



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Tecnología de captura y
almacenamiento de CO₂ para su uso en
los procesos de recuperación mejorada
de aceite**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Brenda Barrera Montero

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Edgar Antonio Meza Pérez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	i
ÍNDICE DE TABLAS	iv
NOMENCLATURAS	v
RESUMEN	vi
INTRODUCCIÓN	8
CAPÍTULO I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	11
1.2 Definiciones relacionadas a la captura.....	18
1.2.3 Combustión.....	18
1.3 Definiciones relacionadas al transporte.....	19
1.3.1 Cisterna.....	19
1.3.2 Gasoducto.....	19
1.4 Definiciones relacionadas al almacenamiento.....	19
1.4.1 Yacimiento.....	20
1.4.2 Trampa geológica.....	20
1.4.4 Falla.....	20
1.5 Definiciones de Recuperación Adicional.....	21
1.5.1 Mecanismo de empuje.....	22
1.5.2 Recuperación Primaria de aceite.....	26
1.5.3 Recuperación Secundaria de aceite.....	27
1.5.4 Recuperación Mejorada de aceite (EOR).....	28
1.5.5 Recuperación Integral de aceite (IOR).....	31
CAPÍTULO II SITUACIÓN ACTUAL	32
2.1 Situación actual de la tecnología de captura y almacenamiento de CO ₂	32
2.1.1 En el mundo.....	32
2.1.2 En México.....	40
2.2 Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de CO ₂	48
2.2.1 Recuperación Mejorada en el mundo.....	48
2.2.2 En México.....	49
2.3 Emisiones de CO ₂ en el medio ambiente.....	51
2.3.1 Emisiones de CO ₂ en el mundo.....	53

CAPÍTULO III PROCEDIMIENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ Y LA INYECCIÓN DE CO₂	321
3.1 Fuentes de emisión de CO ₂	60
3.1.1 Características	61
3.2 Tecnología de captura y almacenamiento de CO ₂ (CCS, por sus siglas en inglés)	62
3.2.1 Captura de CO ₂	63
3.2.2 Transporte de CO ₂	71
3.2.3 Almacenamiento de CO ₂	77
3.2.4 Monitoreo	87
3.3 Variaciones del uso del CO ₂	89
3.4 Inyección de CO ₂	91
3.4.1 Tipos de inyección	92
3.5 Diseño e Implementación de la inyección de CO ₂	98
3.5.1 Análisis de la información	99
3.5.2 Criterios de Selección	100
3.5.3 Estudios de laboratorio	101
3.5.4 Selección del proceso	103
3.5.5 Diseño de la prueba piloto y del proceso	104
3.5.6 Ingeniería, procura y construcción	105
3.5.7 Ejecución, monitoreo y evaluación	105
3.5.8 Masificación del proceso	105
CAPÍTULO IV FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA	106
4.1 Relación CCS-EOR	106
4.2 Ventajas y desventajas de la captura y almacenamiento de CO ₂	108
4.3 Importancia de la Tecnología CCS	111
4.3.1 En el mundo	111
4.3.2 En México	112
4.4 Análisis Económico	113
4.4.1 Costos de captura	115
4.4.2 Costos de transporte	117
4.4.3 Costos de almacenamiento	118
CONCLUSIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de fases del CO ₂	15
Figura 1.2 Procesos de recuperación adicional.....	22
Figura 1.3 Influencia de los mecanismos de empuje.....	23
Figura 1.4 Expansión roca-fluido.....	24
Figura 1.5 Expansión de gas disuelto.....	24
Figura 1.6 Expansión de casquete de gas.....	25
Figura 1.7 Expansión de acuífero asociado.....	26
Figura 1.8 Segregación gravitacional.....	26
Figura 2.1 Campo Sleipner del Mar del Norte.....	34
Figura 2.2 Infraestructura del campo Sleipner.....	35
Figura 2.3 Ubicación del campo Weyburn.....	36
Figura 2.4 Ubicación del campo In Salah Argelia.....	37
Figura 2.5 Ubicación del campo Snohvit Noruega.....	38
Figura 2.6 Proyectos a gran escala en construcción.....	39
Figura 2.7 Estructura de la producción primaria.....	41
Figura 2.8 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de incubación.....	44
Figura 2.9 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de política pública.....	45

Figura 2.10 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de planeación.....	46
Figura 2.11 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de EOR piloto y demostrativo.....	47
Figura 2.12 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de escala comercial.....	48
Figura 2.13 División de los GEI antropogénicos globales.....	53
Figura 2.14 Emisiones de CO ₂ de la quema de combustibles fósiles.....	54
Figura 2.15 Principales países emisores de CO ₂ comprometidos a reducirlas.....	57
Figura 2.16 Atlas de emisiones de CO ₂ en el territorio mexicano.....	60
Figura 3.1 Sistema de pre-combustión.....	66
Figura 3.2 Esquema de la captura de CO ₂ por pre-combustión.....	67
Figura 3.3 Sistema de post-combustión.....	68
Figura 3.4 Esquema de la captura de CO ₂ por post-combustión.....	69
Figura 3.5 Sistema de oxi-combustión.....	70
Figura 3.6 Esquema de la captura de CO ₂ por oxi-combustión.....	71
Figura 3.7 Instalación de tuberías para el transporte de CO ₂	73
Figura 3.8 Transporte de CO ₂ por barco.....	75
Figura 3.9 Esquema de los métodos de transporte de CO ₂	77
Figura 3.10 Tipos de almacenamiento de CO ₂	80
Figura 3.11 Almacenamiento geológico.....	81
Figura 3.12 Almacenamiento de CO ₂ por EOR.....	83

Figura 3.13 Entrampamiento estructural y estratigráfico.....	85
Figura 3.14 Entrampamiento residual.....	86
Figura 3.15 Entrampamiento mineral.....	87
Figura 3.16 Entrampamiento hidrodinámico.....	88
Figura 3.17 Inyección de CO ₂	93
Figura 3.18 Dispositivo de la burbuja ascendente.....	97
Figura 3.19 Esquema del slim tube.....	97
Figura 3.20 Ejemplos de diagramas ternarios.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 <i>Métodos de recuperación mejorada</i>	29
Tabla 2.1 <i>Emisiones de CO₂ en México</i>	58
Tabla 3.1 <i>Etapas de la tecnología CCS</i>	63
Tabla 3.2 <i>Mecanismos de entrapamiento de CO₂</i>	84
Tabla 3.3 <i>Diseño e implementación de la inyección de CO₂</i>	99
Tabla 3.4 <i>Criterios de escrutinio</i>	101
Tabla 4.1 <i>Ventajas y desventajas de la tecnología CCS</i>	109
Tabla 4.2 <i>Costos de captura del CO₂, green facts (2012)</i>	116
Tabla 4.3 <i>Costos de transporte, green facts (2012)</i>	117
Tabla 4.4 <i>Costos de almacenamiento, green facts (2012)</i>	118

NOMENCLATURAS

mmmpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mmpc	Millones de pies cúbicos
mmbls	Millones de barriles
mbls	Miles de barriles
ppm	Partes por millón
GtCO₂	Giga toneladas de CO ₂
MtCO₂	Mega toneladas de CO ₂
tCO₂	Toneladas de CO ₂
MPa	Mega Pascales
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
USD	Dólares
USD/t CO₂	Dólares por tonelada de CO ₂
Cp	Centipoise
Ft	Pies
md	Milidarcys

RESUMEN

Este trabajo se enfoca en la recopilación, análisis y síntesis de información sobre la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés), para su aplicación al sector petrolero en la recuperación mejorada de aceite. La tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ ha demostrado dar resultados muy favorables que incrementan la recuperación de aceite y también representan una muy buena opción para mitigar las concentraciones de gases de efecto invernadero que causan el cambio climático y la propuesta es reutilizar el CO₂ que está dañando la atmosfera, esto mediante métodos de recuperación mejorada o bien para almacenarlo de una manera segura. El presente trabajo se encuentra estructurado por cuatro capítulos en los cuales se puede encontrar toda la información referente a dicha tecnología.

