervisión regulatoria eficaz. Afortunadamente, para los riesgos más probables, es decir, daños a un pozo de inyección o fugas a un pozo abandonado, existen métodos para evitar y remediar estos problemas. De hecho, muchos de los riesgos se comprenden bien con base en la experiencia análoga mencionada anteriormente, y con el tiempo se han implementado prácticas y regulaciones para garantizar que la mayoría de estas actividades industriales análogas se puedan realizar de forma segura (Benson, S et al., 2005).

Garantizar la seguridad y eficacia de la CCS requiere supervisión regulatoria, una gestión cuidadosa de la selección de emplazamientos y la adquisición de datos de monitoreo, así como la verificación de la reducción de emisiones de CO₂. Un monitoreo y una verificación fiables podrían ser el medio más importante para lograr la aceptación pública del almacenamiento geológico de CO₂. Cinco tipos principales de mediciones sientan las bases para el monitoreo y la verificación de la CCS:

- Medición de las concentraciones de CO₂ en el lugar de trabajo (instalación de separación y campo de pozos) para garantizar la seguridad de los trabajadores y del público;
- Medición de las emisiones del sistema de captura y de las instalaciones de superficie para verificar la reducción de emisiones;
- Medición de las tasas de inyección de CO₂, que se utilizan para determinar la cantidad de CO₂ inyectada en la formación subterránea. Si se realiza una recuperación mejorada de petróleo simultáneamente con el almacenamiento de

CO₂, se debe monitorear el CO₂ producido con el petróleo para calcular el almacenamiento neto;

- Medición del estado del pozo mediante registros y mediciones de presión en boca de pozo;
- Medición de la ubicación de la columna de CO₂ a medida que llena la formación de almacenamiento. Este tipo de medición también se puede utilizar como sistema de alerta temprana en caso de que se produzca una fuga de CO₂ del depósito de almacenamiento.
- **Mediciones en la evaluación de fugas potenciales** En caso de que ocurra una fuga cuando se esté realizando el proyecto de CCS se pueden realizar las siguientes mediciones (Klusman, R 2003).
- **Gas del suelo e intercambio de gases con la atmósfera.** Las mediciones más útiles para evaluar posibles fugas serán las de CO₂, CH₄ y alcanos ligeros en el gas del suelo, así como las mediciones del intercambio de estos componentes con la atmósfera. Es poco probable que los alcanos ligeros se detecten en las mediciones de intercambio (flujo) en la mayoría de las ubicaciones de campo, pero pueden observarse en el gas del suelo de zonas petrolíferas. En el caso del CO₂ en el gas del suelo y en los flujos del suelo a la atmósfera, las variaciones estacionales serán las más importantes. Los flujos de CO₂ a la atmósfera y en el gas del suelo estarán dominados por la respiración radicular y la producción por oxidación microbológica de la materia orgánica del suelo. Generalmente, cuanto más profunda sea la muestra de gas del suelo, mayor será la concentración de CO₂. Sin embargo, es más probable que una muestra de gas del suelo más profunda presente

un componente de fuga reconocible en el CO₂, si está presente. El metano puede producirse en el perfil del suelo, ser consumido en el perfil del suelo por bacterias metanotróficas o derivarse de la producción térmica que actúa sobre materia orgánica a una profundidad considerable.

- **Medición de isótopos estables.** El reconocimiento de la fuente de CO₂, CH₄ y alcanos ligeros en una muestra de gas o fundente del suelo es crucial. La forma más eficaz de obtener esta información es midiendo la composición isotópica de los gases medidos. En la mayoría de los casos, se determina la composición isotópica estable del carbono en CO₂ y CH₄. La medición del isótopo radiactivo carbono-14 es necesaria, pero solo en muestras seleccionadas. La composición isotópica estable del oxígeno en CO₂, o del hidrógeno en CH₄, no es tan importante como la del carbono. Existen dos isótopos estables del carbono: carbono-12 y carbono-13. Si bien estos dos isótopos tienen propiedades químicas y físicas similares, existen sutiles diferencias en las propiedades de una molécula que contiene diferentes isótopos estables. Lo más relevante en esta aplicación es que la velocidad de reacción de un gas, como el CO₂, depende de su composición isotópica.

La geomecánica es un factor importante a tener en cuenta dentro de los riesgos ambientales, ya que una vez se el CO₂ es inyectado, es gracias al entendimiento de la geomecánica que se puede asegurar que el CO₂ permanezca en el yacimiento por mucho tiempo o en su defecto que al no entender la geomecánica se pueda generar un desastre que no solo ponga en riesgo al medio ambiente sino también la vida de muchas personas.

Es importante tener en cuenta la geomecánica en el proceso de almacenamiento de CO2 por diversos factores a mencionar próximamente.

- Integridad de la capa de roca (fracturación de la capa de roca/sellos)
- Migración a lo largo de fracturas/fallas (estabilidad de sellos)
- Migración a lo largo de pozos (integridad de pozo)
- Elevación de la superficie

También es importante mencionar las posibles reacciones al almacenar CO2.

- Incrementa la presión de yacimiento
- Decrecimiento de la temperatura
- Cambio en el equilibrio geomecánica

Y los principales desafíos que se pueden presentar en estos proyectos son.

- Limitar la probabilidad de fracturas hidráulicas a altas tasas de inyección.
- Mitigar la reactivación de fallas de garantizar la integridad trampa de fallas.
- Predecir la respuesta quimiomecánico a largo plazo.

Para tener el reservorio ideal para el almacenamiento de CO2 se debe proveer de un alto volumen de almacenamiento, proveer un entrapamiento seguro y confiable, permitir tasas de inyección altas y constantes, permitir un monitoreo rentable.

El CO2 almacenado puede migrar o escapar de la roca encajante de tres maneras diferentes: la primera es mediante una falla en las características mecánicas de la roca, la segunda es asociada con la presión de la ruptura capilar de la roca y por último la difusión a través de los poros saturados en agua (Vialle et al., 2016; Orlic, 2016; Niu et al., 2022; Ali et al., 2023).

El riesgo de fugas en el almacenamiento de CO₂ va asociado a diversos factores entre ellos la mojabilidad y la composición de la roca. La mojabilidad de las formaciones subsuperficiales tiene un gran impacto porque regula el flujo y la distribución de fluidos dentro de los poros de la roca. Además, la mojabilidad afecta el atrapamiento estructural y residual directamente, así como el atrapamiento mineral y de disolución indirectamente (Iglauer et al., 2015; Ali et al., 2023). Con el fin de tener un sello fuerte se requiere un shale con un alto contenido de agua y una alta tensión interfacial, ya que si la roca está altamente saturada la presión capilar no permitirá que el CO₂ ascienda (Rezaee et al., 2017; Arif et al., 2021). Por lo tanto, la mojabilidad es más importante en el sistema Shale-CO₂- salmuera en comparación con la presión, el contenido de carbono orgánico (TOC) y la madurez térmica (Ali et al., 2023).

4.2 Casos de estudio de proyectos de almacenamiento de CO₂ en yacimientos depletados.

Antes de profundizar en los aspectos técnicos de la caracterización de yacimientos, es importante analizar ejemplos concretos de proyectos de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de hidrocarburos depletados. Estos casos de estudio proporcionan información valiosa sobre la aplicación práctica de las técnicas de caracterización, la evaluación de la viabilidad del almacenamiento y la gestión de los desafíos técnicos y operativos.

4.2.1 Proyecto CO₂CRC Otway.

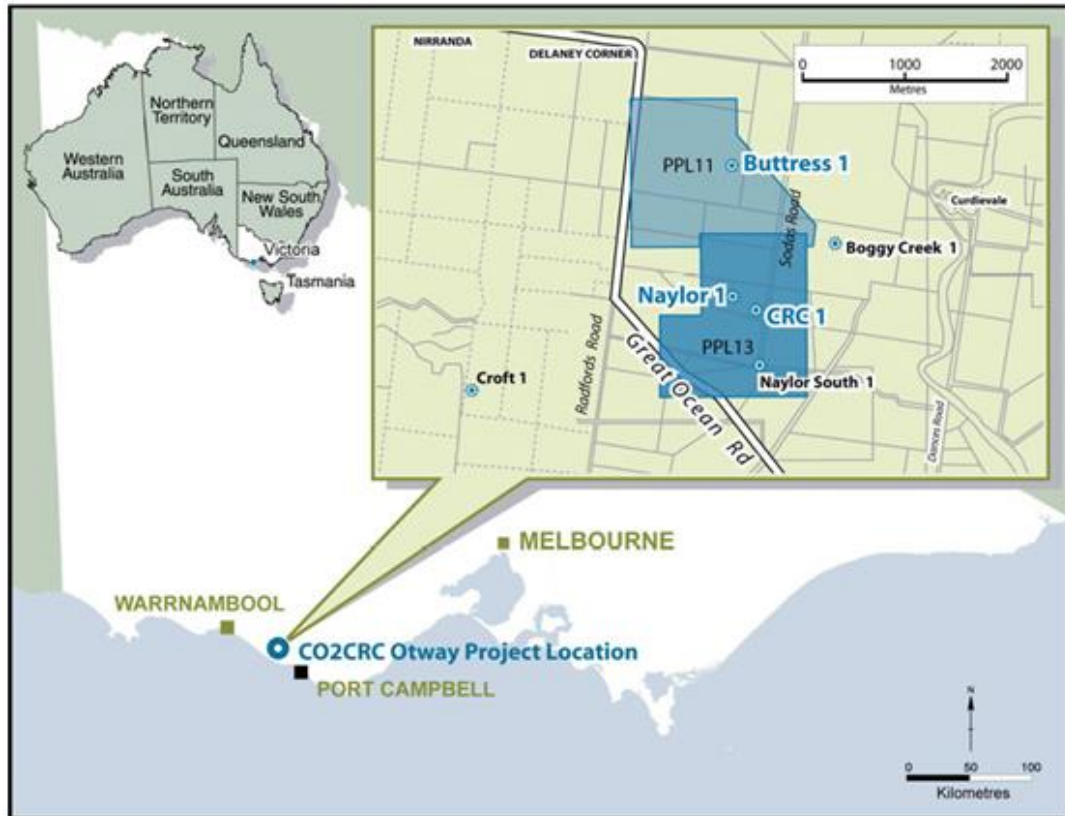
El proyecto CO₂CRC Otway situado en el sureste de Australia en la cuenta Otway de Victoria es una iniciativa de investigación y desarrollo liderada por el Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC) de Australia que tiene como objetivo principal

demostrar la viabilidad técnica y ambiental del almacenamiento geológico de CO2 en Australia y lo ha demostrado con éxito al ser uno de los proyectos más grande de demostración de cómo el CO2 puede ser capturado, transportado, almacenado y monitoreado. El proyecto tiene como objetivo principal demostrar la viabilidad técnica y ambiental del almacenamiento geológico de CO2 en un campo de gas natural agotado. El área de estudio del proyecto Otway se encuentra en la cuenca de Otway, en Victoria en la bahía terrestre de Port Campbell, aproximadamente a 984252 ft al suroeste de Melbourne, entre las ciudades costeras de Port Campbell al este y Warrnambool al oeste y se trata de un yacimiento de gas natural agotado con una profundidad de aproximadamente 6561,68 ft y tiene una capacidad de almacenamiento estimada de 150 kt de CO2. CO2CRC adquirió dos operaciones petroleras contiguas que incluían el yacimiento de CO2 Buttress y el campo de gas natural Naylor, ya agotado al sur. El campo Naylor fue el seleccionado para el proyecto debido a que es un campo de gas natural depletado con disponibilidad de pozo, información 3D y está cerca del campo Buttress que es una fuente de CO2.

En la figura 14, a continuación, se muestra la ubicación del proyecto CO2CRC Otway

Figura 15

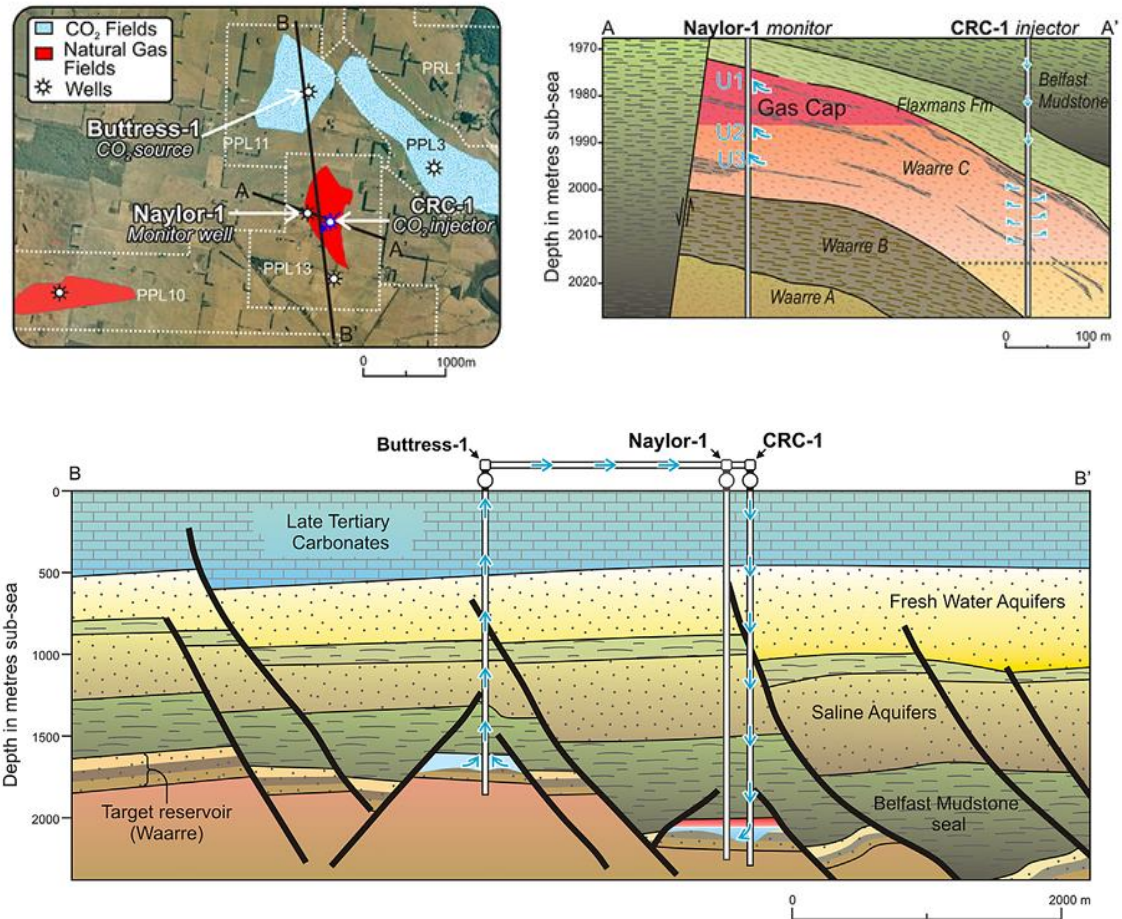
Ubicación del proyecto CO2CRC Otway



Nota. Tomado de Dance et al., 2009

Además, para ser elegido, el sitio fue caracterizado para confirmar que cumplía con los criterios necesarios para un almacenamiento seguro y eficiente. Para reducir las incertidumbres relacionadas a la capacidad del sello para contener el CO₂ y variaciones geológicas del yacimiento se perforó un pozo inyector CRC-1 y se recopilieron núcleos y datos de registros de pozo adicionales del campo de gas.

