

Marín-Guzmán, A.P., Silis-Esquivel, J., Mendoza-Sánchez, P. G., Fierros-López, O. A. 2025. Captura, Inyección y Almacenamiento Geológico de CO₂ para su Uso en los Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite, p. 269-282. En: J.G. Cerón Bretón, R. M. Cerón Bretón y M. López Cisneros (ed.). Tópicos Selectos de Contaminación Ambiental. Universidad Autónoma de Campeche. 266 p. ISBN 978-607-8907-33-5. doi 10.26359/EPOMEX01202513.

Captura, Inyección y Almacenamiento Geológico de CO₂ para su Uso en los Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite

*A. P. Marín-Guzmán, J. Silis-Esquivel,
P. G. Mendoza-Sánchez y O. A. Fierros-López*

Facultad de Química
Universidad Autónoma del Carmen

Resumen

Si bien el dióxido de carbono (CO_2) es un gas que se encuentra de manera natural en la atmósfera, sus niveles han aumentado significativamente a partir de la actividad antropogénica producida particularmente por la quema de combustibles fósiles utilizados para generar energía y por ciertos procesos industriales. Una de las alternativas para mitigar las emisiones de CO_2 a la atmósfera es el almacenamiento geológico de CO_2 , que evita que grandes cantidades de este gas de efecto invernadero vayan a la atmósfera. Las tecnologías de captura y de almacenamiento permiten atrapar el CO_2 procedente de diversas fuentes, el cual debe ser movilizado e inyectado en formaciones geológicas con características particulares como, cavidades en formaciones salinas, capas donde se ha explotado el gas asociado al carbón, campos de petróleo y/o gases agotados o en vías de agotamiento que permitan la recuperación mejorada de hidrocarburo (EOR, por sus siglas en inglés) entre otras. Por ello, este trabajo se enfoca en la recopilación, análisis y síntesis sobre la tecnología de inyección de dióxido de carbono (CO_2) para su aplicación al sector petrolero en la recuperación mejorada de hidrocarburo (EOR) que en los últimos años ha mostrado resultados muy favorables.

Palabras clave: almacenamiento geológico, captura de CO_2 , inyección de CO_2 , recuperación mejorada.

Abstract

Although carbon dioxide (CO_2) is a naturally occurring gas in the atmosphere, its levels have significantly increased due to human activities, particularly the burning of fossil fuels for energy and certain industrial processes. One way to reduce CO_2 emissions is through geological storage, which prevents large quantities of this greenhouse gas from entering the atmosphere. Technologies for capturing and storing CO_2 allow it to be collected from various sources and injected into geological formations with specific characteristics, such as cavities in saline formations, coal bed methane reservoirs, and depleted oil or gas fields. This work focuses on analyzing and synthesizing CO_2 injection technology for its application in enhanced hydrocarbon recovery (EHR) in the oil sector, which has shown promising results in recent years.

Keywords: Geological storage, CO_2 capture, CO_2 injection, Enhanced recovery

Introducción

Existen diversos gases de efecto invernadero (GEI) presentes de manera natural en la atmósfera, cada uno de ellos con un efecto diferente sobre la atmósfera, sin embargo, se considera al dióxido de carbono (CO₂), como el más significativo de estos gases por el gran volumen de emisión que este presenta a partir de las actividades antropogénicas que liberan CO₂ a consecuencia de diferentes procesos industriales, en centrales térmicas y en la generación de energía, entre otros.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), creado en 1988 con el objetivo de evaluar las causas, repercusiones y estrategias de respuesta sobre el cambio climático, publicó en 2021 un informe denominado “Cambio climático: 2021. Bases físicas. Resumen para responsables de políticas” en el cual señala que las actividades humanas han provocado el calentamiento de la atmósfera, los mares y la tierra ocasionando que el calentamiento global ocurra a una tasa acelerada (IPCC, 2021).

De acuerdo con el reporte, el nivel global de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) es del doble que antes de la industrialización, el aumento de la temperatura global será de 3°C con un intervalo de confianza de 2.5°C a 4°C (Qi *et al.*, 2023), por lo que resulta relevante el uso de tecnología que permita retirar este gas de la atmósfera. La captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CAC), es una de las soluciones tecnológicas que se consideran actualmente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Consiste en la captura de CO₂ de origen antro-

pogénico y la capacidad de almacenamiento en formaciones geológicas profundas (>800 m) (Ruiz *et al.*, 2007). Una vez capturado y antes de ser almacenado, el CO₂ deberá comprimirse y transportarse hasta el sitio de almacenamiento clasificado como seguro en donde el gas se almacena permanentemente (Consoli *et al.*, 2017).