En el capítulo 1 se dan la definiciones básicas para poder mejorar nuestro panorama sobre los temas que se quieren abarcar y de esta manera entender la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, como se realiza la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de aceite.

El capítulo 2 describe cual es la situación actual en México y en el mundo de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, es decir, en donde se ha aplicado, los resultados que ha dado, la disposición que se cuenta para aplicarla en México, etc. Se trata sobre la recuperación mejorada en México y en el mundo y qué papel juega la inyección de CO₂ a nivel mundial, debido a que es muy elemental tener una idea general sobre la situación actual en cuanto a este proceso.

Las emisiones de CO₂ a nivel mundial y en México también es un tema que se aborda en este capítulo, resaltando el considerable incremento que se ha ido teniendo en las últimas cinco décadas.

El capítulo 3 describe los procesos que se llevan a cabo en la aplicación de la tecnología de captura y almacenamiento, considerando los diferentes tipos de fuentes de emisión de CO₂ que hay, los tipos de captura existentes, los tipos de almacenamiento, sus características, etc., hasta los procesos involucrados en la inyección de CO₂.

En el capítulo 4 se describe la factibilidad del uso de la tecnología de captura, almacenamiento e inyección de CO₂. Un análisis económico permite conocer las ventajas y desventajas de la aplicación de dicha tecnología así como su importancia a nivel mundial. Mediante la consideración de este capítulo se puede interpretar cual puede ser el alcance máximo al aplicar esta tecnología.

Finalmente, se presentan las conclusiones sobre la factibilidad del uso de la tecnología CCS aplicada en la inyección de dióxido de carbono y las recomendaciones para poder llevar a cabo este tipo de proyectos en México.

INTRODUCCIÓN

Día con día las emisiones de gases de efecto invernadero van en aumento provocando que la superficie de la tierra se caliente a un ritmo muy acelerado que preocupa a numerosos científicos y climatólogos. Debido a esto, el tema es ampliamente discutido y de gran importancia en los ámbitos ecológicos e industriales por sus implicaciones en la modificación del medio ambiente. El CO₂ es el gas que tiene mayor impacto en el efecto invernadero, lo podemos encontrar de forma natural en la atmósfera, sin embargo la actividad humana ha causado que este gas se emita en grandes cantidades a la atmósfera y afecte seriamente al medio ambiente y la calidad de vida de las personas. Es importante señalar que, en condiciones naturales, el efecto invernadero es un fenómeno gracias al cual es factible la vida, ya que permite que la temperatura sea 15°C en promedio en la superficie del planeta, superior a lo que sería si el calor que provee el sol se reflejara totalmente, dando como resultado un planeta helado y sin vida. Se estima que sin el CO₂ y el vapor de agua en la atmósfera, la temperatura promedio en la superficie de la Tierra sería de -18°C ya que estos gases absorben parte de la radiación infrarroja que va de regreso al espacio después de rebotar en la superficie terrestre

Este gran crecimiento en las emisiones de dicho gas fue muy notorio a partir de la revolución industrial debido a que el hombre comenzó a inventar nuevos medios de transporte, máquinas para usos industriales, etc. El uso de combustibles fósiles en plantas eléctricas para la generación de energía, libera grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera contribuyendo de esta manera al cambio climático, así mismo durante la producción de gas natural, los procesos industriales, las refinerías o la producción de hierro y acero se emiten volúmenes muy grandes de dióxido de carbono.

Para resolver este tipo de problemas ambientales se han realizado encuentros internacionales donde se busca llegar a acuerdos para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, pues estos tienen efecto a nivel mundial. A pesar de la necesidad que se tiene por la reducción de estas emisiones, es muy complicado llegar a acuerdos, pues no todos los países están de acuerdo en reducir sus emisiones ya que significaría disminuir el uso de combustibles fósiles (puesto que es uno de los sectores del cual provienen más emisiones de CO₂). Por este motivo algunos países han optado por el uso de nuevas tecnologías que les ayuden a disminuir las emisiones de dicho gas, sin la necesidad de disminuir el uso de combustibles fósiles.

La captura y almacenamiento de CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés) es una tecnología surgida en los últimos años que ha recibido gran impulso como una opción para mitigar el cambio climático y la cual consiste en capturar el dióxido de carbono de plantas industriales o de fuentes emisoras de este gas para posteriormente se almacene geológicamente de una manera segura o bien se puede re-utilizar el CO₂ para su uso en la recuperación mejorada de aceite. Esta tecnología cumple con dos aspectos fundamentales de suma importancia para el bienestar humano, los cuales son: La regulación de gases de efecto invernadero y la re utilización (en algunos casos) de estos gases; de esta manera ayudamos a dar una mejor calidad de vida a los seres vivos y se pueden seguir utilizando los combustibles fósiles, pues casi todas las naciones requieren el uso de estos para satisfacer la demanda de la sociedad de más servicios y comodidades.

En México esta tecnología es una opción muy atractiva y se puede tener una contribución importante pues los combustibles fósiles son la base del desarrollo de la industria y la economía. Además de ser una tecnología con muy buenos resultados, al combinar esta tecnología con métodos de recuperación mejorada, como lo es la inyección de CO₂, los resultados y la factibilidad de este proyecto serían muy buenos.

El objetivo de este trabajo es dar a conocer la importancia de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ para su aplicación en México enfocado a la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), contribuyendo así mismo a la reducción de CO₂ de la atmósfera.

CAPÍTULO I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

La industria petrolera es uno de los sectores que produce cantidades importantes de CO₂, por lo tanto es necesario hacer algo para evitar que se contamine cada vez más nuestro planeta, hay que buscar nuevas tecnologías que se acoplen a nuestra demanda energética, ya que cada vez, la demanda por los combustibles fósiles ha incrementado más y más, y pasa que al igual que la demanda se incrementa, las emisiones de CO₂ se incrementan también y estamos afectando severamente a la atmosfera, ¿Qué será del planeta en unos cuantos años más? ¿Qué vida les tocara a las nuevas generaciones? Es por eso que la Captura y Almacenamiento de CO₂ ha sido una tecnología muy tentadora y llamativa para muchos países ya que lo que nos ofrece es, como su nombre lo dice, capturar el CO₂ para después re-utilizarlo o bien almacenarlo de manera segura, evitando que siga contaminando sin la necesidad de reducir el uso de combustibles fósiles y que las plantas generadoras de energéticos contaminen menos, capturando el CO₂ desde antes de que sea liberado al medio ambiente.