A continuación, en la figura 15, se puede apreciar el mapeo del pozo usado para el proyecto CO₂CRC Otway

Figura 16*Mapeo de pozos del proyecto CO2CRC Otway**Nota.* Tomado de Dance, 2013

Con el objetivo de hacer un mejor análisis, el proyecto CO2CRC Otway se puede dividir en varias etapas.

- **Etapa 1 (2004-2009).** Inyección de aproximadamente 65 kt de gas rico en CO2 (80% CO2, 20% metano) en el yacimiento agotado. En esta etapa se inyectaron dos pulsos de compuestos trazadores (metano deuterado, criptón y hexafluoruro de azufre) para ayudar a

identificar el CO2 inyectado del CO2 natural y rastrear la dispersión y difusión (Underschultz et al., 2011). Esta etapa demostró la seguridad y eficacia del almacenamiento de CO2 en un yacimiento de gas agotado (Sharma et al., 2011).

- **Etapa 2 (2009-2019).** Inyección de CO2 en una formación salina heterogénea. Esta etapa se centró en la comprensión de los mecanismos de captura en formaciones salinas profundas (Sharma et al., 2011). Se utilizó la técnica "Huff and Puff" para comprender mejor los parámetros clave que afectan la captura residual (Sharma et al., 2011).
- **Etapa 3 (2015-2022).** Desarrollo y prueba de un concepto de monitoreo "a demanda", subsuperficial y permanente. Se utilizaron dos tecnologías principales: adquisición de datos sísmicos de fondo de pozo y tomografía de presión (Murrell, 2024). Estas técnicas proporcionan un monitoreo rentable y no invasivo (Murrell, 2024).
- **Etapa 4 (2023-Presente).** Demostración de tecnologías de gestión de yacimientos centradas en el comercio para mejorar la eficiencia de la inyección, el almacenamiento y el monitoreo, y así reducir materialmente los costes de los proyectos comerciales de almacenamiento de CO2. Los objetivos específicos de la Etapa 4 incluyen la mejora de los flujos de trabajo de modelado, la optimización del almacenamiento de CO2 y el monitoreo del rendimiento.

4.2.1.1 Características geológicas y petrofísicas del yacimiento utilizado en el proyecto. Según

Partridge (2001) la Formación Waarre se divide en tres unidades: A, B y C. La unidad A, ubicada en la base, es una arenisca lítica de grano fino con porosidad baja a moderada. La unidad B se encuentra sobre la unidad A y está compuesta por una lutita carbonácea dura, de color gris a negro. La unidad C, que es el principal reservorio productor de gas en la zona, consiste en arenas de cuarzo mal distribuidas, que van de muy finas a gruesas, con algunas gravas, y tiene un grosor de

entre 6,56168 ft y 45,93 ft. Estas areniscas están separadas por lutitas delgadas que varían de 1,64 ft a 9,84 ft de espesor. La calidad del yacimiento en esta área es de buena a excelente, con una porosidad que varía entre el 10% y el 28% y una permeabilidad media de 2700 md (Mehin y Constantine, 1999).

Según Dance (2013), en la zona terrestre, la Formación Waarre C es relativamente delgada y más delgada aún en el área de los campos cercanos a Naylor y sus alrededores (entre 82,02 ft y 131,23 ft) y su profundidad varía entre 6495,67 ft TVDSS y 7155,63 ft TVDSS. Por encima de la Formación Waarre se encuentra la Formación Belfast, una lutita con porosidad y permeabilidad baja (promedio <15%, <1 mD) y se encuentra entre los 4396,73 ft TVDSS y 6592,29 ft TVDSS de profundidad, y tiene un grosor promedio de 918,62 ft en el sitio siendo significativamente más gruesa en comparación con la Waarre C por lo que actúa como el sello principal para la formación Waarre que contiene gas. La diferencia de espesor entre el reservorio y el sello genera trampas estructurales asociadas a fallas y anticlinales. El campo Naylor está rodeado por fallas en tres de sus lados y presenta un cierre de buzamiento hacia el este.

Cabe mencionar también que no se encontraron evidencias que sugirieran que el metano había migrado fuera del yacimiento a través de estas fallas. Por lo tanto, se consideró que el riesgo de que las fallas actuaran como vías de fuga vertical hacia los acuíferos superiores era bajo.

Además de estas características geológicas que han sido discutidas, es importante tener en cuenta que el CO₂ debe almacenarse en estado supercrítico por lo que, a partir de estudios de propiedades de campos cercanos, se estableció que el gradiente de presión promedio es de 0,422 psi/ft y el gradiente de temperatura es de 0.01097°F/ft y que el punto crítico del gas fuente del campo Naylor (gas mezclado CH₄-CO₂) ocurriría a 1232,82 psi y 58,82°F. Al tener en cuenta que

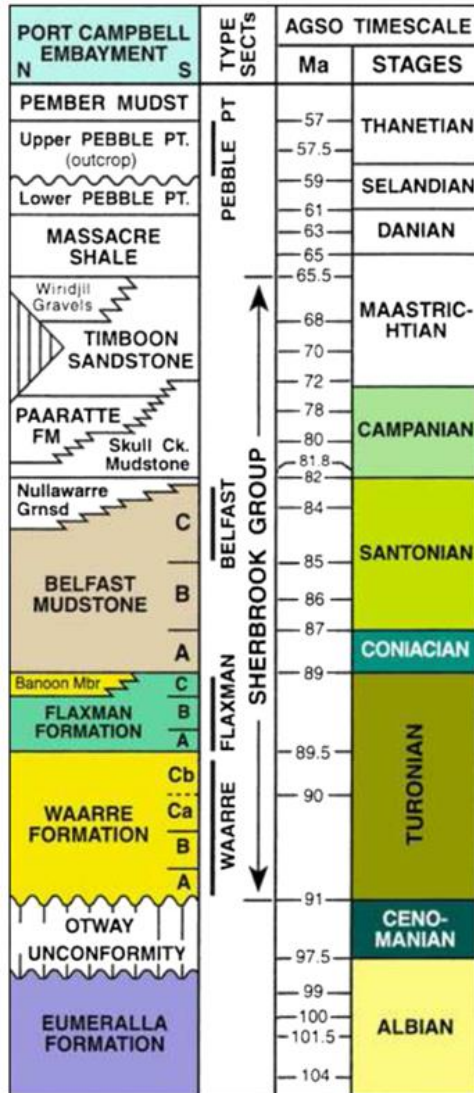
el sitio de interés se encuentra a más de 6495,67 ft TVDSS, se asegura que el almacenamiento de CO₂ será en estado supercrítico.

En cuanto a la petrología, Schacht (2008) desarrolló que las muestras tomadas de la Formación Waarre C eran predominantemente subárquicas dentro de la clasificación de areniscas y con gran variabilidad en el tamaño de los granos, que van desde medio hasta muy grueso y mal distribuidas en su mayoría. En cuanto a los componentes, el principal componente estructural es el cuarzo monocristalino y el feldespato, que constituye un componente menor a moderado (entre 0,55% y 9,38%), es principalmente feldespato potásico, lo que mejora la porosidad de las areniscas. La plagioclasa es rara, con un contenido máximo del 1,01%. Los granos líticos también son un componente menor y están formados en su mayoría por fragmentos de roca metamórfica, con una menor cantidad de fragmentos de roca sedimentaria. Las micas, principalmente moscovita, están presentes en casi todas las muestras, mientras que otros minerales accesorios como circón y turmalina son poco comunes. La caolinita y algunas trazas de illita son fases autógenas comunes que llenan los poros intergranulares. El cemento carbonatado aparece en algunas muestras, pero en cantidades limitadas. Se anticipó que la interacción química del CO₂ en la Formación Waarre C implicaría el feldespato potásico y la mica, así como la disolución de cementos de carbonato irregulares. Sin embargo, se esperaba que los productos diagenéticos generados por el CO₂ fueran mínimos, debido a la baja cantidad de estos minerales en la formación. Por lo tanto, no se preveía que las interacciones entre el CO₂, el agua y la roca afectarían la capacidad de inyectar CO₂ en CRC-1.

- **Profundidad.** El yacimiento se encuentra a una profundidad de aproximadamente 6561,68 ft. Esta profundidad es importante porque la densidad del CO2 aumenta significativamente a partir de 2624,67 metros, lo que permite almacenar una mayor cantidad de CO2 en un volumen dado y reduce la flotabilidad del gas, minimizando la migración hacia arriba. (GeoscienceAustralia, 2021)
- **Estructura.** El yacimiento Naylor es una estructura anticlinal limitada por fallas, donde el yacimiento Waarre C se inclina en un ángulo poco profundo hacia el suroeste. Esta estructura proporciona una trampa natural para el CO2, impidiendo su migración hacia arriba.
- **Estratigrafía.** El yacimiento objetivo es la arenisca Waarre C de edad Cretácico Superior, un depósito fluvial trenzado con una influencia marina de aproximadamente 65,62 ft de espesor. La arenisca Waarre C tiene una porosidad y permeabilidad relativamente altas, lo que facilita la inyección y el almacenamiento de CO2.

Figura 17

Columna estratigráfica de las unidades sedimentarias en la bahía de Port Campbell



Nota. Tomado de Dance, 2013

- **Mineralogía.** La arenisca Waarre C está compuesta principalmente de cuarzo, con cantidades menores de feldespato y fragmentos de roca (Dance et al., 2009). La

mineralogía del yacimiento es compatible con el almacenamiento de CO₂, ya que no se espera que reaccione significativamente con el CO₂ inyectado.

- **Porosidad.** La porosidad de la arenisca Waarre C es de alrededor del 20%. Esta porosidad proporciona un espacio adecuado para el almacenamiento de CO₂.
- **Permeabilidad.** La arenisca Waarre C tiene una permeabilidad promedio de 2700 md. Esta permeabilidad permite que el CO₂ se inyecte y se mueva fácilmente a través del yacimiento.
- **Capacidad de almacenamiento de CO₂.** La capacidad de almacenamiento de CO₂ del yacimiento Otway se estima en 150 kt. Esta capacidad es suficiente para almacenar cantidades significativas de CO₂.
- **Muestreo de fluidos.** Se utilizaron muestreadores de tubo en U para recolectar muestras de fluidos del subsuelo a las mismas presiones que se producen en las profundidades del subsuelo, lo que preserva la integridad química de las muestras durante el proceso de recolección (Dankrotz, 2012). Estos muestreadores permitieron a los científicos monitorear el CO₂ a medida que llenaba el yacimiento.

4.2.1.2 Contribución de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento al éxito del proyecto. Las características geológicas y petrofísicas del yacimiento Otway han contribuido al éxito del almacenamiento de CO₂ de diversas maneras.

- **Capacidad de sellado.** La estructura anticlinal del yacimiento y la baja permeabilidad de las formaciones suprayacentes proporcionan un sello eficaz que impide la migración del CO₂ hacia arriba.
- **Capacidad de almacenamiento.** La alta porosidad y permeabilidad de la arenisca Waarre C permiten que el CO₂ se inyecte y se almacene de forma eficiente.

- **Estabilidad a largo plazo.** La mineralogía del yacimiento es compatible con el almacenamiento de CO₂ a largo plazo, ya que no se espera que reaccione significativamente con el CO₂ inyectado (Dance et al., 2009).
- **Mecanismo de captura estructural.** La estructura anticlinal del yacimiento proporciona una trampa natural para el CO₂ (GeoscienceAustralia, 2021).
- **Mecanismo de captura residual.** En las primeras etapas, el CO₂ se inmoviliza debido a las fuerzas capilares entre el gas y el sistema de agua de roca (GeoscienceAustralia, 2021).
- **Mecanismo de captura por solubilidad.** Con el tiempo, el CO₂ se disuelve en el agua dentro del yacimiento, lo que proporciona un almacenamiento a largo plazo (GeoscienceAustralia, 2021).

En la tabla 4, se muestra una síntesis a partir de la bibliografía de las características que contribuyeron al éxito del proyecto CO₂CRC Otway.

Tabla 11

Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto CO2CRC Otway.

Característica	Descripción	Importancia para el almacenamiento de CO2
Profundidad	Aproximadamente 6562 ft	Densidad del CO2, flotabilidad, capacidad de almacenamiento
Estructura	Anticlinal limitado por fallas	Proporciona una trampa natural para el CO2
Estratigrafía	Arenisca Waarre C de edad Cretácico Superior	Alta porosidad y permeabilidad
Mineralogía	Cuarzo, feldespato, fragmentos de roca	Compatible con el almacenamiento de CO2 a largo plazo
Porosidad	Alrededor del 20%	Proporciona espacio para el almacenamiento de CO2
Permeabilidad	Alrededor de 2700 md	Permite la inyección y el movimiento del CO2
Capacidad de almacenamiento	150 kt	Suficiente para almacenar cantidades significativas de CO2
Sello	Formaciones suprayacentes de baja permeabilidad	Impide la migración del CO2
Espesor del sello	>100 m	Asegura la contención del CO2
Capacidad del sello	Alta	Impide la fuga del CO2
Estabilidad a largo plazo	Mineralogía compatible con el CO2	Asegura la seguridad a largo plazo

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

También es de interés mencionar que el proyecto CO2CRC Otway ha empleado una variedad de tecnologías avanzadas para el almacenamiento y la monitorización del CO2, como lo son.