Las formaciones geológicas con mayores posibilidades de uso industrial para almacenar CO₂ son los campos de petróleo o gas ya agotados o en vía de agotamiento, las rocas permeables profundas saturadas en agua salobres, las cavidades construidas en formaciones salinas y las capas de carbón asociado (Mariño-Martínez *et al.*, 2018). Estas formaciones pueden funcionar como un disipador de CO₂ de alta capacidad con la incertidumbre a mediano plazo de si habrá disponibilidad para almacenar grandes volúmenes de CO₂, la integridad del sitio de almacenamiento y la responsabilidad del transporte y la inyección (Bachu, 2000).

En la búsqueda continua de optimizar la producción de hidrocarburos, la recuperación mejorada de petróleo (EOR) ha emergido como una estrategia crucial, particularmente en yacimientos no convencionales. En México, aproximadamente el 70% de la producción de petróleo proviene de campos maduros en donde la implementación de técnicas de EOR se vuelve imperativa para extender la vida útil de estos campos y aumentar su rentabilidad (Franco-Hernández, s. f.). Entre las técnicas de EOR, la inyección de dióxido de carbono (CO₂) ha ganado visibilidad, no solo por su efectividad en la recuperación de petróleo, sino también por su

potencial para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La EOR ofrece oportunidades de negocio importantes no solo para la industria petrolera sino para toda aquella que genere emisiones de CO_2 , ya que, de acuerdo con la Ley General de Cambio Climático, se establece el compromiso de México para reducir

las emisiones de CO_2 para lo cual se establecen lineamientos para regular el sistema de comercio de emisiones, que además brindará estímulos fiscales a aquellas personas que incentiven el cumplimiento de los objetivos de la política nacional sobre el cambio climático (LGCC, 2012).

Desarrollo

Recuperación mejorada de hidrocarburos mediante inyección de CO_2 (EOR- CO_2)

El petróleo es un recurso no renovable, por lo que, para incrementar el factor de recobro en yacimientos conocidos, se emplean nuevas técnicas que alteran sus propiedades. Es a partir de las técnicas de recuperación terciaria que se logra recuperar por encima del 60% del petróleo in situ y extender la vida útil del campo por unos años más (Lituma, 2021).

La recuperación terciaria consiste en el desplazamiento del petróleo remanente mediante la inyección de sustancias que no están en el yacimiento e interactúan con el sistema roca/fluido generando condiciones adecuadas para la recuperación de petróleo, es decir, se restaura la presión de la formación y se mejora la eficiencia del desplazamiento del petróleo (figura 1). Una de las sustancias que se pueden inyectar es el CO_2 , que al almacenarse durante y después del proceso en el yacimiento, ofrece beneficios ambientales al retirarlo de la atmósfera. Para realizar un proceso de inyección hay que considerar la geometría del yacimiento, litología, porosidad, permeabilidad, profundi-

dad del yacimiento y propiedades de la roca (Lituma, 2021).

Captura del CO_2

La primera etapa de la EOR es la captura del CO_2 emitido por grandes fuentes estacionarias, principalmente en centrales de refinamiento de gas natural e instalaciones de producción de amoníaco, para producir un flujo concentrado de dicho gas a alta presión en el que puede ser fácil transportarlo al lugar de inyección y almacenamiento (García, 2012; Metz *et al.*, 2005) (figura 2).

Si bien existen varias técnicas de captura de CO_2 , tres de ellas se consideran las principales:

1. Post- combustión (post-combustion): consiste en la separación del CO_2 después de la quema de combustibles fósiles y es un sistema ideal para aplicar en centrales termoeléctricas. Esta tecnología es el primer paso para la captura de CO_2 a gran escala, siendo económicamente viable en casos específicos. Normalmente estos sistemas utilizan un solvente líquido para capturar la pequeña fracción de CO_2 presente (entre un 3 % y 15 % de volumen) en los gases de combustión, cuyo compo-