A continuación se presentan las definiciones y conceptos básicos que se deben de conocer para tener una visión más amplia de lo que es la Captura y Almacenamiento de CO₂.

1.1 Definiciones Ambientales

El medio ambiente es el conjunto de componentes físicos, químicos, biológicos, sociales, económicos y culturales capaces de ocasionar efectos directos e indirectos, en un plazo, ya sea corto o largo, sobre los seres vivos. Es por eso que toda situación o actividad que pase a nuestro alrededor nos afecta, y más en el sector petrolero que es una de las industrias que más contaminan y esto hace que se vea afectado seriamente nuestro entorno.

1.1.1 Cambio Climático

Es definido como un cambio estable y durable en la distribución de los patrones del clima en periodos de tiempo que van desde décadas hasta millones de años. Pudiera ser un cambio en las condiciones climáticas promedio o la distribución de eventos en torno a ese promedio (por ejemplo: eventos climáticos extremos). El cambio climático puede estar limitado a una región específica o abarcar toda la superficie terrestre.

1.1.2 Efecto Invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno por el cual los gases que se encuentran en la atmósfera retienen el calor emitido por la Tierra. Este calor proviene de la radiación solar natural, pero cuando rebota sobre la superficie terrestre queda atrapado por la barrera de los gases. Al quedarse estos gases entre suelo y atmósfera, sin poder quedar liberarse al espacio, el efecto producido a escala planetaria es muy similar al de un invernadero.

1.1.3 Gases de Efecto Invernadero

Se le denominan gases de efecto invernadero (GEI) a los gases cuya presencia en la atmósfera contribuyen al efecto invernadero. Los más importantes están presentes en la atmósfera de manera natural, aunque su concentración puede verse modificada por la actividad humana, pero también entran en este concepto algunos gases artificiales, resultado de los procesos industriales.

Los gases implicados son los siguientes:

- **Vapor de agua.-** Es un gas que se obtiene por evaporación o ebullición del agua líquida o por sublimación del hielo. Es inodoro e incoloro.
- **Dióxido de carbono (CO₂).**- Es un gas cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono.
- **Metano.-** Es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH₄. Es una sustancia que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida. En la naturaleza se genera como producto final de la putrefacción anaeróbica de las plantas.
- **Óxidos de Nitrógeno (NO_x).**- se aplica a varios compuestos químicos gaseosos formados por la combinación de oxígeno y nitrógeno. El proceso de formación más habitual de estos compuestos inorgánicos es la combustión a altas temperaturas.
- **Ozono (O₃).**- Es una sustancia cuya molécula está compuesta por tres átomos de oxígeno.
- **Clorofluorocarbonos (CFC).**- Es cada uno de los derivados de los hidrocarburos saturados obtenidos mediante la sustitución de átomos de hidrógeno por átomos de flúor y/o cloro principalmente. Han sido muy usados como gases refrigerantes, agentes extintores, etc.

1.1.4 Emisiones

Son todos los fluidos gaseosos, puros o con sustancias en suspensión; así como toda forma de energía radioactiva, electromagnética o sonora, que emanen como residuos o productos de la actividad humana o natural.

- **Emisiones de CO₂**- Son las que provienen de la quema de combustibles fósiles, la fabricación del cemento, de acero, etc. Incluyen el dióxido de carbono producido durante el consumo de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y de la quema de gas.

1.1.5 CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas incoloro, inoloro y vital para la vida en la tierra. Es encontrado en la naturaleza, sin embargo, es el gas de efecto invernadero que más contribuye al calentamiento global del planeta. En los dos últimos siglos, su concentración atmosférica ha aumentado de forma considerable, principalmente a causa de actividades humanas como la quema de combustibles fósiles.

Propiedades del CO₂

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. A temperaturas y presiones por debajo de su punto crítico (31.1°C y 73.87 Kg/cm²), el CO₂ está en forma de gas o de líquido. A temperaturas superiores a las del punto crítico, el CO₂ se encuentra en estado supercrítico (*Figura 1.1*), estado en el que todavía se comporta como un gas en cuanto a que tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad como la de un líquido, que aumenta en función de la presión y temperatura, desde 200 hasta 900 Kg/m³.

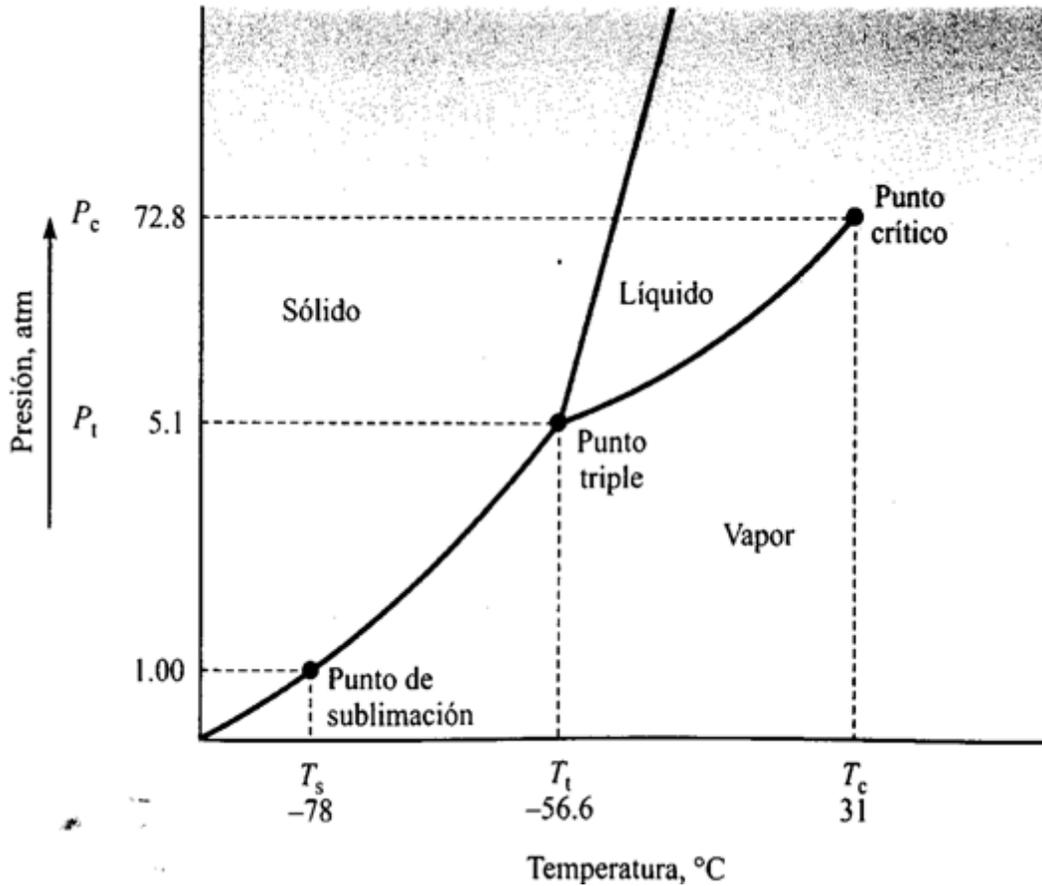


Figura 1.1 Diagrama de fases del CO₂, (www.iaea.org 2007).