- ***Inyección de CO2.*** El CO2 se extrae de un pozo existente (Buttress-1), se procesa y se comprime antes de ser transportado a través de una tubería subterránea hasta el pozo de inyección (CRC-1) (Berly et al., 2008).
- ***Monitorización Sísmica.*** Se utilizan métodos sísmicos de superficie y subsuelo para monitorizar el movimiento y la distribución del CO2 inyectado en el yacimiento (Murrell, 2022). Esto incluye el uso de geófonos enterrados en una red de 1 km², fibra óptica distribuida (DAS) desplegada en el subsuelo y perfiles sísmicos verticales 4D (VSP) (Murrell, 2022). Esta tecnología permite a los investigadores obtener imágenes del subsuelo y rastrear la migración del CO2 en el yacimiento.
- ***Tomografía de presión.*** Se utilizan mediciones de presión de alta resolución para monitorizar los cambios de presión en el yacimiento durante y después de la inyección de CO2 (Murrell, 2022). Esta técnica implica la inyección de agua en un pozo de monitorización y la medición de los cambios de presión en otros pozos, lo que permite a los investigadores identificar la ubicación y el movimiento del CO2.
- ***Monitorización pasiva sísmica.*** Se evalúa el potencial de la sísmica pasiva para la detección de plumas y la reducción de costes de monitorización (Murrell, 2022). Esta técnica implica la monitorización de las ondas sísmicas naturales generadas por la actividad geológica, lo que podría proporcionar una forma más rentable de monitorizar el CO2 almacenado.

- **Monitorización acústica superficial.** Se investiga la viabilidad de utilizar una serie de pozos poco profundos para monitorizar el CO2 inyectado (Murrell, 2022). Esta técnica podría proporcionar una forma menos invasiva de monitorizar el CO2 almacenado, reduciendo la necesidad de perforar pozos profundos.
- **Tecnología de detección de deformación distribuida.** Se utilizan cables de fibra óptica para monitorizar pequeños cambios de deformación en el yacimiento, lo que puede indicar la migración de CO2 o la integridad del pozo (Murrell, 2022). Esta tecnología es particularmente útil para monitorizar la integridad de los pozos existentes que no fueron diseñados para el almacenamiento de CO2.

Además de estas tecnologías, el proyecto CO2CRC Otway también ha utilizado trazadores para rastrear la dispersión y difusión del CO2 inyectado (Underschultz et al., 2011). Estos trazadores, como el metano deuterado, el criptón y el hexafluoruro de azufre, se inyectan junto con el CO2 y se monitorizan para rastrear su movimiento en el yacimiento.

4.2.2 Proyecto In Salah.

El proyecto In Salah, ubicado en el corazón del desierto del Sahara en Argelia es uno de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono más grandes del mundo. Estuvo operado por un consorcio formado por Sonatrach (35%), BP (33,15%) y Equinor (31,58%), este proyecto ha capturado y almacenado millones de toneladas de CO2 desde 2004, desempeñando un papel fundamental en la demostración de la viabilidad del secuestro geológico de CO2 en la capa de agua de un yacimiento de gas parcialmente depletado. El proyecto In Salah se encuentra en la provincia de In Salah, en la región central del Sahara argelino (TRE ALTAMIRA, 2021). La región se caracteriza por un clima desértico cálido, con temperaturas extremas que pueden alcanzar los 145,4 °F, tormentas de arena y fuertes vientos. Además, el proyecto está situado cerca del Parque

Nacional Ahaggar, un área ecológicamente sensible que requiere medidas de protección ambiental específicas (In Salah Southern Fields Development Project - Offshore Technology, 2024). La ubicación remota del proyecto y las condiciones climáticas extremas han demandado soluciones innovadoras en términos de logística, diseño de infraestructura y gestión de riesgos.

El propósito principal en este proyecto era la extracción de gas natural y el almacenamiento geológico de CO₂ (White et al., 2013). El gas natural extraído de los yacimientos de In Salah contiene un alto porcentaje de CO₂ (entre 5% y 10%), que debe reducirse al 0.3% para cumplir con las especificaciones de exportación de gas a los mercados europeos. Para evitar la liberación de este CO₂ a la atmósfera, el proyecto ha implementado un sistema de captura y almacenamiento, comprimiendo el CO₂ e inyectándose en un acuífero salino profundo a 6233,596 ft de profundidad en la formación de arenisca carbonífera de Krechba (White et al., 2014). El proyecto tiene como objetivo almacenar entre 17 y 23 millones de toneladas de CO₂ durante su vida útil de 30 años (Oldenburg et al., 2011) El costo total del proyecto se estima en 2,700 millones de dólares, con un costo de inyección de CO₂ de aproximadamente 6 dólares por tonelada.

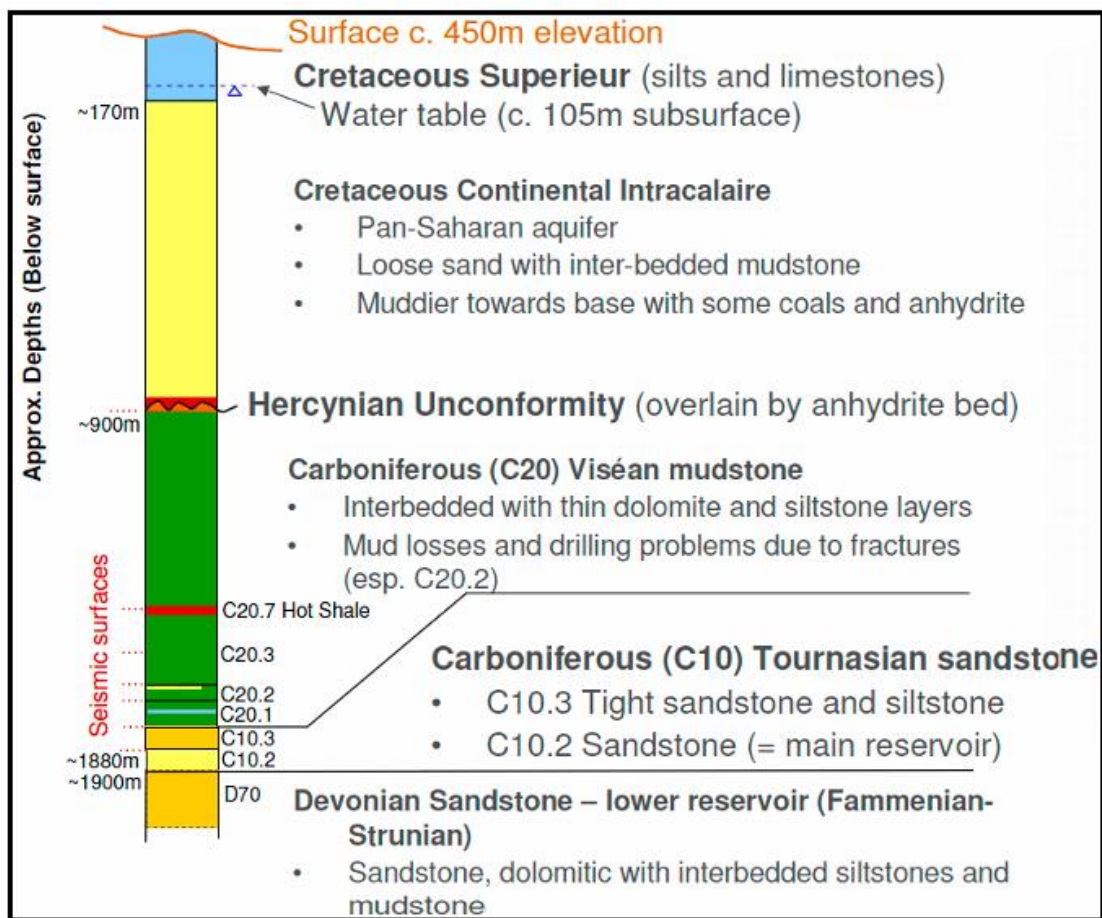
4.2.2.1 Características geológicas y petrofísicas del yacimiento utilizado en el proyecto. Según

White et al. (2014) El yacimiento de In Salah se encuentra en una estructura anticlinal. El yacimiento de almacenamiento principal es una unidad de arenisca del Tournaisiense carbonífero (C10.2), que está cubierta por una unidad de arenisca y limolita compacta (C10.3) a una profundidad de aproximadamente 5905,512 ft. Esta formación de arenisca, de unos 65,6168 ft de espesor, tiene una permeabilidad relativamente baja. Encima de esto se encuentran 2952,756 ft de lutita Viseana carbonífera (unidades C20). Las capas de sellado debajo del C20.4 (la lutita caliente) se denominan colectivamente roca de cubierta inferior, mientras que las que están encima son la roca de cubierta principal. Debajo del yacimiento de gas se encuentra un acuífero salino profundo.

La presencia de esta capa de agua salina es un factor importante a considerar en el almacenamiento de CO₂, ya que el CO₂ inyectado puede interactuar con el agua y los minerales disueltos en ella.

Figura 18

Columna estratigráfica de la formación Krechba



Nota. Tomado de Pamukcu et al., 2011.

El yacimiento de Krechba tiene una permeabilidad relativamente baja, lo que presenta desafíos para la inyección de CO₂. Para superar esta limitación, el proyecto utiliza tres pozos horizontales de largo alcance que permiten una distribución más eficiente del CO₂ en el

yacimiento. El éxito del almacenamiento de CO₂ en la formación de Krechba, que se caracteriza por areniscas carboníferas, proporciona información valiosa para otros proyectos de almacenamiento en formaciones geológicas similares, como las que se encuentran en los EE. UU., el noroeste de Europa y China.

La roca de cubierta en In Salah no es una sola unidad de sellado, sino un sistema de múltiples capas de baja permeabilidad que actúan en conjunto para confinar el CO₂ (White et al., 2014). Esta redundancia en las capas de sellado aumenta la seguridad del almacenamiento y reduce el riesgo de fugas.

El análisis de los datos de pozos, núcleos y registros de imágenes indica que el yacimiento de inyección y la roca de cubierta inmediata están naturalmente fracturados, con una orientación preferencial NW-SE (Mathieson et al., 2011). La porosidad del yacimiento varía entre 10% y 18%, y la permeabilidad promedio es de alrededor de 10 mD (Mathieson et al., 2011). Esta información petrofísica es fundamental para comprender el comportamiento del CO₂ en el yacimiento y para optimizar las estrategias de inyección.

4.2.2.2 Contribución de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento al éxito del proyecto. El yacimiento de Krechba, de edad Carbonífera (TRE ALTAMIRA, 2021), se caracteriza por una estructura anticlinal que juega un papel crucial en el éxito del proyecto In Salah (White et al., 2013). Esta estructura, con una capa de arenisca de 65,62 ft de espesor que actúa como reservorio principal (White et al., 2013), permite que el CO₂ inyectado migre hacia arriba y quede atrapado de forma segura bajo las capas de sellado. La profundidad del yacimiento, aproximadamente 6233,596 ft, asegura que el CO₂ se almacene en estado supercrítico, lo que aumenta su densidad y reduce su volumen, maximizando la capacidad de almacenamiento (TRE ALTAMIRA, 2021).

El reservorio principal es una arenisca carbonífera del Tournasiano (C10.2) (White et al., 2014). Encima de este se encuentra una unidad de arenisca y limolita compacta (C10.3) y 2952,76 pies de lutita Viséana carbonífera (unidades C20) que conforman el sello de Krechba, el cual ha contenido gas natural durante 200 millones de años (White et al., 2014). Estas capas de lutita de baja permeabilidad forman un sistema de sellado que confina el CO₂ (White et al., 2014). Además, una anhidrita impermeable de aproximadamente 9,84 pies de espesor en la parte superior de la discordancia Herciniana separa las formaciones carboníferas de las cretácicas, proporcionando un sello superior adicional (Mathieson et al., 2011).

El análisis de los datos sísmicos ha revelado la presencia de fallas menores en el nivel Carbonífero y la roca de cubierta inmediatamente superior (Mathieson et al., 2011). Si bien estas fallas no se consideran una amenaza importante para la integridad del almacenamiento, su presencia destaca la necesidad de un monitoreo continuo para detectar cualquier cambio en su comportamiento.

Además de la estructura anticlinal y las capas de sellado, el yacimiento de Krechba presenta varios tipos de trampas que contribuyen al almacenamiento seguro a largo plazo del CO₂. Estas incluyen el atrapamiento hidrodinámico, el atrapamiento por adsorción, el atrapamiento residual, el atrapamiento por solubilidad y el atrapamiento mineral (Liu et al., 2020). Estos mecanismos de atrapamiento trabajan en conjunto para asegurar que el CO₂ permanezca confinado en la formación geológica.

Las características petrofísicas del yacimiento de Krechba también son importantes para el éxito del proyecto In Salah. La arenisca del reservorio tiene una porosidad que oscila entre el 10% y el 18%, una permeabilidad media de alrededor de 10 mD y contiene varios tipos de poros (Mathieson et al., 2011). La permeabilidad, aunque relativamente baja en comparación con otros

yacimientos de almacenamiento de CO₂ (Rutqvist et al., 2009), se ha gestionado mediante la inyección a través de tres pozos horizontales de largo alcance (aproximadamente 3281 pies a 4921,26 pies). Esta estrategia ha permitido asegurar caudales de CO₂ adecuados a pesar de la baja permeabilidad de la formación.