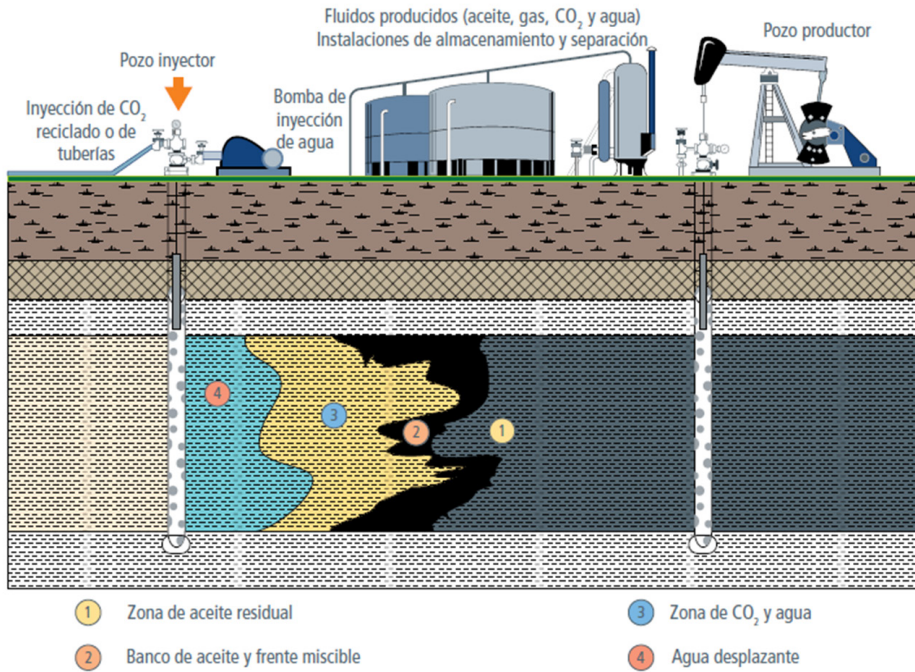


Figura 1. Esquema de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR) (CNH, 2012).

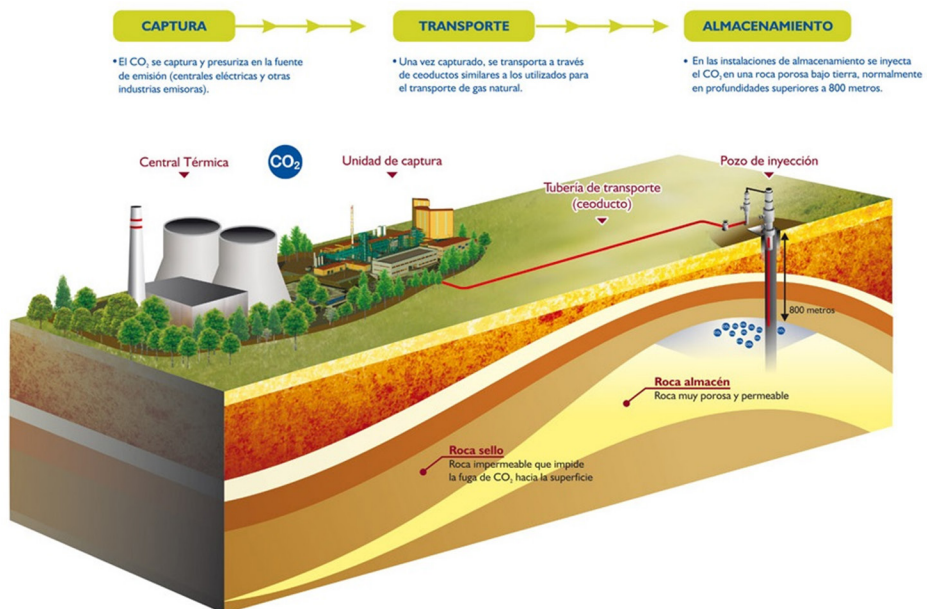


Figura 2. Captura, transporte, inyección y almacenamiento de CO₂. (Asociación Española de Comunicación Científica, n.d.).

nente principal es el nitrógeno (N). En una central eléctrica moderna de pulverización de carbón o ciclo combinado de gas natural; utilizan un solvente orgánico (monoetanolamina, MEA). A este proceso se le conoce como lavado, después la solución química resultante se calienta, con lo que la presión se reduce y libera el CO_2 concentrado (Santamarina, 2018; Metz *et al.*, 2005).

2. Precombustión (pre-combustion): consiste en retirar el CO_2 de los combustibles en un reactor antes de que se quemen, para ello se hace reaccionar un combustible con oxígeno o aire y/o vapor para obtener un “gas combustible” (syngas) compuesto principalmente de monóxido de carbono e hidrógeno. El monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor en un reactor catalítico, llamado convertidor de cambio, para producir CO_2 y más hidrógeno. Luego se separa el CO_2 , normalmente mediante absorción física o química, que da como resultado un combustible rico en hidrógeno (H_2) que puede utilizarse en muchas aplicaciones, como calderas, hornos, turbinas de gas, motores y pilas de combustible (Jansen *et al.*, 2015).

3. Oxidación (oxyfuel combustion): esta tecnología es una de las más prometedoras para capturar CO_2 de las centrales eléctricas convencionales, agregando en ellas una unidad de separación de aire (ASU) y una instalación de recirculación de gases de combustión. El oxígeno puro (pureza >95 %), procedente de la ASU a gran escala, se utiliza en sustitución del aire como oxidante. Para ajustar las características de temperatura y transferencia de calor en el horno, una gran parte de los

gases de combustión se recicla a la caldera/turbina de gas. Como resultado, los gases de combustión se componen de una alta concentración de CO_2 y vapor de agua. Las cenizas volantes y el agua de los gases de combustión se pueden eliminar en un eliminador de cenizas y en un condensador, respectivamente. Finalmente, la corriente de CO_2 concentrada se purifica y comprime mediante una unidad de procesamiento de CO_2 (CPU) para su transporte y almacenamiento (Huang *et al.*, 2018).