1.1.6 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático es un tratado internacional realizado en Río de Janeiro en 1992 para hacer frente al creciente problema del calentamiento global y los cambios negativos que tiene en el clima, tales como la mayor frecuencia de las sequías, tormentas y huracanes, la fusión del hielo, el aumento del nivel del mar, las inundaciones, los incendios forestales, etc.

Esta convención tiene como principal objetivo estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, a niveles que no produzcan cambios peligrosos para el sistema climático.

Ese nivel debe cumplirse en un plazo suficiente tal que permita a los ecosistemas adaptarse paulatinamente al cambio climático, asegurando que la producción de alimentos no se vea disminuida y permitir que el desarrollo económico continúe sosteniblemente.

En el ámbito de la toma de decisiones tiene como máxima autoridad con capacidad de decisión a la Conferencia de las Partes (COP por sus siglas en inglés) manteniendo así los esfuerzos de todas las naciones para combatir y resolver los problemas del cambio climático. Analizando la aplicación de la convención, los compromisos de las partes, descubrimientos científicos y experiencias obtenidas a lo largo de cada año en diversas naciones, para finalmente poder llevar a cabo una evaluación detallada sobre los efectos obtenidos tras ciertas decisiones y progresos alcanzados al final de cierto tiempo de la aplicación de diversas acciones o actividades llevadas a cabo para la disminución de este tipo de problemas.

1.1.7 Protocolo de Kioto sobre el cambio climático

Es un acuerdo internacional a favor del medio ambiente asumido en 1997 en el ámbito de las Naciones Unidas y firmado por las principales economías mundiales. Una de las principales razones por las cuales fue propuesto este protocolo es debido a que el segundo informe de evaluación climática concluía diciendo que el clima estaba siendo afectado a causa de los gases de efecto invernadero, contemplando primordialmente el dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre. Su planteamiento inicial era

realizar acciones más complejas y que fueran eficaces para reducir de manera contundente la presencia de estos gases de efecto invernadero.

Aunque la situación y el planteamiento dieron resultado en el año 2005, cuando por fin entro en vigor el Protocolo de Kioto, en este mismo año se realizaron las primeras acciones llevando por nombre “primer período de compromiso del protocolo de Kioto” y que de manera general menciona que la emisiones de gases de efecto invernadero para los países industrializados deberían de mantenerse un 5% por debajo de las emisiones de los mismos gases pero del año 1990, esto cumpliéndose en un periodo de 4 años desde el 2008 y hasta el 2012.

Teniendo en cuenta la importancia de mantener las emisiones de los gases de efecto invernadero por debajo de niveles demasiado agresivos para las personas, por lo cual se tomaron las medidas necesarias y se empezaron nuevas negociaciones sobre las próximas acciones que se realizarían para poder mantener una estabilidad climática, esto considerando un periodo más largo y su implementación de la manera más rápida tras terminar el primer período de compromiso, así pues, a estas acciones se les consideraron como “segundo periodo de compromiso” cuyas acciones o enmiendas necesarias estarían vigentes desde el año 2013 y hasta el 2020, incluyendo en estos aspectos una lista más detallada sobre los gases de efecto invernadero y una actualización sobre las pasadas acciones tomadas durante el primer periodo de compromiso y así llevar de la manera más estable la situación contra los gases efecto invernadero

El Protocolo representa un importante paso hacia adelante en la lucha contra el calentamiento del planeta, ya que contiene objetivos obligatorios y cuantificados de limitación y reducción de gases de efecto invernadero. Para llevar a cabo la reducción de emisiones según el protocolo, se tomaron como base las emisiones generadas en el año 1990, de forma, que los países que acatan el protocolo deberán reducir sus emisiones en un 8%.

1.2 Definiciones relacionadas a la captura

El CO₂ ha ido en aumento en estos últimos años por lo que se requiere de soluciones y tecnologías para reducir estas emisiones. La captura de CO₂ nos brinda la oportunidad de reducir las emisiones a la atmósfera y así mitigar los problemas relacionados. Para entender en que consiste la captura, a continuación se presentan algunas definiciones importantes a tener en cuenta.

1.2.1 Captura

Proveniente del latín *captura*, que significa aprehender, apoderarse de alguien o algo. En este caso el CO₂ es separado de otros gases los cuales son producidos en grandes instalaciones de procesos industriales tales como carbón, plantas de energía de gas natural, fábricas de acero y plantas de cemento. Una vez separado el CO₂ es capturado para después hacer uso de él o bien almacenarlo. En el Capítulo III se detalla el proceso de captura.

1.2.3 Combustión

Se refiere a las reacciones químicas exotérmicas que se establecen entre cualquier compuesto y el oxígeno. Es decir, en toda combustión existe un elemento que arde (combustible) y otro que produce la combustión (comburente), generalmente el oxígeno.

1.3 Definiciones relacionadas al transporte

El transporte es fundamental en la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ ya que de igual manera se debe de contar con el medio que se requiere para el transporte ya sean tuberías, pipas, etc. Para que de esta manera sea llevado a un lugar seguro.

Una vez separado, el CO₂ es comprimido y transportado, usualmente mediante tuberías, y llevado a un lugar de almacenamiento o bien a donde se vaya a utilizar. A continuación se definen algunos de los dispositivos comúnmente usados.

1.3.1 Cisterna

Es un depósito o receptáculos usados para contener líquidos. Su capacidad va desde unos litros a miles de metros cúbicos.

1.3.2 Gasoducto

Es una conducción de tuberías que sirven para transportar gases combustibles a gran escala. Es muy importante su función en la actividad económica actual.

1.4 Definiciones relacionadas al almacenamiento

De acuerdo a la Real Academia Española, almacén es una palabra de origen árabe. Viene de "*al-majzan*" que significa el depósito, por lo que la palabra almacenar que significa poner o guardar en almacén, reunir, guardar o registrar en cantidad algo. Existen diferentes tipos de almacenamiento, el principal es el almacenamiento geológico en donde el CO₂ es guardado o bien

inyectado dentro de las formaciones rocosas del subsuelo, frecuentemente a profundidades de uno a 6 kilómetros.

1.4.1 Yacimiento

Porción de una trampa geológica de roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

1.4.2 Trampa geológica

Es una configuración de rocas con características adecuadas para contener fluidos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los fluidos no pueden migrar, es un componente esencial de un sistema petrolero.

Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues, fallas e intrusiones salinas) o trampas por variación de permeabilidad (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acuíferos y arrecifes).

1.4.4 Falla

Son fracturas en las rocas a lo largo de la cual ha tenido lugar un movimiento por desplazamiento. El origen de estos movimientos son esfuerzos tectónicos en la Corteza Terrestre, que provocan fracturas en la misma. Las fallas pueden ser activas o inactivas, las activas con el paso del tiempo se siguen moviendo con altas posibilidades de generar un sismo y las inactivas en algún momento tuvieron movimiento, pero finalmente han llegado al fin del mismo y las secciones de corteza terrestre que forman la falla se encuentran inmóviles.