La presencia de fracturas en el yacimiento (Mathieson et al., 2011) puede influir en la inyectividad y el almacenamiento del CO₂. Las fracturas pueden aumentar la permeabilidad efectiva del yacimiento, facilitando la inyección del CO₂. Sin embargo, también pueden crear vías de migración preferenciales, lo que requiere un monitoreo cuidadoso para asegurar que el CO₂ permanezca confinado.

El análisis de los datos de los núcleos ha revelado que la diagénesis, en particular la disolución y la cementación, ha afectado la porosidad y la permeabilidad del yacimiento (Ringrose et al., 2013). La disolución puede aumentar la porosidad, mientras que la cementación puede reducirla. Es importante comprender estos procesos diagenéticos para predecir con precisión el comportamiento del CO₂ en el yacimiento.

Además, el yacimiento presenta heterogeneidades a pequeña escala que pueden influir en el flujo de fluidos y la migración del CO₂ (Ringrose et al., 2013). Comprender estas heterogeneidades es fundamental para desarrollar modelos precisos del almacenamiento de CO₂ y garantizar la seguridad a largo plazo del proyecto.

La presión inicial del yacimiento era de 2465 psi y la temperatura de 194°F (White et al., 2013). Estos parámetros son importantes para comprender el comportamiento del CO₂ inyectado y predecir su migración en el yacimiento.

En la tabla 5 se muestra una síntesis a partir de la bibliografía de las características que contribuyeron al éxito del proyecto In Salah.

Tabla 12*Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto In Salah*

Característica	Descripción	Importancia para el almacenamiento de CO2
Formación de almacenamiento	Formación arenisca gasífera de Carbonífero	Porosidad media alta (10%-18%) y permeabilidad baja (10 mD). Para asegurar la eficiencia de la inyección, a través de tres pozos horizontales de largo alcance se aseguraron caudales adecuados a pesar de la baja permeabilidad de la formación.
Profundidad	Aproximadamente 6234 ft	Suficiente profundidad para asegurar que el CO2 se encuentre en estado supercrítico, lo que aumenta la capacidad de almacenamiento
Sello	Capa de lutitas de varios cientos de metros de espesor	Baja permeabilidad que actúa como barrera para prevenir la migración del CO2 hacia la superficie
Estructura geológica	Anticlinal amplio y bien definido	Proporciona una trampa estructural que evita el escape lateral del CO2
Integridad de la roca	Roca competente y sin fracturas significativas	Asegura la contención a largo plazo del CO2 almacenado
Presión y temperatura del yacimiento	2466 psi y 194°F. Condiciones adecuadas para el CO2 supercrítico	Favorece la eficiencia del almacenamiento y reduce el riesgo de fugas
Ausencia de fallas activas	Zona tectónicamente estable	Minimiza el riesgo de que eventos sísmicos comprometen la integridad del almacenamiento
Monitoreo	Vigilancia exhaustiva mediante diversas técnicas. Principalmente microsísmico e InSAR	Permite la detección temprana de posibles anomalías y la verificación de la seguridad del almacenamiento

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

El proyecto In Salah empleó una variedad de tecnologías avanzadas para el almacenamiento y la monitorización del CO2.

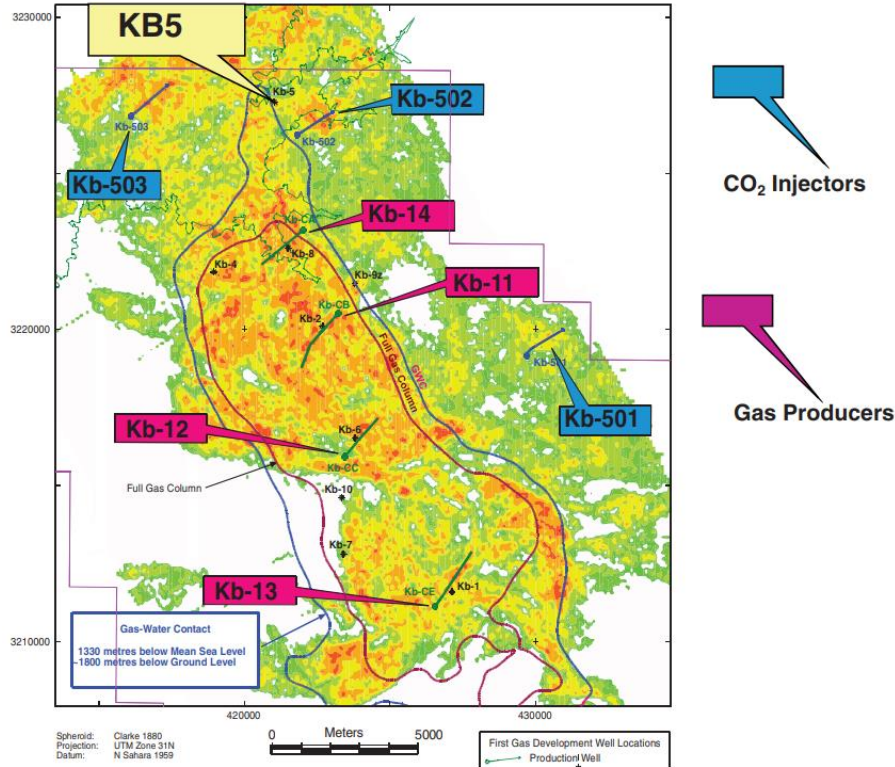
- **Fuente de CO2.** El CO2 inyectado en el yacimiento proviene del propio gas natural producido en los campos de In Salah. El gas natural extraído contiene entre un 4% y un 9% de CO2, dependiendo del yacimiento específico, que se separa en una instalación de procesamiento de gas en superficie. El proceso de eliminación de CO2 utiliza una solución de amina para absorber el CO2 del gas natural. La solución de amina se regenera posteriormente para liberar el CO2, que luego se comprime para su transporte e inyección.
- **Transporte de CO2.** Una vez separado y comprimido, el CO2 se transporta a través de tuberías hasta los pozos de inyección (Ringrose et al., 2013). El gasoducto de In Salah tiene una longitud de 830 kilómetros. El CO2 se comprime en cuatro etapas hasta una presión máxima de 200 bares. Después de la tercera etapa de compresión, el CO2 se deshidrata mediante absorción utilizando trietilenglicol (TEG).
- **Monitoreo con InSAR.** El proyecto In Salah fue pionero en el uso de datos satelitales InSAR (Interferometría de Radar de Apertura Sintética) como tecnología de monitoreo de almacenamiento. InSAR permite monitorear cambios milimétricos en la elevación de la superficie del suelo y ha demostrado ser especialmente valioso en el sitio de CAC de In Salah (Ringrose et al., 2013). Al combinar datos satelitales con modelos geomecánicos, InSAR se ha utilizado para monitorear la respuesta geomecánica relacionada con los cambios de presión subsuperficial causados por la inyección de CO2 (Ringrose et al., 2013). El uso de InSAR en In Salah fue innovador y proporcionó información valiosa sobre la migración del CO2 y la deformación del yacimiento.

- **Monitoreo microsísmico.** Se perforó un pozo piloto microsísmico a una profundidad de 500 m directamente encima de la trayectoria del pozo de inyección KB-502 para desplegar un conjunto de geófonos verticales de 3 componentes (Ringrose et al., 2013). Los datos registrados desde mediados de 2009 revelan más de 1000 eventos microsísmicos, en su mayoría relacionados con la inyección de CO₂ (Ringrose et al., 2013).

En la figura 13, a continuación, se muestra la ubicación de los pozos productores e inyectores del proyecto In Salah

Figura 19

Ubicación de los pozos productores e inyectores del proyecto In Salah



Nota. Tomado de Deflandre et al., 2013.

4.2.3 Proyecto Sleipner

El proyecto Sleipner se erige como un hito pionero a nivel mundial en el campo de la captura y almacenamiento de carbono (CAC). Iniciado en 1996, representa la primera aplicación comercial a gran escala de esta tecnología, marcando un precedente fundamental para la mitigación de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de la producción de hidrocarburos. Su longevidad y la naturaleza innovadora de su concepción han generado un interés significativo a lo largo de las décadas, consolidándose como un caso de estudio esencial para comprender la viabilidad y los desafíos del almacenamiento geológico de CO₂ a largo plazo.

El proyecto Sleipner surgió a raíz de discusiones iniciadas en 1990 con el objetivo de encontrar una solución para el elevado contenido de CO₂ presente en el gas natural del campo Sleipner West, ubicado en el Mar del Norte. El gas extraído de este yacimiento contenía aproximadamente un 9% de CO₂, una concentración que excedía las especificaciones comerciales requeridas para su exportación. Esta necesidad de reducir el contenido de CO₂ para cumplir con los estándares del mercado fue el primer factor que impulsó la búsqueda de una solución tecnológica adecuada.

Un factor determinante que catalizó la implementación del proyecto Sleipner fue la introducción, en 1991, de un impuesto a las emisiones de CO₂ por parte de las autoridades noruegas. Esta medida fiscal, destinada a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de las actividades offshore de petróleo y gas en Noruega, tuvo un impacto económico significativo en la operación del campo Sleipner West. La inversión adicional necesaria para comprimir y reinyectar el CO₂ removido se estimó en aproximadamente 100 millones de dólares estadounidenses (en valores de 1996). El impuesto al carbono hizo que la opción de capturar y almacenar el CO₂ fuera económicamente más atractiva en comparación con el pago continuo de

impuestos por su liberación a la atmósfera. De hecho, se estimó que, de no haberse adoptado la reinyección, los licenciatarios del campo Sleipner West habrían tenido que pagar un millón de coronas noruegas por día en impuestos de CO₂. Este contexto regulatorio y económico favorable actuó como un incentivo crucial para que Statoil (ahora Equinor) y sus socios decidieran invertir en la pionera tecnología de CAC. La principal parte interesada en el Proyecto Sleipner fue la compañía petrolera noruega Statoil, que posteriormente cambió su nombre a Equinor. Statoil actuó como operador del proyecto y lideró las iniciativas de desarrollo e implementación de la tecnología de CAC. Además de Statoil, otras importantes empresas del sector energético participaron como socios en el proyecto, incluyendo ExxonMobil y Total S.A. La colaboración entre estas compañías, con su vasta experiencia y recursos en la exploración y producción de hidrocarburos, fue fundamental para abordar los desafíos técnicos y financieros inherentes a un proyecto pionero de esta envergadura.

Los objetivos principales del Proyecto Sleipner fueron dobles. En primer lugar, se buscaba reducir el alto contenido de CO₂ del gas natural extraído del campo Sleipner West, disminuyéndolo de aproximadamente un 9% a un máximo de 2.5% para cumplir con las especificaciones de calidad requeridas por los clientes para la exportación. En segundo lugar, el proyecto tenía como objetivo evitar el pago del impuesto noruego a las emisiones de CO₂, obteniendo créditos por el CO₂ inyectado en el subsuelo. De esta manera, el proyecto no solo resolvía un problema de calidad del producto, sino que también generaba beneficios económicos al mitigar la carga fiscal asociada a las emisiones de CO₂.

Específicamente, el proyecto Sleipner se encuentra ubicado en el campo de gas y condensado Sleipner West, en el sector noruego del Mar del Norte (Meckel et al., 2024). Noruega, debido a las características geológicas de su territorio que no favorecen el almacenamiento de CO₂

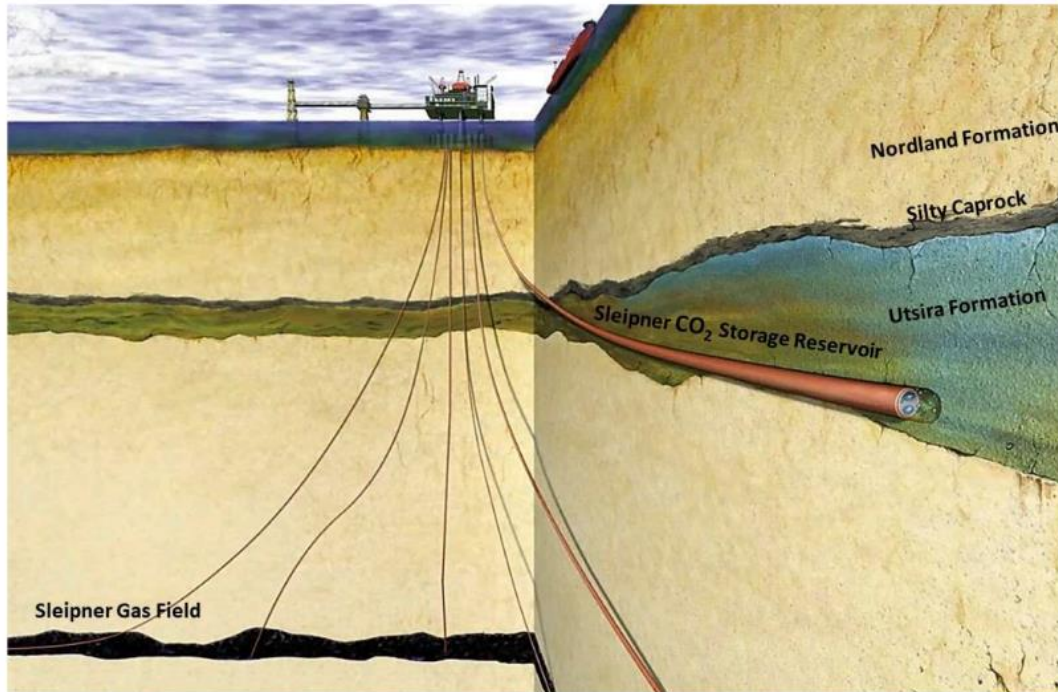
en tierra, ha centrado sus esfuerzos en el desarrollo de proyectos de almacenamiento offshore (Meckel et al., 2024). Las coordenadas geográficas aproximadas del proyecto son latitud 58.414210 y longitud 3.004390. Esta ubicación en un entorno marino presenta desafíos logísticos y operativos particulares, pero también ofrece la ventaja de la disponibilidad de formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento subterráneo.