En México, aún se busca que la fuente de CO_2 se encuentre a corta distancia para disminuir los costos de transporte (Santamarina, 2018). El CO_2 es trasladado desde la planta de captura hacia el sitio de inyección y almacenamiento mediante ductos, embarcaciones y vehículos de gran carga (Carlotto, 2019; Bartolomé *et al.*, 2011).

Inyección de dióxido de carbono (CO_2)

El CO_2 se puede encontrar en diferentes estados; líquido, sólido y gaseoso esto depende de las condiciones de presión y temperatura. A condiciones estándar, el CO_2 es un gas incoloro, inodoro y en condiciones atmosféricas no es inflamable. El CO_2 es inyectado en los poros del yacimiento, utilizando grandes cantidades de CO_2 que desplazará los fluidos contenidos en el espacio poroso obteniendo una recuperación adicional de hidrocarburos y en consecuencia un retorno monetario derivado del costo de la captura y del almacenamiento de este (Lituma, 2021).

A continuación, se describen brevemente los métodos de inyección de acuerdo con Santamarina (2018):

1. Inyección continua: consiste en inyectar CO₂ de manera continua hasta que la relación gas producido - aceite sea tan alta que no resulte económicamente viable continuar con el proyecto.

2. Inyección de CO₂ alternada con agua (gas alternative water, GAW): utilizado para prevenir la formación de canalizaciones del CO₂. Consiste en inyectar pequeños baches de CO₂ (algún porcentaje del volumen poroso) en alternancia con baches de agua. Este procedimiento está controlado por tres parámetros: el tamaño del bache, la relación del volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches. El propósito de la inyección de agua es reducir la permeabilidad relativa al CO₂ y como consecuencia reducir su movilidad.

3. Inyección cíclica con CO₂ (huff and puff): generalmente se aplica a aceites pesados, aunque cada vez se desarrolla más en yacimientos de aceites ligeros y medianos. Se inyectan en el pozo algunos volúmenes de gas y enseguida se cierra. El proceso de esta fase es tratar de disolver el máximo volumen de CO₂ en el aceite para posteriormente producirlo por expansión a partir del CO₂ disuelto. El proceso se compone de las siguientes etapas: el periodo de inyección de gas (que puede llevar días o incluso semanas), el periodo de cierre del pozo (proceso que dura unos cuantos días) y la etapa de producción (ésta puede durar semanas o incluso meses).

4. Inyección vertical de CO₂ o de estabilización gravitacional (Gravity Stabilised Gas Injection, GSGI): esta se realiza en el alto estructural del yacimiento, donde puede encontrarse el casquete de gas, que

debido a su gran capacidad de expansión puede realizar un barrido casi uniforme a la zona de aceite residual, empujando el aceite y agua de esta zona a los pozos productores (Hatchell, 2017).

Desplazamiento del CO₂

A pesar de que el CO₂ no posee miscibilidad inicial con el petróleo, se consigue extraer componentes livianos e intermedios. Cuando la presión es suficiente el CO₂ puede desarrollar miscibilidad y así desplazar el crudo desde el yacimiento hacia los pozos productores (Espinosa, 2013).

A continuación, se describen los métodos más comunes:

1. Desplazamiento miscible o mezclable: es el más común, consiste en trasladar el petróleo del yacimiento mediante la inyección del CO₂. El gas y los hidrocarburos forman una sola fase en condiciones de miscibilidad. Como consecuencia de este desplazamiento el petróleo se expande; reduce la viscosidad del fluido, los efectos de tensión superficial entre petróleo y gas es eliminada y las fuerzas capilares no existen por lo tanto incrementa la movilidad del petróleo en el yacimiento (Gozalpour *et al.*, 2005; Lituma, 2021).

2. Desplazamiento inmisible: los proyectos que podrían beneficiarse con la inyección de CO₂ inmisible son los yacimientos con petróleo pesado o de baja presión, ya que los efectos en la reducción de la viscosidad y expansión del petróleo permiten aumentar el factor de recobro de petróleo. La función principal de este desplazamiento es levantar y mantener la presión del reservorio. Por lo tanto, es menos eficiente este desplazamiento que

el miscible debido al recobro del petróleo (Lituma, 2021) (figura 3).

Beneficios y problemáticas de la inyección de CO_2

Aunque la inyección de CO_2 como método de recuperación mejorado es una de las técnicas con mayor potencial en la recuperación de hidrocarburos a nivel mundial, presenta beneficios y problemas a considerar al plantear un proyecto (Galindo *et al.*, 2019).