1.5 Definiciones de Recuperación Adicional

La etapa de producción es aquella que se lleva a cabo una vez que se ha terminado el proceso de perforación del pozo. La energía del yacimiento necesaria para que los hidrocarburos sean expulsados desde el yacimiento hacia el pozo productor se manifiesta como distintos mecanismos de empuje presentes en el yacimiento. Antes de iniciar la explotación, los fluidos se encuentran confinados en altas presiones y temperaturas. Cuando se perfora un pozo, se crea una diferencia de presiones que permite la expansión del sistema roca-fluidos lo cual empuja a los hidrocarburos hacia la superficie. A medida que la producción continúa el yacimiento va perdiendo energía, hasta que llega el momento en que se requieren inversiones económicas adicionales para mantener su producción a través de nuevos mecanismos. Los proyectos posibles incluyen la implantación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, el uso de sistemas artificiales de producción y la optimización de las instalaciones superficiales de producción, esto con el fin de tener un factor de recuperación mejor y una rentabilidad económica adecuada. En la *Figura 1.2* podemos observar cómo es que se han dividido los procesos de recuperación adicional.

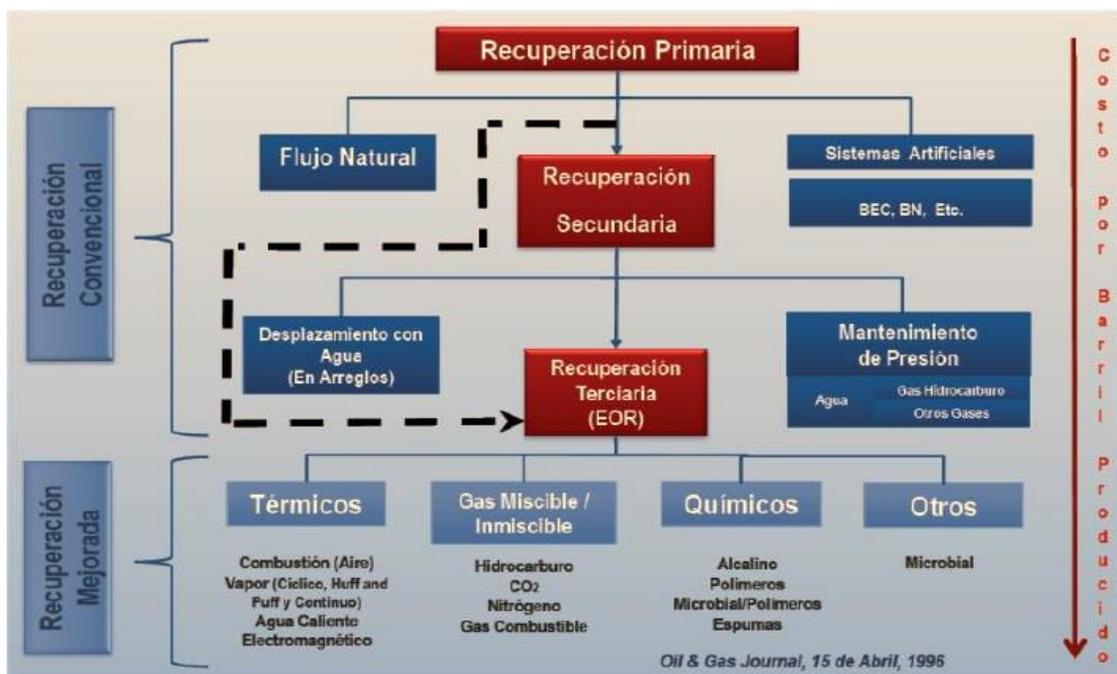


Figura 1.2 Procesos de recuperación adicional, (Oil & Gas Journal, 1996)

1.5.1 Mecanismo de empuje

La recuperación de aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento, es decir se usa la energía natural del yacimiento. El gradiente de presión obliga al hidrocarburo a fluir hacia los pozos. El hidrocarburo es expulsado mediante mecanismos de empuje, los cuales son:

- Expansión del sistema roca-fluido.
- Expansión del gas disuelto liberado
- Expansión del casquete de gas
- Expansión del acuífero asociado
- Segregación Gravitacional

La *Figura 1.3* nos muestra la influencia de los mecanismos de empuje en la presión del yacimiento y en la eficiencia de recuperación de aceite.

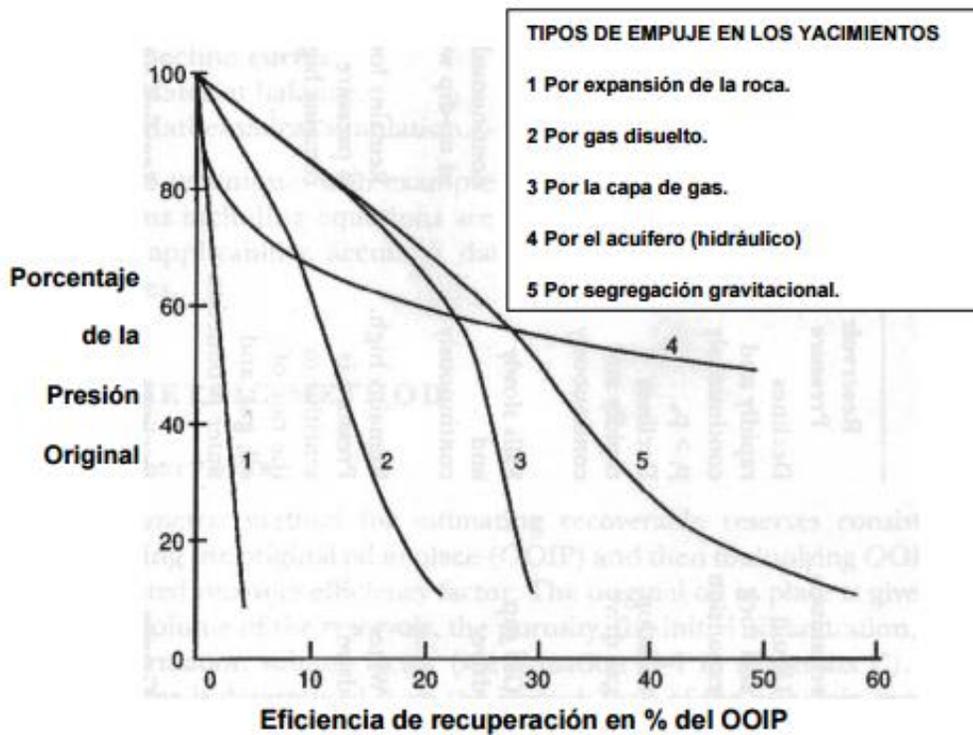


Figura 1.3 Influencia de los mecanismos de empuje, (Documento técnico 1 CNH, 2010)

Expansión del sistema roca-fluido

La expansión de los granos de la roca resultado de la declinación de la presión del fluido dentro de los poros, tiende a reducir la porosidad. El fluido (el aceite), también se expande, por lo tanto con la expansión de la roca y el fluido, el aceite y agua son forzados a salir de los poros hacia los pozos productores. En la Figura 1.4 se puede observar este mecanismo de empuje.