La cronología del proyecto Sleipner incluye varios hitos clave que marcaron su desarrollo y consolidación como un referente en la CAC. En 1990, se iniciaron las discusiones para encontrar una solución al alto contenido de CO₂ en el gas del campo Sleipner West. La introducción del impuesto noruego a las emisiones de CO₂ en 1991 proporcionó un fuerte incentivo económico para la implementación de la CAC. La inyección de CO₂ en la formación de arenisca Utsira comenzó el 15 de septiembre de 1996, marcando el inicio del primer proyecto comercial de CAC a escala industrial en el mundo. En 2009, la experiencia acumulada en Sleipner sirvió como guía para la elaboración de la Directiva de la Unión Europea sobre el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. En 2011, el proyecto recibió el Premio Global de Logro del Foro de Liderazgo en Secuestro de Carbono (CSLF). En 2016, el Proyecto Sleipner celebró su vigésimo aniversario de operaciones, habiendo almacenado hasta ese momento 16 millones de toneladas de CO₂. Actualmente, el proyecto continúa operando y ha comenzado a procesar y almacenar CO₂ proveniente de campos de gas vecinos en el área de Sleipner, demostrando su viabilidad operativa a largo plazo.

A continuación, la figura 19 muestra a la izquierda el yacimiento de producción de gas natural de Sleipner y a la derecha el proyecto de almacenamiento de CO₂ sobre el campo Sleipner.

Figura 20

Reservorios del proyecto Sleipner



Nota. Tomado de Izadian, 2024.

4.2.3.1 Características geológicas del yacimiento utilizado en el proyecto.

- **Litología.** La formación geológica seleccionada para el almacenamiento del CO2 en el Proyecto Sleipner es la Formación Utsira, una extensa y altamente porosa formación de arenisca saturada de agua salada (acuífero salino) ubicada en el Mar del Norte. Esta formación, perteneciente al Mioceno-Plioceno, se caracteriza por ser una arenisca masiva con un espesor que varía entre 656,168 pies y 820,21 pies en el área de Sleipner, aunque en otras zonas puede alcanzar hasta 984,252 pies. Según Torp, El análisis de núcleos de la Formación Utsira revela que está compuesta principalmente por arena fina a media no consolidada, con granos angulares a subangulares de cuarzo como componente principal,

junto con cantidades menores de feldespatos, silicatos laminares, glauconita, fragmentos de conchas y lignito. Esta composición mineralógica y la textura de la arena contribuyen a las favorables propiedades petrofísicas de la formación para el almacenamiento de CO₂. Según Chadwick, internamente, la Formación Utsira presenta una estructura compleja, con la presencia de "montículos" superpuestos de bajo relieve, interpretados como lóbulos de abanico individuales, que a menudo están separados por finas capas de lodolita intra-reservorio de aproximadamente 3,28084 pies de espesor. Estas capas de lutita, si bien de baja permeabilidad, juegan un papel importante en la distribución y el flujo del CO₂ dentro del yacimiento.

- **Estructuras geológicas.** Torp concluyó que la Formación Utsira se extiende a lo largo de una vasta área en el Mar del Norte central, con una longitud de más de 400 kilómetros en dirección norte-sur y un ancho de entre 50 y 100 kilómetros, cubriendo una superficie de aproximadamente 26,000 kilómetros cuadrados. En la vecindad del campo Sleipner, la superficie de la Formación Utsira se encuentra a una profundidad que varía generalmente entre 2297 pies y 3281 pies bajo el nivel del mar, aunque en algunas áreas puede oscilar entre 1804,46 pies y 4921,26 pies. Chadwick aseguró que la topografía de la parte superior de la formación presenta una pendiente suave hacia el sur, con la presencia de pequeños domos y valles de bajo relieve. El punto de inyección de CO₂ en Sleipner se localiza debajo de una pequeña estructura de domo que se eleva unos 39,37 pies por encima de la topografía circundante de la capa superior. La base de la Formación Utsira exhibe una estructura geológica más compleja, caracterizada por la presencia de numerosos montículos interpretados como diapiros de lodo, los cuales están asociados a fallas localizadas en la base del yacimiento. Estos diapiros, si bien afectan las capas inferiores,

no parecen comprometer la integridad de las capas superiores del yacimiento ni de la roca de cubierta. En general, la estructura geológica de la Formación Utsira en el área de Sleipner proporciona un entorno favorable para el almacenamiento de CO₂, con una profundidad suficiente para asegurar que el CO₂ se encuentre en estado supercrítico, una gran extensión para el almacenamiento de volúmenes significativos y estructuras que pueden ayudar a confinar el fluido inyectado.

- **Roca de cubierta (Caprock).** Un elemento crucial para el éxito del Proyecto Sleipner es la presencia de una capa de roca de cubierta efectiva que impide la migración vertical del CO₂ hacia la superficie. La Formación Utsira está sobreyacida por una secuencia de rocas de baja permeabilidad que actúan como sello. La roca de cubierta primaria consiste en una lutita restringida a la cuenca con un espesor que varía entre 164,042 pies y 328,084 pies, aunque algunas fuentes reportan espesores de hasta 656,168 pies - 984,252 pies o incluso un paquete de sedimentos arcillosos de alrededor de 820,21 pies perteneciente al Grupo Nordland. Esta capa de lutita se extiende lateralmente por más de 50 kilómetros al oeste y 40 kilómetros al este del área actualmente ocupada por el CO₂ inyectado en Sleipner, superando la extensión prevista de la pluma de CO₂. La baja permeabilidad inherente a las lutitas garantiza que el CO₂ inyectado en la Formación Utsira quede atrapado por debajo de esta barrera impermeable, previniendo cualquier fuga significativa hacia la atmósfera. El espesor variable reportado para la roca de cubierta podría reflejar diferentes unidades de lutita dentro de la secuencia estratigráfica suprayacente o diferentes criterios para definir la capa de sello primaria, pero en general, la presencia de una capa de lutita extensa y de baja permeabilidad es un factor clave para la seguridad a largo plazo del almacenamiento de CO₂ en Sleipner.

4.2.3.2 Características petrofísicas del yacimiento utilizado en el proyecto.

- **Porosidad.** La Formación Utsira se caracteriza por una porosidad elevada y consistente, lo que proporciona un volumen significativo de espacio poroso para el almacenamiento de grandes cantidades de CO₂. Las estimaciones de porosidad obtenidas a partir de análisis de núcleos y registros de pozos indican valores que generalmente oscilan entre el 35% y el 40%, aunque localmente se han registrado porosidades de hasta el 42%. Algunas fuentes mencionan un rango ligeramente más amplio, del 25% al 42.5% (Gregersen et al., 2001). Esta alta porosidad, con una proporción de arena limpia en la unidad de yacimiento que suele superar el 70%, asegura una capacidad de almacenamiento volumétrico considerable dentro de la formación. La presencia de capas de lodolita intra-reservorio, si bien de menor porosidad, no compromete significativamente la capacidad general de almacenamiento, y, de hecho, contribuyen a la distribución del CO₂ en múltiples capas. La consistencia de la alta porosidad en gran parte de la formación sugiere una buena conectividad entre los poros, lo que facilita el flujo y la dispersión del CO₂ inyectado.
- **Permeabilidad.** Además de su alta porosidad, la Formación Utsira presenta una permeabilidad notablemente elevada, lo que facilita la inyección de CO₂ a tasas significativas y permite su distribución eficiente a través del yacimiento. Diversas fuentes describen la Formación Utsira como un cuerpo de arena de alta permeabilidad. Específicamente, se ha estimado una permeabilidad de aproximadamente 2 Darcy (Zweigel et al., 2004), mientras que otras fuentes reportan valores entre 1 y 8 milidarcies (Ping et al., 2024). Es importante señalar la diferencia de escala entre estas unidades (1 Darcy \approx 1000 milidarcies), lo que sugiere que la permeabilidad de la Formación Utsira es generalmente considerada alta, aunque la variación en los valores reportados podría

deberse a diferentes métodos de medición o a la heterogeneidad natural del yacimiento. En cualquier caso, la alta permeabilidad reduce la presión necesaria para inyectar el CO₂, disminuyendo los costos operativos y el riesgo de fracturamiento de la formación.

- **Capacidad del almacenamiento.** La Formación Utsira posee una capacidad de almacenamiento de CO₂ extremadamente grande, lo que la convierte en un sitio idóneo para el secuestro geológico a largo plazo. Se estima que la formación es capaz de almacenar hasta 600 mil millones de toneladas de CO₂. Esta cifra representa la capacidad teórica total del acuífero. Sin embargo, al considerar trampas estructurales específicas identificadas dentro de la formación, la capacidad de almacenamiento estimada varía entre 196 y 330 millones de toneladas de CO₂ (Lloyd et al., 2021). Esta diferencia subraya la importancia de distinguir entre la capacidad teórica total y la capacidad realizable en estructuras geológicas específicas. A pesar de esta distinción, ambas estimaciones indican que la Formación Utsira ofrece un potencial de almacenamiento significativo, capaz de albergar grandes volúmenes de CO₂ inyectado a lo largo de la vida útil del Proyecto Sleipner y potencialmente durante períodos mucho más extensos. Hasta junio de 2015, se habían inyectado alrededor de 15.5 millones de toneladas de CO₂ en la formación.
- **Presión del yacimiento.** La presión del yacimiento en la Formación Utsira, en la zona del Proyecto Sleipner, se mantiene solo ligeramente superior a la presión hidrostática. Esta condición de presión es favorable para la inyección segura de CO₂, ya que minimiza el riesgo de fracturamiento de la formación y de fugas inducidas por la presión. La buena conectividad de la Formación Utsira con los acuíferos circundantes facilita la disipación de los aumentos de presión que podrían generarse durante el proceso de inyección. En cuanto a la temperatura del yacimiento, aunque no se dispone de mediciones directas de

fondo de pozo en Sleipner, las mediciones realizadas en el cercano campo Volve (a unos 8 kilómetros de distancia), que también extrae agua de la Formación Utsira, indican una temperatura constante del agua de aproximadamente 89,96 °F. Esta temperatura es relevante para determinar la densidad y el comportamiento del CO2 en estado supercrítico bajo las condiciones de presión del yacimiento.

4.2.3.3 Contribución de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento al éxito del proyecto.

- ***Alta porosidad y permeabilidad.*** Las excepcionales propiedades de porosidad y permeabilidad de la Formación Utsira fueron fundamentales para el éxito del Proyecto Sleipner. La alta porosidad proporcionó el espacio necesario para almacenar grandes volúmenes de CO2, mientras que la elevada permeabilidad facilitó la inyección eficiente del fluido a las tasas requeridas. Esta combinación permitió que el CO2 se dispersan a través de un volumen significativo del yacimiento, optimizando la capacidad de almacenamiento y reduciendo la presión necesaria para la inyección. Sin estas características favorables, el proyecto no habría podido alcanzar las tasas de inyección deseadas ni almacenar las cantidades de CO2 necesarias para cumplir con sus objetivos operativos y económicos.
- ***Gran extensión y espesor de la formación.*** Las dimensiones considerables de la Formación Utsira, tanto en extensión lateral como en espesor vertical, contribuyeron de manera significativa al éxito del Proyecto Sleipner al ofrecer un volumen de almacenamiento potencial muy grande. Esta vasta capacidad aseguró que hubiera suficiente espacio disponible para almacenar el CO2 inyectado durante la prolongada vida útil del proyecto, que ya supera las dos décadas. Un gran volumen de almacenamiento es esencial para la

viabilidad a largo plazo de proyectos de CAC a escala industrial, ya que permite la inyección continua de CO2 sin saturar rápidamente la capacidad del yacimiento.

- ***Efectividad de la roca de cubierta.*** La presencia de una capa de roca de cubierta gruesa y lateralmente extensa con baja permeabilidad fue un factor crítico para garantizar el confinamiento seguro y a largo plazo del CO2 inyectado en la Formación Utsira. La lutita que sobreyace a la formación actúa como una barrera impermeable, impidiendo que el CO2 ascienda verticalmente debido a su flotabilidad. La extensión lateral de esta capa de sello asegura que el CO2 no pueda migrar más allá de los límites del yacimiento y encontrar vías de escape hacia la superficie. La integridad de la roca de cubierta es primordial para la seguridad ambiental y la aceptación pública de la tecnología de CAC, y en el caso de Sleipner, la efectividad de la lutita suprayacente ha sido demostrada a través de extensos programas de monitoreo.
- ***Presión del yacimiento cercana a la hidrostática.*** El hecho de que la presión del yacimiento en la Formación Utsira sea solo ligeramente superior a la presión hidrostática facilitó la inyección segura de CO2 sin comprometer la integridad geomecánica del yacimiento y la roca de cubierta. Inyectar CO2 a presiones excesivamente altas podría generar fracturas en la roca, creando posibles vías de fuga. La presión inicial relativamente baja en la Formación Utsira proporcionó un margen de seguridad para las operaciones de inyección, contribuyendo a la estabilidad del almacenamiento.
- ***Contribución de las capas de lutita intra-reservorio.*** Si bien la Formación Utsira se caracteriza por su alta permeabilidad general, la presencia de capas de lutita de baja permeabilidad dentro del yacimiento no resultó ser un obstáculo para el éxito del proyecto. Por el contrario, estas capas intra-reservorio actuaron como barreras verticales que

compartimentan el flujo de CO₂, obligándolo a moverse lateralmente por debajo de ellas. Este movimiento lateral incrementó el tiempo de residencia del CO₂ en el yacimiento y favoreció mecanismos de atrapamiento a largo plazo, como la disolución del CO₂ en el agua salina y su eventual mineralización. De esta manera, la heterogeneidad litológica a pequeña escala dentro de la Formación Utsira contribuyó a una distribución más eficiente del CO₂ y a una mayor seguridad del almacenamiento.

La tabla 13 muestra una síntesis a partir de la bibliografía de las características que contribuyeron al éxito del proyecto Sleipner.