Beneficios

Los beneficios según Mathiassen (2003) son: la gran diferencia entre la inyección de CO_2 y la inyección de otros gases, en donde la primera permite extraer componentes de los hidrocarburos mayores a C_{30} . Adicionalmente, la solubilidad del CO_2 en el petróleo hace que este se expanda más que con la in-

yección de CH_4 . Otras ventajas incluyen: la reducción de la viscosidad y mejoramiento de la movilidad, baja solubilidad en agua incrementa la densidad del crudo, baja presión mínima de miscibilidad (PMM) comparada con otros solventes, potencial para la recuperación de casi el 100% de hidrocarburos en condiciones miscibles, reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua logrando un desplazamiento más efectivo además de que mitiga el efecto invernadero.

Problemáticas

Las problemáticas de acuerdo con Mathiassen (2003) y Barkley (2009) son: la necesidad de separar el CO_2 del hidrocarburo, la repesurización del CO_2 para reciclarlo y el alto requerimiento de CO_2 por barril producido, así mismo otro de los principales problemas en la inyección de dióxido de car-

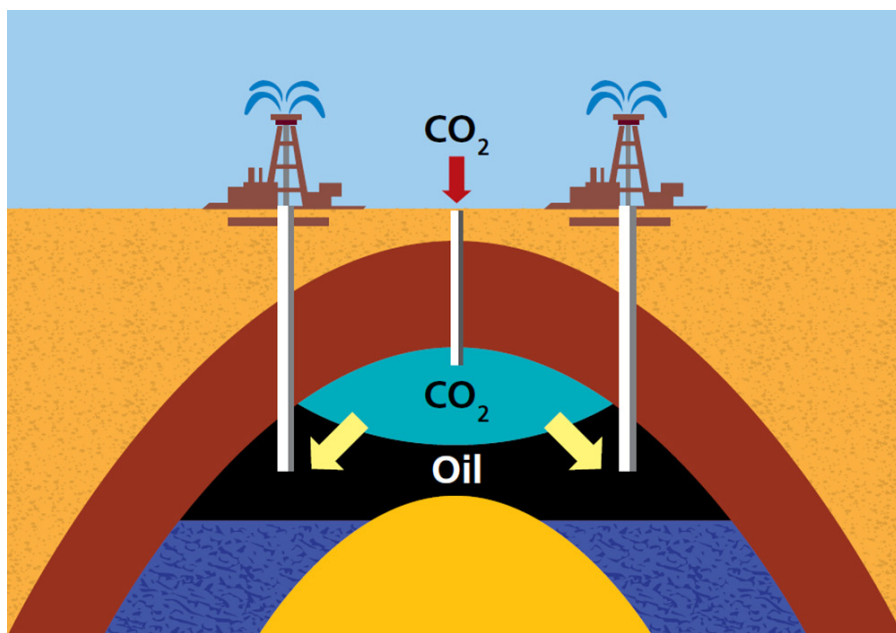


Figura 3. Inyección de CO_2 inmiscible. (Georgakaki *et al.*, 2005).

bono es la alta movilidad de este; ya que, la relativa baja densidad y viscosidad del CO₂ comparada con el petróleo del yacimiento, hace que se produzcan fenómenos de digitación viscosa. Algunas acciones que pueden llevarse a cabo para evitar estos efectos son:

1. Alternar la inyección con agua (WAG): la eficiencia de barrido volumétrico se puede mejorar significativamente implementando el proceso WAG. La movilidad del gas en el yacimiento se reducirá y se acercará a la movilidad del agua, pero es importante encontrar una relación óptima agua/ CO₂.
2. Cerrar los pozos productores para regular el flujo.

Condiciones geológicas para inyectar CO₂

Un requisito clave, indispensable para la toma de decisiones acerca de la planificación del almacenamiento geológico de CO₂ y la implementación segura de proyectos de

esta índole es la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂. Algunos países y organizaciones internacionales investigan el almacenamiento teórico y los métodos efectivos para determinar el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en diferentes yacimientos como el cálculo del mecanismo de disolución para acuíferos salinos profundos, el de balance de materiales para yacimientos de petróleo y gas, así como vetas de carbón y el método de cálculo integral que considera mecanismos de captura (figura 4). De acuerdo con estos métodos de cálculo existen escenarios que indican que el potencial de almacenamiento geológico global de CO₂ tiene una capacidad teórica de 6 a 42 billones de toneladas en tierra y de 2 a 3 billones de toneladas bajo el fondo del mar, siendo las formaciones salinas las que representan el mayor potencial de almacenamiento con un estimado del 98 % Debido a sus condiciones estructurales y



Figura 4. Potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en los principales países y regiones del mundo (diez mil millones de toneladas) (Qi et al., 2023).

a la base de exploración geológica detalladas con las que cuentan los yacimientos de petróleo y gas, estos se consideran sitios geológicos adecuados para el almacenamiento (Qi *et al.*, 2023). Las formaciones geológicas idóneas para inyectar CO₂ son todas aquellas rocas porosas y permeables que garanticen capacidad e inyectividad suficientes para los volúmenes de CO₂ que se desee inyectar y que estén confinadas por rocas de baja permeabilidad que favorezcan la retención del CO₂ en el subsuelo durante miles de años en el caso de almacenamiento.