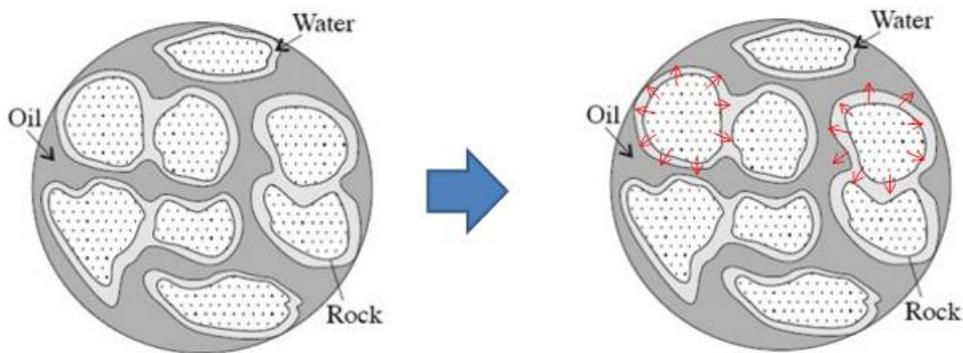


Figura 1.4 Expansión roca-fluido, (Fundamentos de Ingeniería de yacimientos, 2013)

Expansión del gas disuelto liberado

En este tipo de empuje en el yacimiento, la principal fuente de energía, es el resultado de la liberación de gas del crudo y su expansión a medida que la presión declina. A medida que la presión cae por debajo de la presión de burbuja, el gas es liberado dentro de los poros. Estas burbujas se expanden y causa que el aceite y agua comiencen a salir de los poros (Figura 1.5).

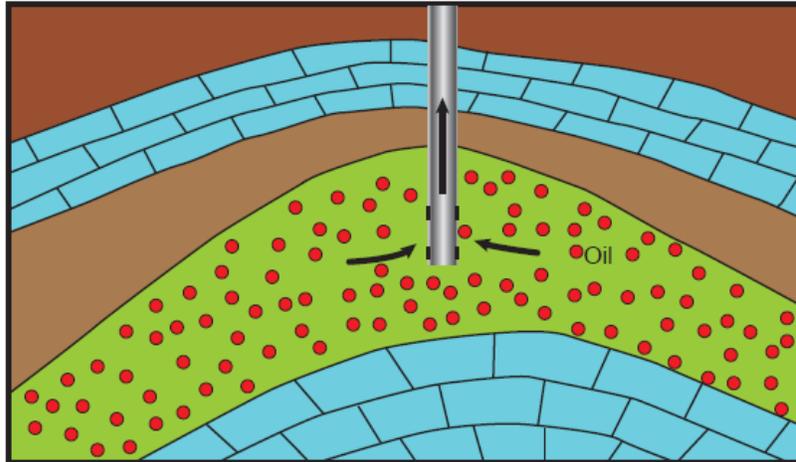


Figura 1.5 Expansión del gas disuelto liberado, (Apuntes de recuperación mejorada, 2014)

Expansión del casquete de gas

La principal fuente de energía en este mecanismo es la expansión de la capa de gas existente en la cima del yacimiento, sin embargo, a medida que la presión disminuye, la presión del yacimiento también declina lentamente (Figura 1.6).

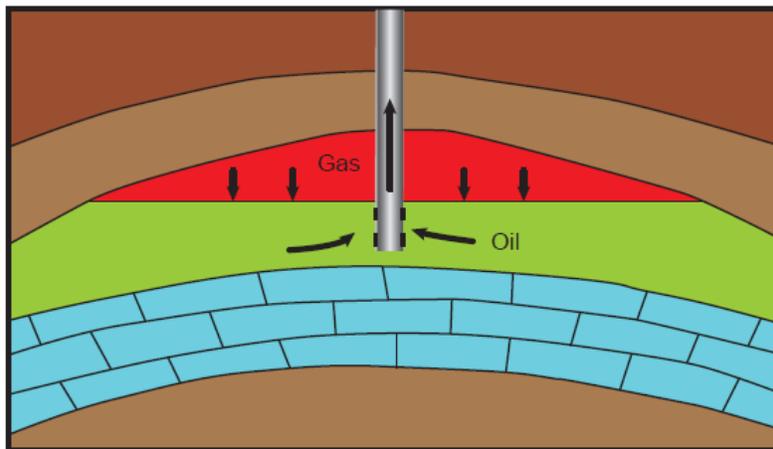


Figura 1.6 Expansión del casquete de gas, (Apuntes de recuperación mejorada, 2014)

Expansión del acuífero asociado

La energía en el yacimiento es proporcionada por la compresibilidad del acuífero en contacto con el hidrocarburo. A medida que el aceite es producido, el acuífero se expande, soportando la caída de presión (Figura 1.7). Este mecanismo de empuje, bien administrado, puede incrementar considerablemente el factor de recuperación.

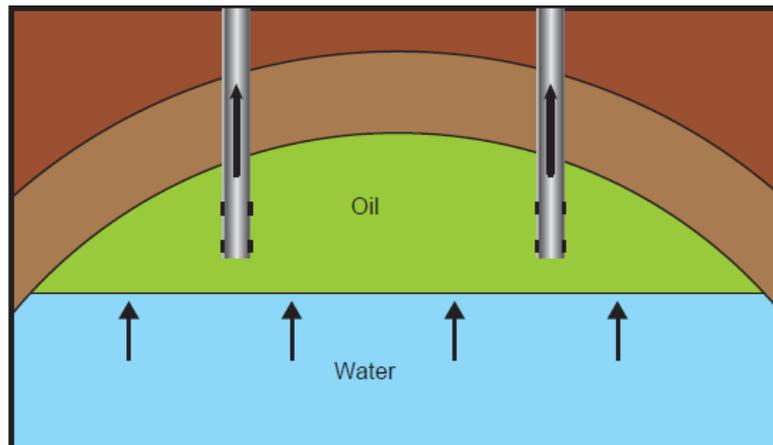


Figura 1.7 Expansión del Acuífero asociado, (Apuntes de recuperación mejorada, 2014)

Empuje por segregación gravitacional

No es un mecanismo de empuje muy común, sin embargo es el más eficiente que se ha encontrado. Consiste en que las partículas llegan a tomar su punto de equilibrio, ligeras y pesadas en el lugar que corresponden, por gravedad, provocando que las partículas ligeras (gas) empujen las partículas más pesadas (aceite) hacia las partes bajas, generando un ciclo que mantiene la presión en el yacimiento. Generalmente esto ocurre en yacimientos de grandes espesores y con estratos inclinados. (Figura 1.8)

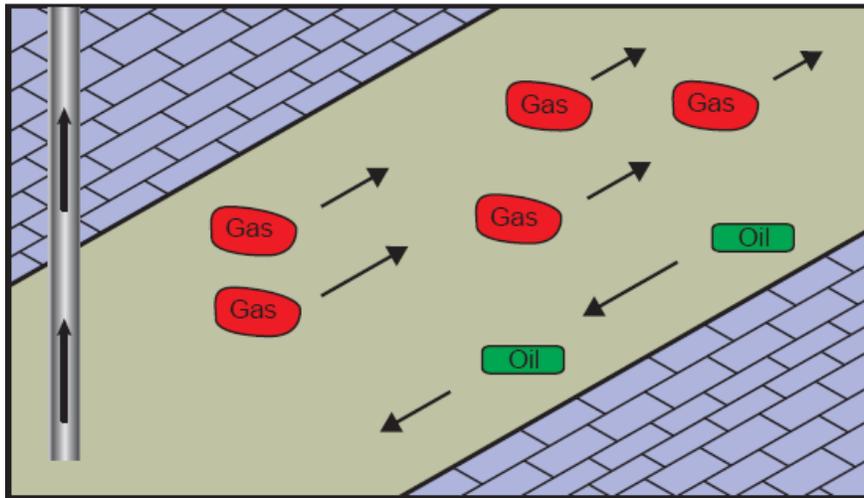


Figura 1.8 Segregación gravitacional, (Apuntes de recuperación mejorada, 2014)

1.5.2 Recuperación Primaria de aceite

Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual actúa únicamente la energía natural del yacimiento, es decir, se desplazan los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas y no son costeables su separación.