Tabla 13*Síntesis de las características que contribuyeron al éxito del proyecto Sleipner*

Característica	Descripción	Importancia para el almacenamiento de CO2	Contribución al éxito del proyecto
Formación geológica	Acuífero salino de Utsira, arenisca porosa	Gran capacidad de almacenamiento y permeabilidad	Permitió inyectar y almacenar grandes volúmenes de CO2 de manera eficiente
Profundidad	2625-3281 ft bajo el lecho marino	Presión y temperatura adecuadas para mantener el CO2 en estado supercrítico	Aseguró la densidad del CO2 y su confinamiento en la formación
Sello geológico	Capas de lutitas suprayacentes	Baja permeabilidad, impide la migración del CO2 hacia la superficie	Garantizó la seguridad y contención a largo plazo del CO2 inyectado
Monitoreo	Seguimiento continuo con tomografía sísmica 4D	Visualización de la pluma de CO2 y su comportamiento en el subsuelo	Permitió verificar la integridad del almacenamiento y detectar posibles fugas
Infraestructura	Plataforma Sleipner A, inyección desde instalaciones de producción de gas	Aprovechamiento de infraestructura existente, reducción de costos	Facilitó la implementación del proyecto y demostró la viabilidad de la tecnología
Contexto normativo	Impuesto noruego al CO2, incentivo para la reducción de emisiones	Creación de un marco económico favorable para el proyecto	Impulsó la decisión de implementar el almacenamiento de CO2 a gran escala
Experiencia y conocimiento	Operador Equinor, experiencia en la industria del petróleo y gas	Conocimiento técnico y operativo para la gestión del proyecto	Aseguró la ejecución eficiente y segura del proyecto

Nota. Elaborada por los autores, 2025.

Se destaca también los distintos tipos de tecnologías utilizadas en el proyecto Sleipner, como los siguientes.

- **Captura de CO2.** En el Proyecto Sleipner, el CO2 se separa del gas natural extraído del campo Sleipner West utilizando la tecnología de aminas. Este método, ampliamente utilizado en la industria del gas natural para la remoción de gases ácidos, consiste en hacer pasar la corriente de gas a través de una solución de amina, la cual reacciona químicamente con el CO2 y lo absorbe. Posteriormente, la amina cargada de CO2 se calienta para liberar el CO2 puro, que luego se comprime para su transporte e inyección. La tecnología de aminas es un proceso probado y comercialmente disponible, lo que demostró la viabilidad de integrar la captura de CO2 con las operaciones de producción de gas natural en un entorno offshore.
- **Transporte de CO2.** Una vez separado del gas natural en la plataforma de tratamiento Sleipner T, el CO2 se transporta en forma líquida a través de una tubería de flujo de 12,5 kilómetros hasta la plataforma Sleipner A. Desde esta plataforma, el CO2 se inyecta en la Formación Utsira a través de un pozo dedicado que alcanza una profundidad de aproximadamente 3280,84 pies bajo el lecho marino. La inyección en estado líquido, favorecida por las condiciones de alta presión y temperatura que se encuentran a esa profundidad, permite almacenar una mayor masa de CO2 en un volumen dado, optimizando la eficiencia del almacenamiento. La infraestructura de tuberías submarinas utilizada para el transporte del CO2 requiere un diseño y una operación cuidadosos para garantizar la seguridad y prevenir posibles fugas al medio ambiente marino.
- **Inyección de CO2.** La inyección del CO2 en la Formación Utsira se realiza a través de un único pozo desviado que alcanza una profundidad de 3320,21 pies bajo el nivel del mar,

aproximadamente 656,168 pies por debajo de la parte superior del yacimiento. La desviación del pozo permite acceder a una mayor área de la formación, optimizando la distribución del CO2 inyectado. Desde el inicio de las operaciones en 1996, el CO2 se ha inyectado a una tasa relativamente constante de alrededor de un millón de toneladas por año. Se estima que el costo actual de la inyección es de aproximadamente 17 dólares estadounidenses por tonelada de CO2. La gestión eficiente del proceso de inyección, manteniendo una tasa relativamente uniforme a lo largo del tiempo, contribuye a la estabilidad de la presión en el yacimiento y al llenado gradual del volumen de almacenamiento disponible.

- ***Monitoreo del almacenamiento.*** El proyecto Sleipner ha implementado un programa de monitoreo exhaustivo y multifacético para rastrear el comportamiento de la pluma de CO2 en el subsuelo y verificar la ausencia de fugas. Una de las técnicas de monitoreo primarias utilizadas es la sísmica de lapso de tiempo 3D y 4D, que consiste en realizar estudios sísmicos repetidos a lo largo del tiempo para visualizar los cambios en el subsuelo causados por la inyección de CO2. Estos estudios han permitido rastrear el crecimiento y la migración de la pluma de CO2 dentro de la Formación Utsira, revelando detalles sobre la arquitectura deposicional y la influencia de las capas de lutita intra-reservorio en la distribución del fluido inyectado (Furre et al., 2024). Otra técnica de monitoreo importante es la gravimetría, que mide los cambios en el campo de gravedad terrestre causados por las variaciones de densidad en el subsuelo debido a la presencia de CO2. Se han instalado estaciones de gravedad en el fondo marino sobre el sitio de inyección para detectar posibles fugas. Además de la sísmica y la gravimetría, se han realizado estudios marinos y del fondo marino, y se monitorean la presión y la temperatura en la cabeza del pozo de inyección. El

programa de monitoreo del proyecto Sleipner ha sido pionero en el desarrollo y la aplicación de estas tecnologías, generando valiosos conocimientos y demostrando la efectividad del monitoreo continuo para garantizar la seguridad y la confianza en el almacenamiento geológico de CO₂. La colaboración internacional ha sido un componente importante del programa de monitoreo, con la participación de investigadores y científicos de Noruega, la Unión Europea y los Estados Unidos.

4.3 Capacidad de almacenamiento de CO₂ en yacimientos depletados

Un factor importante para determinar si es viable el almacenamiento de CO₂ en un yacimiento depletado es el cálculo de su capacidad de almacenamiento, ya que este factor es el que permite determinar que tanto CO₂ es posible inyectar en el yacimiento.

La capacidad de almacenamiento consiste en determinar la cantidad de un fluido que puede albergar una determinada estructura, lo cual no parece entrañar mayor dificultad que la de definir, con la precisión que se requiera, el volumen utilizable de dicho depósito (Arenillas et al., 2018).

Actualmente se conocen diferentes métodos para el cálculo de la capacidad de almacenamiento, por ende, se procede a analizar 3 métodos, de los cuales se escogerá uno para el desarrollo del trabajo, teniendo en cuenta que uno de los métodos es de los más utilizados en proyectos de almacenamiento de CO₂, mientras que los otros 2 son métodos recientes.

Los 3 métodos tienen una estructura similar, la cual corresponde al cálculo de una capacidad teórica, lo que vendría siendo el cálculo del espacio poroso ocupado previamente por los hidrocarburos y/o agua.

4.3.1 Método de ocupación volumétrica.

Este método tiene la hipótesis de que el volumen antes ocupado por los fluidos del yacimiento, pasaran a ser ocupados por el CO2 inyectado. En esta metodología primero se determina el Volumen Original de Hidrocarburos en el sitio (N), mismo que se puede obtener, entre otros métodos, a partir de la ecuación de Balance de Materiales (EBM), donde uno de los parámetros más importantes es la producción petrolera (Np) o Volumen Extraído (De la Vega et al., 2024).

Cuando se haya obtenido el valor de N, la capacidad teórica de un volumen equivalente de CO2 se calcula de la siguiente forma.

Ecuación 3

Capacidad teórica

$$UCCGCO2t = NB_{oi}\rho_{CO_2}$$

Donde:

ρ_{CO_2} = Densidad del CO2 a la presión y temperatura del yacimiento estudiado

UCCGCO2t=Capacidad teórica de un volumen equivalente de CO2

Como se tiene la premisa que el volumen poroso previamente ocupado por los hidrocarburos puede ser ocupado por un volumen equivalente de CO2, se puede tomar la producción de hidrocarburos recuperada en superficie (NP) como una parte de ese volumen que puede ser ocupado y se puede representar mediante el factor de recobro (FR).

Ecuación 4*Factor de recobro*

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

Entonces para calcular la capacidad efectiva se propone.

Ecuación 5*Capacidad efectiva*

$$UCCGCO_2 = NpB_{oi}\rho_{CO_2}$$

4.3.2 Método USDOE.

Las siglas hacen referencia a United States Department of Energy y el método está basado en lo propuesto por la misma en la misma entidad. Este método propone la siguiente correlación.

Ecuación 6*Estimación efectiva del CO2 para almacenar*

$$M_{CO_2t} = Ah\phi(1 - S_w)\rho_{CO_2}E$$

Donde:

MCO_{2t}: Estimación efectiva del CO₂ para almacenar

A: Área evaluada

H: Altura de columna de aceite o gas en la formación

Φ : Porosidad promedio del espesor evaluado

S_w : Es el promedio de la saturación de agua

ρ_{CO_2} : Es la densidad del CO2 a condiciones de yacimiento

E: Es el factor de almacenamiento eficiente que depende del ambiente de depósito de la formación e incluye también un factor de recuperación.

4.3.3 Método de límite físico de almacenamiento.

Para el cálculo de la capacidad de almacenamiento lo primero que se debe hacer es establecer la capacidad teórica o el límite físico que la estructura geológica puede llenar, pero esta no determina la capacidad real de dicha estructura para su almacenamiento de CO2, dicho cálculo vendría determinada por la suma de los siguientes conceptos (Arenillas et al., 2018).

- ✓ El producto del volumen disponible en la estructura (espacio de poro o cavidad) por la densidad del CO2 a las condiciones de presión y de temperatura del almacén.
- ✓ La cantidad de CO2 que puede disolverse en los fluidos de la formación (petróleo, salmuera, etc.): mecanismo de solubilidad.
- ✓ El producto del volumen de minerales disponibles para la precipitación de carbonatos, por la cantidad de CO2 que reacciona con estos minerales en el mecanismo de mineralización.

La estimación de la capacidad y las diferentes restricciones suelen representarse de forma gráfica con una pirámide recursos-reservas y relación tecno-económica, de manera que se visualizan los conceptos implicados y la certidumbre que puede depositarse en uno de los niveles de estimación de capacidad (Arenillas et al., 2018). La pirámide se explica de forma que en la base se encuentra ubicada la parte de la capacidad teórica lo cual corresponde al valor de la capacidad

si fuera posible aprovechar todo el volumen poral de la estructura geológica y a medida que se sube se va obteniendo una capacidad más acorde a lo que se puede almacenar gracias a la mejor caracterización de la estructura geológica, siendo la punta la capacidad real.

Hay varias metodologías para el cálculo de la capacidad de almacenamiento para distintos tipos de almacenamiento, teniendo en cuenta el objetivo del presente trabajo, el interés es para el almacenamiento en yacimientos de petróleo y gas. Una de las metodologías más mencionadas es la utilizada por el Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE).

Ecuación 7

Capacidad de almacenamiento (alternativa USDOE)

$$G_{CO2} = Ah_n \phi_e (1 - S_w) B_o \rho E$$

A: Área definida para el reservorio de petróleo o gas en estudio

H_n: Altura o grosor de la columna de hidrocarburo en el reservorio

Φ_e: Porosidad media sobre el grosor definido

S_w: Saturación media de agua sobre el área y el grosor definidos

B_o: Factor volumétrico del reservorio

P: Densidad del CO₂ en condiciones de presión y temperatura promedio en el grosor definidos

E: Factor de eficiencia del almacenamiento de CO₂ relativo al volumen de poro originalmente ocupado por el hidrocarburo

4.3.4 Cálculo de la capacidad de almacenamiento de los proyectos estudiados mediante el uso de los métodos propuestos.

Para el cálculo de las densidades se usa la siguiente correlación:

Ecuación 8*Cálculo de la densidad*

$$\rho_{CO_2} = \frac{P_i}{R * T_i} * M_i$$

➤ **Cálculo de la capacidad del proyecto CO2CRC Otway****Paso 1: Calculo de la densidad**

El primer paso a realizar es el cálculo de la densidad, para dicho calculo se hace uso de la correlación 8, pero como se puede observar para dicho calculo es necesario saber la presión y temperatura de yacimiento, por ende, primero se calcula la presión y la temperatura del yacimiento con los respectivos gradientes.

$$P = 0,422 \frac{psi}{ft} * 6495,67 ft = 2741,17 psi$$

$$P = 2741,17 psi * \frac{0,068 atm}{1 psi} = 186,4 atm$$

$$T = \frac{71.26^{\circ}F - 32}{1,8} + 273,15 = 294,96 K$$

$$\rho_{CO_2} = \frac{186,4 atm}{0,8206 \frac{atm L}{Mol K} * 294,96 K} * 44,01 \frac{g}{mol}$$

$$\rho_{CO_2} = 33,89 \frac{g}{L}$$

$$\rho_{CO_2} = 33,89 \frac{g}{L} * \frac{1 L}{0,035 ft^3} * \frac{0,0022 lb}{1 g} = 2,13 \frac{lb}{ft^3}$$

Dependiendo el método utilizado se realiza un paso u otro como se verá a continuación.

➤ **Método de ocupación volumétrica.**

Paso 2: Calculo del valor de Boi

Debido a que no se cuenta con el valor de Boi, se procede a realizar un cálculo del mismo reemplazando valores, teniendo en cuenta que se cuenta con la capacidad de los proyectos de estudio.

Tabla 14

Datos de interés para el método 1 del proyecto CO2CRC Otway

N	5,40E+09	scf
ρ_{CO^2}	2,13	lb/ft3

Paso 3: reemplazo de valores de Boi

En este paso lo que se realizó fue el reemplazo de diferentes valores de Boi para así poder determinar la cantidad de CO2 que es un dato ya conocido.

Tabla 15

Determinación de Boi (factor volumétrico del aceite) reemplazando diferentes valores.

UCCGCO2t	Boi
11502000000	1
5751000000	0,5
1150200000	0,1
115020000	1,00E-02
230040000	2,00E-02
287550000	2,50E-02
329532300	2,87E-02

Paso 4: cálculo de las toneladas de CO2

En este paso se reemplaza el valor de Boi determinado en el paso anterior y así poder mostrar el objetivo principal de este punto que es el cálculo de las toneladas de CO2 que se pueden almacenar.

$$UCCGCO2t = (5,4 \times 10^9)(0,02865)(2,13) = 329532300 \text{ lb}$$

$$UCCGCO2t = 329532300 \text{ lb} * \frac{1 \text{ ton}}{2204,62 \text{ lb}} = 149473,5 \text{ Ton}$$

➤ **Método USDOE.****Paso 2: Cálculo de E**

Al igual que en el método 1, en el método 2 se procede a realizar el mismo cálculo de la variable faltante que en este caso es el factor de eficiencia de almacenamiento (E).