Estas formaciones se encuentran mayormente en las cuencas sedimentarias y pueden ser: rocas permeables profundas con aguas salobres, yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento, lechos de carbón sin interés minero y rocas salinas (Ruiz *et al.*, 2007).

Tomando en consideración únicamente los yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento, se deben tomar las siguientes consideraciones:

1. **Selección del yacimiento:** se reúne la información existente para crear un portafolio con toda la información del yacimiento. La selección del método de EOR debe hacerse para cada campo tomando como guía los criterios establecidos según la experiencia en campo y el estudio de los mecanismos de ubicación del aceite, además de considerar el aspecto económico (Barrera, 2016).

En teoría cualquier yacimiento petrolero (carbonato o arenisca), podría ser adecuado si se puede alcanzar la PMM, que haya un volumen considerable de aceite residual y que la capacidad del CO₂ de entrar en contacto con el petróleo no se obstruya por la com-

plejidad geológica. Si un yacimiento ha tenido éxito al someterse a inyección de agua, generalmente también será exitosa la inyección de CO₂ (Santamarina, 2018).

2. **Criterios específicos para yacimientos de hidrocarburos:** de acuerdo con Kovsky (2002), para inyectar CO₂ en campos de petróleo maduros mediante operaciones EOR, es necesario considerar distintas características tanto del almacén como del petróleo. Son favorables grandes almacenes a una profundidad adecuada, con una elevada porosidad, buena permeabilidad y buen estado de confinamiento.

- **Profundidad:** los yacimientos de hidrocarburos se encuentran hasta profundidades de 7000 m, si bien la profundidad media es de 1500 m. Esto permite que el CO₂ se pueda almacenar en condiciones supercríticas optimizando su densidad de almacenamiento. Por otra parte, los campos suelen presentar una disminución en la presión con respecto a la inicial, lo cual favorece el almacenamiento de CO₂ (Ruiz *et al.*, 2007).
- **Porosidad:** los valores de porosidad de los yacimientos están en un rango comprendido entre un 11-30%, siendo preferibles aquellos yacimientos que poseen poros de tamaño similar y bien conectados entre sí ya que incrementa la viabilidad del almacenamiento (Holtz *et al.*, 1999).
- **Permeabilidad:** las altas permeabilidades permiten que grandes volúmenes de CO₂ puedan inyectarse a través de un mismo sondeo, moviéndose más rápido el CO₂ y, por tanto, reduciendo los costos. Las variaciones importantes en la permeabilidad, tanto horizontal como

vertical, pueden causar baja efectividad en operaciones EOR. Una buena roca almacén de CO₂ debería presentar una permeabilidad efectiva superior a 10 mD (Nelms *et al.*, 2004).

- De acuerdo con Holtz *et al.* (1999) la permeabilidad relativa del CO₂, también influye en relación con las otras fases fluidas presentes en el reservorio, ya que condiciona la inyectividad o facilidad con la que el CO₂ puede ser inyectado por unidad de espesor de formación.
- **Densidad y viscosidad.** Con las propiedades del petróleo, se debe tener en cuenta la densidad del petróleo porque esta afecta a la solubilidad del CO₂. Los crudos muy pesados o volátiles en operaciones de EOR, los crudos muy pesados o volátiles presentan pobre eficiencia de barrido, siendo las condiciones ideales para inyectar CO₂ los yacimientos de petróleo con densidad superior a 27 °API (Nelms, *et al.*, 2004).
- **Saturación residual del petróleo:** tiene importancia en operaciones EOR, porque a mayor saturación residual del petróleo se garantiza la rentabilidad del almacén, debido a la gran cantidad de petróleo en la zona, de no ser así se considera el reservorio para almacenamiento puro sin EOR (Ruiz *et al.*, 2007).