1.5.3 Recuperación Secundaria de aceite

Es la segunda etapa de producción de hidrocarburos, en la cual se le adiciona energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inyección de agua. Existen dos tipos de inyección de agua, los cuales son:

- **Inyección periférica de agua.-** Este tipo de inyección se puede dar de tres maneras: cerca del contacto aceite-agua del yacimiento, en el límite del yacimiento o bien directamente en el acuífero. Por lo general, se tienen que inyectar grandes cantidades de agua debido al tamaño del acuífero, para que se tenga un efecto en los pozos productores. El principal objetivo es aumentar la producción en los pozos productores para que de esta manera se tenga una recuperación de aceite mayor.
- **Inyección de agua a través de patrones de inyección.-** En este caso se intercalan pozos inyectoros con pozos productores de maneras diferentes, para que por medio de esto se obtengan resultados más rápidos y rentables.

La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables en los pozos productores y la producción deja de ser económica.

1.5.4 Recuperación Mejorada de aceite (EOR)

EOR (Enhanced Oil Recovery) o recuperación mejorada de aceite, se refiere a aquellos métodos que son utilizados para incrementar la recuperación de hidrocarburos por encima de las cantidades que podrían ser extraídas durante la recuperación primaria y secundaria.

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o que se encuentran en el yacimiento, son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada, esto quiere decir, que se puede implementar en cualquier etapa de producción ya sea primaria, secundaria o mejorada.

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). EOR puede aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

Factores que se deben considerar en la implementación de los procesos de EOR:

- Condiciones del aceite en el yacimiento tales como: saturación, distribución y composición.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en térmicos, químicos y de inyección de gases (tabla 1.1).

Tabla 1.1 Métodos de Recuperación Mejorada de Aceite

Métodos de EOR		
Térmicos	Químicos	Inyección de Gases Miscibles
Inyección de Vapor	Surfactantes	Inyección de CO ₂
Agua Caliente	Polímeros	Inyección de N ₂
Combustión	Álcalis	Gas hidrocarburo

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y con gases miscibles son usados yacimientos con aceites que van de intermedios a ligeros.

Térmicos

Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua y la inyección de aire, para generar una combustión in-situ dentro del yacimiento.

El más exitoso de estos tres ha sido hasta ahora la inyección de vapor, la cual se ha aplicado a muchos campos de aceite pesado y viscoso a poca profundidad. En el mundo, su aplicación a poca profundidad es una restricción importante para su empleo ya que en campos

muy profundos no es aplicable debido a las pérdidas de temperatura entre la superficie y hasta el fondo del pozo, lo que impide que el vapor llegue como tal al intervalo en el que se va a inyectar, ya que normalmente si el yacimiento es muy profundo, solo se logra inyectar agua caliente o tibia, debido a dichas pérdidas de temperatura.

Químicos

En este grupo de procesos se incluye la inyección de polímeros, de espumas y la de surfactantes. La inyección de químicos es más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite. Sin embargo, es importante tener en cuenta que por lo general estos métodos se encuentran en etapa temprana de madurez en su aplicación a nivel de campo.

En general, la aplicación de este tipo de procesos ha sido poco aprovechada por la industria petrolera mundial, debido principalmente a los altos costos de los químicos que se requieren para llevarla a cabo.

Inyección de gases miscibles

En estos procesos se incluye la inyección de gas natural, la inyección de gases enriquecidos, la inyección de CO₂, la de nitrógeno y la inyección de gases de combustión (flue gas).

Los más exitosos de estos procesos son los relacionados con el CO₂. También en la inyección de gases hidrocarburos y la inyección de nitrógeno se han obtenido buenos resultados.

El proceso de inyección de CO₂, es el otro proceso de recuperación mejorada más empleado en el mundo en la actualidad, ya que técnicamente permite, en muchos casos, obtener miscibilidad con el aceite en el yacimiento y si se dispone de volúmenes considerables de CO₂, se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con objeto de aumentar la recuperación final de los yacimientos.

1.5.5 Recuperación Integral de aceite (IOR)

“Son todos los métodos utilizados para incrementar el factor de recuperación (Fr) mediante cualquier medio posible. Se puede presentar en cualquier etapa de producción, y se pueden incluso combinar. La recuperación integral de aceite toma en cuenta todas aquellas actividades de la ingeniería petrolera, desde la administración integral del yacimiento, la aplicación de algún sistema artificial de producción, estrategias operacionales, EOR, pozos de relleno, etc. “(Meza, 2015).

CAPÍTULO II SITUACIÓN ACTUAL

2.1 Situación actual de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂

El conocimiento de esta tecnología nos da una mejor perspectiva sobre su aplicación a futuros proyectos contra el cambio climático y sobre la recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de CO₂, destacando que los métodos de la captura y almacenamiento de este gas son variados y han ido evolucionando en el aspecto tecnológico y metodológico.

El análisis y conocimiento sobre este proceso tiene que ser claramente entendido para evitar problemas en su aplicación futura, sobre todo en proyectos de alto riesgo, en donde las medidas a tomar deben tener en cuenta el tipo de gas que se maneja.

2.1.1 En el mundo

Para el 2013 se tenían reconocidos 65 proyectos a gran escala de los cuales 20 ya se encuentran en operación, construcción o ejecución, con una capacidad de almacenamiento de más de 33 millones de toneladas al año de CO₂. Algunos de los proyectos que más han sobresalido por que han aportado más conocimiento y demostrado las tecnologías CCS, así como su monitoreo y verificación son los siguientes:

- Sleipner (Noruega) en acuífero salino profundo
- Weyburn-Midale (Canadá) para recuperación mejorada con monitoreo y análisis del comportamiento
- In Salah (Argelia) en acuífero salino profundo
- Snohvit (Noruega) en acuífero salino profundo

Sleipner, Noruega

La captura y almacenamiento de CO₂ se dio por primera vez en 1996 por Statoil y sus socios en el Campo Sleipner del Mar del Norte, el cual está situado 250 Km al oeste de Stavanger, Noruega (Figura 2.1).