Tabla 16

Datos de interés para el método 2 del proyecto CO2CRC Otway

A	118360000	ft ²
ρ_{CO^2}	2,13	lb/ft ³
h	82,02	ft
\emptyset	0,2	
sw	0,5	

Paso 3: Reemplazo de valores de E

Al igual que en el método anterior se procede a reemplazar valores de E.

Tabla 17

Determinación de E

MCO2t	E
206777997,4	0,1
227455797,1	0,11
268811396,6	0,13
330844795,8	0,16
372200395,2	0,18

Paso 4. Cálculo de las toneladas de CO2

$$M_{CO2t} = (118360000 ft^2)(82,02 ft)(0,2)(1 - 0,5) \left(2,13 \frac{lb}{ft^3} \right) (0,16) = 330844795,8 lb$$

$$M_{CO2t} = 330844795,8 lb * \frac{1 ton}{2204,62 lb} = 150069 Ton$$

Se repite el mismo proceso para cada uno de los proyectos escogidos.

➤ **Cálculo de la capacidad del proyecto In Salah.**

$$P = 2465,64 psi$$

$$P = 2465,64 \text{ psi} * \frac{0,068 \text{ atm}}{1 \text{ psi}} = 167,66 \text{ atm}$$

$$T = 194 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T = \frac{194^\circ\text{F} - 32}{1,8} + 273,15 = 363,15 \text{ K}$$

$$\rho_{CO_2} = \frac{167,66 \text{ atm}}{0,8206 \frac{\text{atm L}}{\text{Mol K}} * 363,15 \text{ K}} * 44,01 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$$

$$\rho_{CO_2} = 24,76 \frac{\text{g}}{\text{L}}$$

$$\rho_{CO_2} = 24,76 \frac{\text{g}}{\text{L}} * \frac{1 \text{ L}}{0,035 \text{ ft}^3} * \frac{0,0022 \text{ lb}}{1 \text{ g}} = 1,56 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

➤ **Método USDOE.**

Tabla 18

Datos de interés para el método 2 del proyecto In Salah

A	5,42E+09	ft2
ρ_{CO_2}	1,56	lb/ft3
h	65,62	ft
ϕ	0,1	
sw	0,3	

Tabla 19*Determinación de E*

MCO2t	E
3,88E+09	0,1
1,94E+10	0,5
3,88E+10	1
5,05E+10	1,3
5,44E+10	1,4

$$M_{CO_2t} = (5,42 \times 10^9 \text{ ft}^2)(65,62 \text{ ft})(0,1)(1 - 0,3) \left(1,56 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right) (1,3) = 5,049 \times 10^{10} \text{ lb}$$

$$M_{CO_2t} = 5,049 \times 10^{10} \text{ lb} * \frac{1 \text{ ton}}{2204,62 \text{ lb}} = 22901906 \text{ Ton}$$

➤ **Cálculo de la capacidad del proyecto Sleipner**

$$\rho_{CO_2} = 0,667 \frac{\text{g}}{\text{l}}$$

$$\rho_{CO_2} = 0,667 \frac{\text{g}}{\text{L}} * \frac{1 \text{ L}}{0,035 \text{ ft}^3} * \frac{0,0022 \text{ lb}}{1 \text{ g}} = 0,042 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

➤ **Método de ocupación volumétrica.**

Tabla 20

Datos de interés para el método 1 del proyecto Sleipner

N	5,16E+14	scf
ρ_{CO^2}	0,042	lb/ft3

Tabla 21

Determinación de Boi (factor volumétrico del aceite) reemplazando diferentes valores.

UCCGCO2t	Boi
2,1672E+13	1
1,0836E+13	0,5
2,1672E+12	1,00E-01
2,1672E+11	1,00E-02
2,60064E+11	1,20E-02
3,2508E+11	1,50E-02
4,31273E+11	1,99E-02

$$UCCGC02t = (5,16 \times 10^{14})(0,0199)(0,042) = 4,31 \times 10^{11} \text{ lb}$$

$$UCCGC02t = 4,31 \times 10^{11} \text{ lb} * \frac{1 \text{ ton}}{2204,62 \text{ lb}} = 195622284,1 \text{ Ton}$$

➤ **Método USDOE.**

Tabla 22

Datos de interés para el método 2 del proyecto Sleipner

A	2,80E+11	ft ²
ρ_{CO^2}	0,042	lb/ft ³
h	300	ft
\emptyset	0,35	
sw	0,05	

Tabla 23

Determinación de E

MCO ₂ t	E
1,17E+11	0,1
2,34E+11	0,2
3,52E+11	0,3
4,22E+11	0,36
4,69E+11	0,4

$$M_{CO_2t} = (2,7976 \times 10^{11} \text{ ft}^2)(300 \text{ ft})(0,35)(1 - 0,05) \left(0,042 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right) (0,36) = 4,22 \times 10^{11} \text{ lb}$$

$$M_{CO_2t} = 4,22 \times 10^{11} \text{ lb} * \frac{1 \text{ ton}}{2204,62 \text{ lb}} = 191416207,8 \text{ Ton}$$

5. Conclusiones

El análisis de casos de estudio como los proyectos CO2CRC Otway, In Salah y Sleipner, ha demostrado que los yacimientos depletados ofrecen un potencial significativo para el almacenamiento de CO2, gracias a su capacidad de almacenamiento, la infraestructura existente y el conocimiento geológico previo.

La capacidad de almacenamiento es un factor importante en los proyectos de almacenamiento de CO2, los 3 métodos presentados parten de la idea principal que el CO2 va a pasar a ocupar el espacio que antes ocupaban los hidrocarburos y/o agua de formación, por ende, es importante tener claro antes del comienzo del proyecto el área y profundidad a la que se realizara el almacenamiento, ya que estos son los que ayudaran a determinar cuántas toneladas de CO2 se podrán quedar en el yacimiento objetivo, debido a que la presión y temperatura de yacimiento, al igual que el área del mismo son los factores que dicen en teoría si se puede almacenar más o menos CO2 según los métodos presentados.

Los riesgos en cualquier tipo de proyecto vendrán arraigados, por ende, es imprescindible buscar la mejor forma de prevenirlos o solucionarlo si sucede la fatalidad de ocurrir y mitigar sus consecuencias, como conclusión lo mejor que se puede hacer es un estudio minucioso de los riesgos y un estricto monitoreo de cada aspecto de seguridad para así realizar un proyecto 100% seguro idealmente o lo más seguro que se pueda.

Es crucial considerar los posibles riesgos ambientales asociados al almacenamiento de CO2, como las fugas, la sismicidad inducida y la contaminación de acuíferos, implementando medidas de mitigación y monitoreo continuo.

La viabilidad del uso de yacimientos de hidrocarburos depletados como estrategia de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero ha sido analizada mediante un flujo de trabajo basado en estudios comparativos de yacimientos a nivel mundial. A través de esta investigación, se ha demostrado que la implementación de esta estrategia requiere una selección rigurosa de yacimientos, considerando factores geológicos, petrofísicos y operacionales que garanticen la retención segura del CO₂ a largo plazo.

El análisis realizado evidencia que, aunque los yacimientos depletados presentan una alternativa viable y prometedora para el almacenamiento de CO₂, su éxito depende de la integración de tecnologías avanzadas de monitoreo y un control exhaustivo de riesgos. De este modo, el flujo de trabajo propuesto constituye una herramienta útil para optimizar la selección y gestión de estos yacimientos, contribuyendo así a la mitigación del impacto ambiental asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero.

En resumen, esta tesis reafirma que el almacenamiento de CO₂ en yacimientos depletados es una estrategia con el potencial de contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, se subraya la importancia de un enfoque riguroso en la selección y caracterización de los sitios de almacenamiento, así como en la gestión de los riesgos asociados, para garantizar la seguridad y efectividad de esta tecnología como herramienta clave en la lucha contra el cambio climático.

6. Recomendaciones

Se recomienda realizar un análisis geomecánico exhaustivo utilizando software especializado. Esta práctica permitirá una determinación más precisa del éxito de los proyectos de inyección y almacenamiento de CO₂. La comparación de estos estudios con análisis previos en la misma área enriquecerá la comprensión de la estabilidad del subsuelo y la seguridad de los proyectos.

Se sugiere explorar la implementación de la técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) mediante la inyección de CO₂. Esta técnica ofrece un doble beneficio: aumentar la producción de yacimientos en etapas finales y utilizar el CO₂ producido para su posterior almacenamiento, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático. La viabilidad económica y ambiental de esta técnica la convierte en una opción atractiva para yacimientos depletados.

Se recomienda que futuras investigaciones profundicen en los análisis económicos y regulatorios asociados al almacenamiento de CO₂ en yacimientos depletados, con el fin de fortalecer la viabilidad y el marco de implementación de esta tecnología.

Referencias Bibliográficas

Almacenamiento de CO2. Bases. (n.d.).

<https://minasyenergia.upm.es/investigacion/co2/almacenamiento%20co2.1.htm>

Akervoll, I., Lindeberg, E., & Lackner, A. (2009). Feasibility of Reproduction of Stored CO2 from the Utsira Formation at the Sleipner Gas Field. *Energy Procedia*, 1(1), 2557–2564.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.020>

Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO2 in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), 277–289.

<https://doi.org/10.1007/s00254-003-0762-9>

Bachu, S. (2000). Sequestration of CO2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41(9), 953–970.

[https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(99\)00149-1](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(99)00149-1)

Benson, S. M. (2005). Carbon dioxide capture and storage in underground geologic formations.

In Proceedings Workshop 'the 10-50 Solution.

Berly, T., Sharma, S., & Cook, P. (2008). CO2CRC Otway Project: Regulatory challenges and lessons learnt. *The APPEA Journal*, 48(2), 470. <https://doi.org/10.1071/aj07060>

Borges Hernández, L. (2023). Tecnologías de captura y almacenamiento de CO2 como vía hacia la descarbonización.

Bruno M. (2017). Assessment of CO2 storage resources in depleted oil and gas fields in the Ship Shoal area, Gulf of Mexico. https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2017-12/GMT_FY17_MBruno.pdf

Callas, C., Davis, J. S., Saltzer, S. D., Hashemi, S. S., Wen, G., Gold, P. O., Zoback, M. D., Benson, S. M., & Kavscek, A. R. (2024). Criteria and workflow for selecting saline formations for carbon storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 135, 104138. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104138>

Carbon 180 (n.d). Almacenamiento geológico de carbono | Carbon180. <https://carbon180.org/wp-content/uploads/2023/12/Carbon180FactSheetGeologicStorageESP.pdf>

Carbon Capture and Sequestration Technologies @ MIT. (n.d.). https://sequestration.mit.edu/tools/projects/in_salah.html

Carbon capture and storage in depleted oil & gas reservoirs – Stellae Energy. (n.d.). <https://stellaeenergy.com/knowledge-hub/ccs/in-depth-carbon-capture-and-storage/carbon-capture-and-storage-in-depleted-oil-gas-reservoirs>

Centro Argentino de Ingenieros. (2022, julio 6). #CiclosIAPG-CAI - Captura y Almacenaje de Carbono (CCS) [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=Vgh7zfiTtSE>

Cerasi, P.R. (2022, enero 17). Re-use of depleted oil and gas fields for CO2 sequestration. (2022, January 17). SINTEF. <https://www.sintef.no/en/projects/2021/return-re-use-of-depleted-oil-and-gas-fields-for-co2-sequestration/>

Chadwick, A., Eiken O. (n.d.) Chapter 10: Offshore CO2 Storage: Sleipner natural gas field beneath the North Sea. https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/508611/1/Sleipner_Chapter_V5_withFigs_singlespace.pdf

Chadwick, R., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G., Holloway, S., & Johannessen, P. (2003). Geological Characterization of CO2 Storage Sites Lessons from Sleipner, Northern North

- Sea. In Elsevier eBooks (pp. 321–326). <https://doi.org/10.1016/b978-008044276-1/50052-0>
- Citizens' Climate Lobby. (2021, October 27). Captura y almacenamiento del carbono | Citizens' Climate Lobby. <https://citizensclimatelobby.org/es/captura-y-almacenamiento-de-carbono/>
- Citric. (n.d.). El reto climático de reducir las emisiones de CO2 | Solarprofit.es. SolarProfit. <https://solarprofit.es/es/blog/dia-mundial-reduccion-emisiones-co2/>
- Clean Air Task Force (2021, marzo 9). El almacenamiento geológico es permanente: Unas preguntas frecuentes con Bruce Hill. - Clean Air Task Force <https://www.catf.us/es/2021/03/geologic-storage-is-permanent-faq/>
- Clean Air Task Force (2010, diciembre 16). Almacenamiento geológico de CO2: ¿Negocio arriesgado o solución prometedora? - Clean Air Task Force <https://www.catf.us/es/2010/12/geological-co2-storage-risky-business-or-promising-solution/>
- Consecuencias del cambio climático. (n.d.). Climate Action. https://climate.ec.europa.eu/climate-change/consequences-climate-change_es
- Consenso Científico sobre Captura y Almacenamiento de CO2 – GreenFacts. <http://www.greenfacts.org/es/captura-almacenamiento-co2/captura-almacenamiento-co2-greenfacts-level2.pdf>
- Cordero, A. V., & Pérez, A. N. *Análisis de sensibilidad de riesgos para el almacenamiento geológico de CO2, asociado a la capacidad técnica de inyección mediante un modelado dinámico en un yacimiento piloto en el campo Zapatos en la Cuenca Oriental de Venezuela* (Doctoral dissertation).