Criterios económicos

Para realizar un proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ es necesario considerar varios factores dentro del análisis económico de este. Existen sin embargo tres criterios económicos fundamentales en un proyecto de captura e inyección de CO₂ que se describen a continuación (Galindo *et al.*, 2019):

1. Costo por tonelada de CO₂: este factor resulta fundamental en la evaluación financiera de un proyecto, considerando que se requiere una gran cantidad de CO₂ para inyectarlo en un yacimiento de hidrocarburos. Según Compernelle *et al.* (2017), la compañía emisora de CO₂ puede recibir incentivos; por una parte, con las ganancias derivadas de la venta del CO₂ y por la otra, con la reducción de impuestos producto de la reducción en las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

2. Costo asociado al transporte de CO₂: depende de la capacidad anual requerida y la distancia de transporte (CATO2, 2013). indica que, el costo varía en función del tipo de transporte, si este se realiza vía marítima o por tuberías (figura 5); en el caso de las tuberías el costo es mayor cuando son submarinas o cuando cruzan zonas de gran densidad de población, montañas o ríos. Se considera en el costo, el precio del acero utilizado para la construcción de estas. En cuanto al transporte por vía marítima los costos dependerán de las características del barco, como el volumen de la cisterna; este tipo de transporte es más económico que por gasoducto para distancias superiores a los 100 km y para cantidades de CO₂ inferiores a unos cuantos millones de toneladas por año (Barretera., 2016).

3. Costo asociado al cambio en los equipos para manejo de CO₂: para convertir un campo desde producción primaria a una inyección de CO₂ se debe asumir que las plataformas se modifican para que puedan ser usadas con este fin. Para encontrar los costos asociados a la inyección de CO₂ para recobro mejorado se debe estimar el

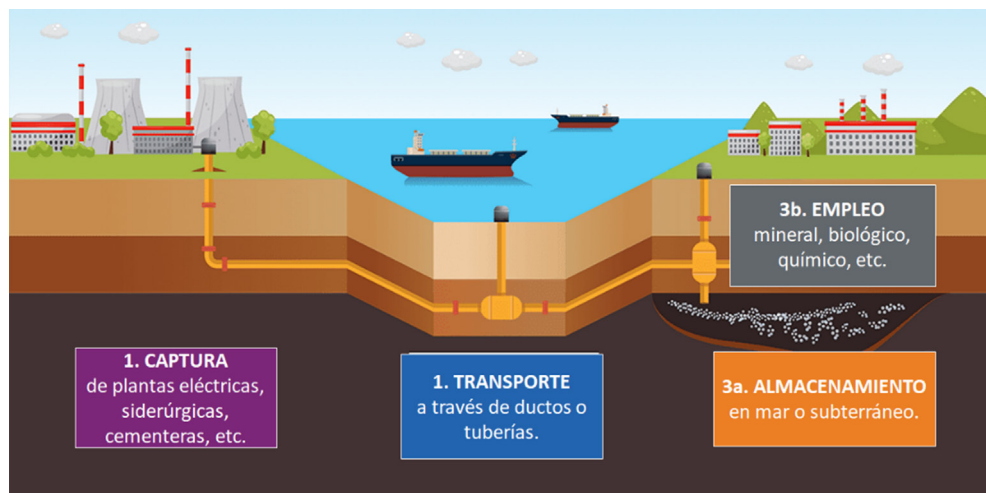


Figura 5. Diagrama esquemático del transporte de CO₂. Modificada de International Association of Oil & Gas Producers (2020).

costo de estas adecuaciones, que son: el número de pozos productores e inyectoras, así como los requerimientos para reciclar el CO₂ (Galindo *et al.*, 2019).

Para realizar la evaluación económica se asumirá lo siguiente:

- El costo asociado con las tecnologías de recolección y separación de CO₂ corren por cuenta de la o las compañías que emitan CO₂.
- Existirán una o más compañías que produzcan un suministro constante de CO₂.
- Las compañías que emiten el CO₂ a la atmósfera deberán asumir los costos de transporte de este desde las empresas donde se recolecta y separa.
- Las compañías que emiten CO₂ suministran la cantidad suficiente para el desarrollo de los proyectos.

Conclusiones

El almacenamiento geológico del CO₂ puede ser vital en la reducción de las emisiones de este gas a la atmósfera, pero, para que sea eficiente, deberá almacenarse el CO₂ capturado de manera permanente. Esta tecnología puede utilizarse para el almacenamiento de dióxido de carbono y también como una técnica para la recuperación mejorada de

aceite (EOR) debido a que existe un creciente interés por utilizar técnicas de recuperación terciaria que permitan maximizar la producción de petróleo remanente que con el uso de otras técnicas no se puede recuperar. La inyección de CO₂ ha mostrado porcentajes altos de recuperación de aceite. Aunque es viable en México, se deben completar varias

etapas antes de implementar la inyección de CO₂ a escala comercial, lo que permitiría obtener una mayor cantidad de hidrocarburos

de campos que ya no pueden producir por sí mismos.