- Damen, K., Faaij, A., & Turkenburg, W. (2006). Health, safety and environmental risks of underground CO₂ storage—overview of mechanisms and current knowledge. *Climatic Change*, 74(1), 289-318.
- Dance, T., Spencer, L., & Xu, J. (2009). Geological characterisation of the Otway project pilot site: What a difference a well makes. *Energy Procedia*, 1(1), 2871–2878. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.061>
- Dance, T. (2013). Assessment and geological characterisation of the CO₂CRC Otway Project CO₂ storage demonstration site: From prefeasibility to injection. *Marine and Petroleum Geology*, 46, 251–269. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.06.008>
- Dankrotz. (2012, January 5). Depleted gas reservoirs can double as geologic carbon storage sites. Berkeley Lab News Center. <https://newscenter.lbl.gov/2012/01/05/otway-project/>
- Deflandre, J., Estublier, A., Baroni, A., Fornel, A., Clochard, V., & Delépine, N. (2013). Assessing field pressure and plume migration in CO₂ storages: application of case-specific workflows at in Salah and Sleipner. *Energy Procedia*, 37, 3554–3564. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.248>
- Dickson, D. (2024, febrero). Norway’s Sleipner: Where CO₂ has been buried in the rock since 1996. Vattenfall. <https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2024/norways-sleipner-where-co2-has-been-buried-in-the-rock-since-1996>
- Eiso. (2023, January 1). ¿Conseguiremos disminuir las emisiones de CO₂? Comunidad Planeta Azul. <https://comunidadplanetaazul.com/conseguiremos-disminuir-las-emisiones-de-co2/>
- Furre A. K., Warchol M.J., Alnes H., Ponten A.S.M. (2024, junio 19). Sleipner 26 years: how well-established subsurface monitoring work processes have contributed to successful offshore CO₂ injection | Geoenergy.

<https://www.lyellcollection.org/doi/epub/10.1144/geoenergy2024-015>

GeoscienceAustralia. (2021, August 5). CO2 storage in Australia: Mitigating emissions and securing future energy resources [Video]. YouTube.

<https://www.youtube.com/watch?v=i0-d9hvXe00>

Global Energy Monitor. (2024, December 4). In Salah gas Pipeline - Global Energy Monitor.

https://www.gem.wiki/In_Salah_Gas_Pipeline#cite_note-1

Gonet, K., Blicharski, J., & Rybicki, C. (2015). The analysis of CO2 injection in depleted gas reservoirs during the sequestration process. *AGH Drilling Oil Gas*, 32(1), 185.

<https://doi.org/10.7494/drill.2015.32.1.185>

Gregersen U., Johannessen P., (2001). The Neogene Utsira Sand and its seal in the Viking Graben area, North Sea - SINTEF, [https://www.sintef.no/globalassets/project/ik23430000-](https://www.sintef.no/globalassets/project/ik23430000-sacs/technical-reports/gregersenjohann2001_utsiracaprock_regional.pdf)

[sacs/technical-reports/gregersenjohann2001_utsiracaprock_regional.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/ik23430000-sacs/technical-reports/gregersenjohann2001_utsiracaprock_regional.pdf)

Haddadji R. (2006). The In-Salah CCS experience Sonatrach, Algeria The In-Salah CCS experience Sonatrach, Algeria - OPEC.org

https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/HaddadjiSonatrach_Algeria.pdf

Holloway, S. (1997). An overview of the underground disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 38, S193-S198.

Holloway S., Karimjee A., Akai M., Pipatti R., Rypdal K. (2006) Capítulo 5: Transporte,

inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono Task Force on National Greenhouse Gas Inventories.

https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_5_Ch5_CCS.pdf

- Hunt, K. (2024, October 29). El coste de la captura y almacenamiento de carbono en Europa. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/es/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>
- IAPG CHANNEL. (2023, September 28). ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO2 [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=EQUSaD8pdUg>
- IEAGHG (2017). Case Studies of CO₂ Storage in Depleted Oil and Gas Fields - IEAGHG <https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2017-01+Case+Studies+of+CO2+Storage+in+Depleted+Oil+and+Gas+Fields.pdf>
- IEAGHG (2022, enero) Criteria for Depleted Reservoirs to be Developed for CO₂ Storage - IEAGHG. <https://ieaghg.org/publications/criteria-for-depleted-reservoirs-to-be-developed-for-co2-storage/>
- In Salah Southern Fields Development Project - Offshore technology. (2024, November 8). Offshore Technology. <https://www.offshore-technology.com/projects/in-salah-southern-fields-development-project/?cf-view>
- Institution of Civil Engineers. (n.d.). Sleipner Carbon Capture and Storage Project. Institution of Civil Engineers (ICE). <https://www.ice.org.uk/areas-of-interest/energy/sleipner-carbon-capture-and-storage-project>
- Izadian, S. (2024). Tuning effect in time-lapse seismic inversion for CO₂ plume monitoring at Sleipner field. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 137, 104224. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104224>
- Jenkins, C. R., Cook, P. J., Ennis-King, J., Undershultz, J., Boreham, C., Dance, T., De Caritat, P., Etheridge, D. M., Freifeld, B. M., Hortle, A., Kirste, D., Paterson, L., Pevzner, R., Schacht, U., Sharma, S., Stalker, L., & Urosevic, M. (2011). Safe storage and effective monitoring

- of CO₂ in depleted gas fields. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(2).
<https://doi.org/10.1073/pnas.1107255108>
- Klusman, R. W. (2003). Evaluation of leakage potential from a carbon dioxide EOR/sequestration project. *Energy Conversion and Management*, 44(12), 1921-1940.
- Lelechenko, L. (2024, August 8). Secuestro de carbono: rol e impacto medioambiental. EOS Data Analytics. <https://eos.com/es/blog/secuestro-de-carbono/>
- Lillo, J., & Oyarzun, R. (2013). *Geología Estructural Aplicada a la Minería y Exploración Minera. Principios Basicos*. Ediciones GEMM.
- Lindsey, L., & De Redacción De Ciencia, E. (2024, August 1). Los efectos del cambio climático - NASA Ciencia. NASA Science. <https://ciencia.nasa.gov/cambio-climatico/los-efectos-del-cambio-climatico/>
- Liu, D., Li, Y., & Agarwal, R. (2020). Evaluation of CO₂ storage in a shale gas reservoir compared to a deep saline aquifer in the Ordos basin of China. *Energies*, 13(13), 3397.
<https://doi.org/10.3390/en13133397>
- Lloyd, C., Huuse, M., Barrett, B. J., & Newton, A. M. W. (2021). Regional exploration and characterisation of CO₂ storage prospects in the Utsira-Skade Aquifer, North Viking Graben, North Sea. *Earth Science Systems and Society*, 1.
<https://doi.org/10.3389/esss.2021.10041>
- Mathieson, A., Midgely, J., Wright, I., Saoula, N., & Ringrose, P. (2011). In Salah CO₂ Storage JIP: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. *Energy Procedia*, 4, 3596–3603. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.289>
- Mariño J., Moreno L. (n.d). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia - caso Tauramena (Casanare).

<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/download/7964/8304?inline>

=1

Meckel T., Broberg D. (2024, septiembre). CO Sequestration by the Seashore - Bipartisan Policy Center <https://bipartisanpolicy.org/wp-content/uploads/2024/09/Sequestration-by-the-Seashore-FINAL.pdf>

Metz B., Ogunlade D., Coninck H., Loos M., Meyer L. (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono - Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_spm_ts_sp.pdf

Murrell, S. (2024, January 21). Otway Stage 3 - CO2CRC. CO2CRC. <https://co2crc.com.au/otway-stage-3/>

Murrell, S. (2022, June 29). Monitoring stored CO2 - CO2CRC. CO2CRC. <https://co2crc.com.au/research/storage-research/monitoring-stored-co2/>

Oldenburg, C. (2003). CARBON SEQUESTRATION IN NATURAL GAS RESERVOIRS: ENHANCED GAS RECOVERY AND NATURAL GAS STORAGE - OSTI <https://www.osti.gov/servlets/purl/813580>

Oldenburg C., Jordan P., Nicot J., Mazzoldi A., Gupta A., Bryant S. (n.d). Leakage risk assessment of the In Salah CO2 storage project: Applying the Certification Framework in a dynamic context - OSTI.GOV <https://www.osti.gov/servlets/purl/1007191>

Pamukcu, Y., Hurter, S., Jammes, L., Vu-Hoang, D., & Pekot, L. (2011). Characterizing and predicting short term performance for the In Salah Krechba field CCS joint industry project. Energy Procedia, 4, 3371–3378. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.259>

- Paredes-Ángeles, J. H. (2020). Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO2 del Perú. *Boletín De Geología*, 42(3), 243–260. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020011>
- Pérez A., Gómez M., Carrera J. (2009) EL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO2, UNA DE LAS SOLUCIONES AL EFECTO INVERNADERO. <https://www.raco.cat/index.php/ECT/article/download/199867/267285>
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., & Ramírez, J. C. (2009). El almacenamiento geologico de CO2, una de las soluciones al efecto invernadero. ResearchGate. https://www.researchgate.net/publication/254491927_El_almacenamiento_geologico_de_CO2_una_de_las_soluciones_al_efecto_invernadero
- Ping, L., Wang, H., Tian, Y., Zhang, H., Wu, X., Chen, S., Liu, Y., Liu, Y., Liu, S., Sang, S., & Zheng, S. (2024). Typical Case Studies and Classification with Evaluation of Carbon Dioxide Geological Sequestration in Saline Aquifers. *Processes*, 12(11), 2562. <https://doi.org/10.3390/pr12112562>
- Remslie. (2022, January 13). Almacenamiento geológico de dióxido de carbono en Europa: FAQ. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/es/2021/12/carbon-dioxide-storage-europe/>
- Revista. (2013, December 1). Captura y almacenamiento del carbono. *Ecologistas En Acción*. <https://www.ecologistasenaccion.org/22923/captura-y-almacenamiento-del-carbono/>
- Ringrose, P., Mathieson, A., Wright, I., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., Saoula, N., & Midgley, J. (2013). The In Salah CO2 Storage Project: Lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia*, 37, 6226–6236. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551>

- Rutqvist, J., Vasco, D. W., & Myer, L. (2009). Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO2 injection at In Salah, Algeria. *Energy Procedia*, 1(1), 1847–1854.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.241>
- Roca, J. A. (2024, December 2). Los resultados del mayor proyecto de captura de carbono del mundo dejan mucho que desear. *El Periódico De La Energía*.
<https://elperiodicodelaenergia.com/los-resultados-del-mayor-proyecto-de-cac-del-mundo-dejan-mucho-que-desear/>
- Schacht, U., Regan, M., Boreham, C., & Sharma, S. (2011). CO2CRC Otway project–Soil gas baseline and assurance monitoring 2007–2010. *Energy Procedia*, 4, 3346–3353.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.256>
- Sharma, S., Cook, P., Jenkins, C., Steeper, T., Lees, M., & Ranasinghe, N. (2011). The CO2CRC Otway Project: Leveraging experience and exploiting new opportunities at Australia’s first CCS project site. *Energy Procedia*, 4, 5447–5454.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.530>
- Sleipner details. (n.d.). <https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/2>
- Srivastava, H. N., & Dube, R. K. (1997). Reservoir induced seismic hazard using principal component analysis. *Geofísica Internacional*, 36(1), 0.
- Toledano, I. (2022, August 22). CAPTURA, UTILIZACIÓN y ALMACENAMIENTO DE CARBONO. Wattco. <https://www.wattco.com/es/2022/08/captura-utilizacion-y-almacenamiento-de-carbono/>
- Soriano, A., & Mezcuca, J. (2014). Sismicidad inducida por la manipulación del subsuelo. *Revista de Obras Públicas: Organo profesional de los ingenieros de caminos, canales y puertos*, (3551), 25-36.

Torp T. A., Gale J. (n.d.) STORING CO2 IN GEOLOGICAL RESERVOIRS: THE SLEIPNER AND SACS PROJECTS - International Gas Union.

http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10116_1045254548_21262_1.pdf

TRE ALTAMIRA. (2021, April 9). Carbon capture and storage - CCS - at In-Salah - TRE ALTAMIRA. TRE ALTAMIRA - a CLS Group Company. <https://site.tre-altamira.com/showcase/carbon-capture-and-storage-in-salah/>

Trinoa. (2023, noviembre 13). Beneficios económicos y ambientales de la reducción de CO₂ en Empresas. <https://trinoa.es/insights/beneficios-economicos-y-ambientales-reduccion-co2-en-empresas/>

Underschultz, J., Boreham, C., Dance, T., Stalker, L., Freifeld, B., Kirste, D., & Ennis-King, J. (2011). CO₂ storage in a depleted gas field: An overview of the CO₂CRC Otway Project and initial results. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(4), 922–932. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.02.009>

Utomo P.I., Usman (2011, mayo 31) CO₂ STORAGE CAPACITY ESTIMATION OF DEPLETED OIL AND GAS RESERVOIRS IN INDONESIA. <https://journal.lemigas.esdm.go.id/index.php/SCOG/article/download/791/578/1651>

Wei, B., Wang, B., Li, X., Aishan, M., & Ju, Y. (2023). CO₂ storage in depleted oil and gas reservoirs: A review. *ADVANCES IN GEO-ENERGY RESEARCH*, 9(2), 76–93. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.08.02>

White, J. A., Chiaramonte, L., Ezzedine, S., Foxall, W., Hao, Y., Ramirez, A., & McNab, W. (2014). Geomechanical behavior of the reservoir and caprock system at the In Salah CO₂ storage project. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(24), 8747–8752. <https://doi.org/10.1073/pnas.1316465111>

White J.A, Chiaramonte L., Ezzedine S., Foxall W., Hao Y., McNab W., Ramirez A. (2013). In Salah CO Storage Project - National Energy Technology Laboratory

<https://netl.doe.gov/sites/default/files/event-proceedings/2013/carbon%20storage/1-35-jawhite-insalah-review.pdf>

Zweigel, P., Arts, R., Lothe, A. E., & Lindeberg, E. B. G. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO₂ storage site (Sleipner area, North Sea). Geological Society London Special Publications, 233(1), 165–180.

<https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2004.233.01.11>

Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.