Literatura citada

- Asociación Española de Comunicación Científica. (n.d.) Captura, transporte y almacenamiento de CO₂. <https://aecomunicacioncientifica.org/>. Retrieved May 15, 2024, from <https://aecomunicacioncientifica.org/wp-content/uploads/Foto1.jpg>
- 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)
- Barkley, A. (2009). Análisis de criterios de selección de métodos de recuperación mejorada. [Tesis]. Instituto Politécnico Nacional, 101.
- Barrera, B. (2016). Tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ para su uso en los procesos de recuperación mejorada de aceite. [Tesis]. Universidad Nacional Autónoma de México, 100, 113, 117-119.
- Bartolomé, C., Mora, P., Recalde, J. (2011). Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la industria del cemento. Agrupación de fabricantes de cemento en España, 1a edición, 44.
- Carlotto, V. (2019). Análisis multicriterio para la ubicación de los posibles proyectos de inyección geológica de CO₂ en el Perú. [Tesis]. Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), 12.
- CATO2. (2013). Impact of risks and uncertainties on investments in pipeline or ship CO₂ transport (pp. 1-31). CATO-2-WP2.2-D15 version 2013.01.20 - Prepared by Pieter van Breevoort, Joris Koornneef and Chris
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR- EOR.
- Compernelle, T., Welkenhuysen, K., Huisman, K., Piessens, K., Kort, P. (2017). Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions. *Energy Policy*, (101), 123-137.
- Consoli, C., Wildgust, N. (2017). Current status of global storage resources. *Energy Procedia*, 114, 4623-4628.
- Espinosa, E. (2013). Estudio de la factibilidad para la implementación del sistema de inyección de dióxido de carbono (CO₂), Huff and Puff, en campos maduros. [Tesis de pregrado]. Universidad Central del Ecuador
- Franco-Hernández, G. (s.f.). Campos Maduros en México [Diapositivas]. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/Pl_tica_6._Campos_Maduros_en_M_xico.pdf
- Galindo, M., Suanca, D. (2019). Evaluación técnica y financiera de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado en el segmento-e del campo Norne por medio de un modelo semi-analítico. [Trabajo integral de grado]. Fundación Universidad de América, 78-80, 186, 189-190, 205
- Georgakaki, A., Tzimas, E., Garcia-Cortes, C., & Peteves, S.D. (2005). Enhanced Oil Recovery Using Carbon Dioxide in the European Energy System. Institute for Energy and Transport.
- Gozalpour, F., Ren, S., Tohidi, B. (2005). CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoir. *Oil Gas Science and Technology*, (60) 3, 537-546.
- Hatchell, D. (2017). Gravity-Assited Immiscible CO₂ for Enhanced Oil Recovery and Storage. Department of energy resources engineering, 6-8. <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Hatchell2017.pdf>

- Huang, X., Guo, J., Liu, Z., & Zheng, C. (2018). Opportunities and challenges of oxy-fuel combustion. *oxy-fuel Combustion*, 1-12.
- IPCC (2021) Cambio climático 2021: la base de la ciencia física. Contribución del Grupo de Trabajo I al Sexto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, SL Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, MI Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, JBR Matthews, TK Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu y B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EE. UU., En prensa, <https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., van Dijk, E., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 167-187.
- Kovscek, A. (2002). Screening criteria for CO₂ storage in Oil Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, (20)7-8, 841-866.
- Ley General de Cambio Climático, [LGCC], Reformada, Diario Oficial de la Federación. H. Congreso de la Unión [DOF], 6 de junio de 2012, 10, 44.
- Lituma, A. (2021). Inyección de CO₂ como mecanismo de recuperación mejorada para el aumento de producción en un campo sintético. [Trabajo de investigación]. Universidad Estatal Península de Santa Elena, 1, 5-8, 22, 24-25.
- Mariño-Martínez, J. E., & Moreno-Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia—caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109-122.
- Mathiassen, O. (2003). CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery. [Tesis de maestría]. Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 17.
- Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L. (2005). IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, 24-25.
- Nelms, R., Burke, R. (2004). Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Assess North Dakota Carbon Dioxide Miscible Flooding Potential. 12th Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference.
- Qi, S., Zheng, B., Wang, Z., Zhao, H., Cui, Z., Huang, T., & Dong, P. (2023). Geological evaluation for the carbon dioxide geological utilization and storage (CGUS) site: A review. *Science China Earth Sciences*, 66(9), 1917-1936.
- Ruiz, C. (2007). Almacenamiento Geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos. Informe Técnico CIEMAT 1085, 5, 46-48.
- Santamarina, C. (2018). Recuperación mejorada de petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. Edición 94. Petroquímex, 49, 50, 52, 54, 56, 58. Consultado el 19 de octubre de 2021. <https://petroquimex.com/recuperacion-mejorada-de-petroleo-mediante-la-inyeccion-de-dioxido-de-carbono-antropogenico/>