Figura 2.1 Campo Sleipner del Mar del Norte, (Global CCS Institute, 2015)

El campo produce gas natural con un contenido aproximadamente de 9% de CO₂ pero, para cumplir con las especificaciones requeridas, la concentración de este gas tuvo que reducirse a 2.5%. Se tomó la decisión de aplicar esta tecnología, ya que Statoil tiene que pagar más o menos 45 dólares por tonelada métrica de CO₂ emitida a la atmósfera en concepto de impuesto al carbono marino en Noruega, y esta tecnología resultó económicamente viable. Statoil captura y

separa el CO₂ y luego lo inyecta en la Formación Utsira, formación geológica de areniscas porosas y agua salada a 2500 m de profundidad con una capa de roca de 800 m de grosor, utilizando un solo pozo de inyección de gran desviación (Figura 2.2).

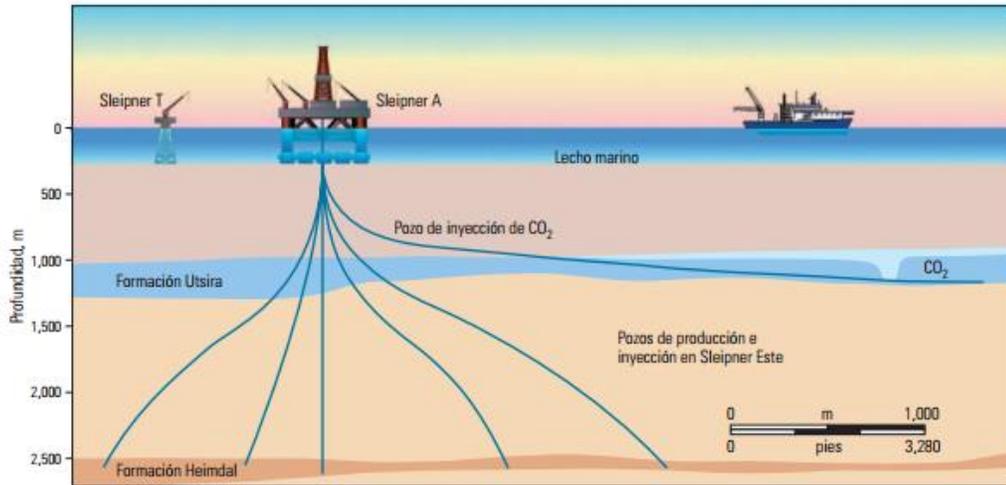


Figura 2.2 Infraestructura del campo Sleipner, (Schlumberger, 2010)

Desde septiembre de 1996 se han inyectado 1 millón de toneladas métricas de CO₂ por año a una presión aproximadamente de 10.5MPa, inferior a la presión de fracturamiento de la Formación Utsira. Este almacenamiento geológico es muy estable, sin embargo se está vigilando y monitoreando continuamente desde hace años. Este campo está previsto que continuara operando hasta el año 2020.

Weyburn-Midale, Canadá

Descubierto en el año 1954, el campo Weyburn produce petróleo del yacimiento carbonatado Midale, ubicado a una profundidad promedio de 1419 m. El proyecto de CCS inició en el año 2000 y se espera que continúe hasta el año 2025. Se calcula que aproximadamente se capturan 8,500 toneladas de CO₂ al día proveniente de la planta eléctrica de carbón de la compañía de Dakota Gasification en Dakota del Norte. El gas es comprimido y pasado a fase líquida para ser transportado por una tubería en tierra de 320 km desde Weyburn y los campos de aceite de Midale para su inyección (Figura 2.3). Aproximadamente 6,500 toneladas de CO₂ son inyectadas diariamente al yacimiento de Weyburn y 2,000 toneladas son inyectadas diariamente en el campo Midale.



Figura 2.3 Ubicación del campo Weyburn, (National Energy Technology Laboratory, 2015).

In Salah, Argelia

El proyecto de almacenamiento de CO₂ In Salah está localizado en Krechba, Argelia (Figura 2.4). Es de una empresa conjunta entre BP, Statoil y Sonatrach. Las instalaciones de captura y almacenamiento de CO₂ están vinculados a las operaciones de procesamiento de gas natural en el desierto del Sahara. El campo de gas de In Salah tiene un contenido de 5 a 10% de CO₂, el cual debe ser removido del gas para satisfacer las especificaciones de venta en las exportaciones. Durante el periodo de 2004 al 2011, 3.8 millones de toneladas de CO₂ fueron separadas e inyectadas en un almacenamiento geológico en areniscas carbonatadas a una profundidad aproximada de 1,900 metros bajo la superficie. La inyección de dióxido de carbono fue suspendida temporalmente en junio del 2011 sin embargo se continua monitoreando el campo.

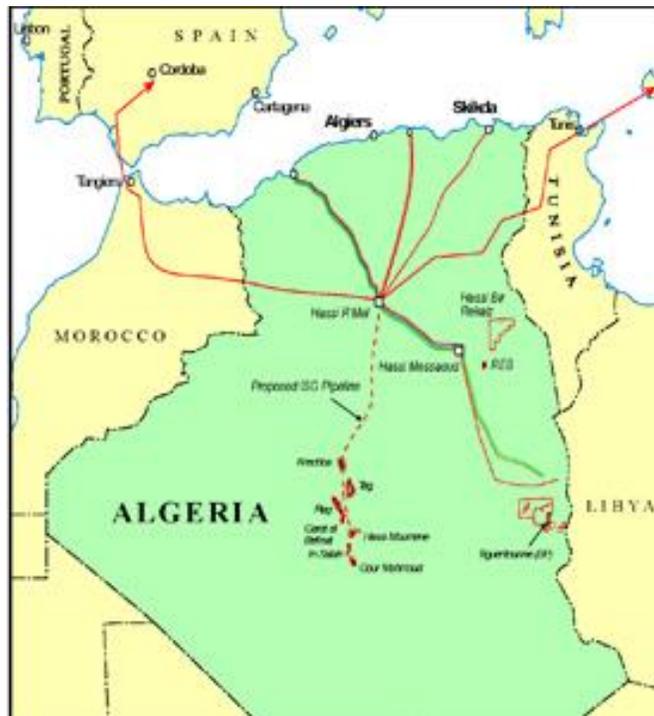


Figura 2.4 Ubicación del campo In Salah Argelia, (Global CCS Institute, 2015)

Snohvit, Noruega

Es el primer proyecto desarrollado costa fuera en el mar de Barents, abarca los campos de Snohvit, Albatros y Askeladd (*Figura 2.5*) y consiste en licuar y transportar gas natural hasta tierra, teniendo la primera planta de este tipo en toda Europa para poder llevar a cabo los procesos necesarios al gas. Todo el proyecto no cuenta con instalaciones en superficie, siendo todo diseñado para estar en el fondo del mar y transportado mediante 143 kilómetros de tubería submarina. Cuenta con un total de 21 pozos y durante 2004-2005 en Snohvit, se perforaron seis pozos de producción y el pozo de inyección de dióxido de carbono. Los dos pozos de producción restantes fueron perforados en 2011. En 2005-2006 en Albatros, los pozos de producción fueron perforados. Ambos campos fueron puestos en funcionamiento en 2007. Siendo el campo Askeladd el más atrasado y el cual inicio la producción a finales del 2014.

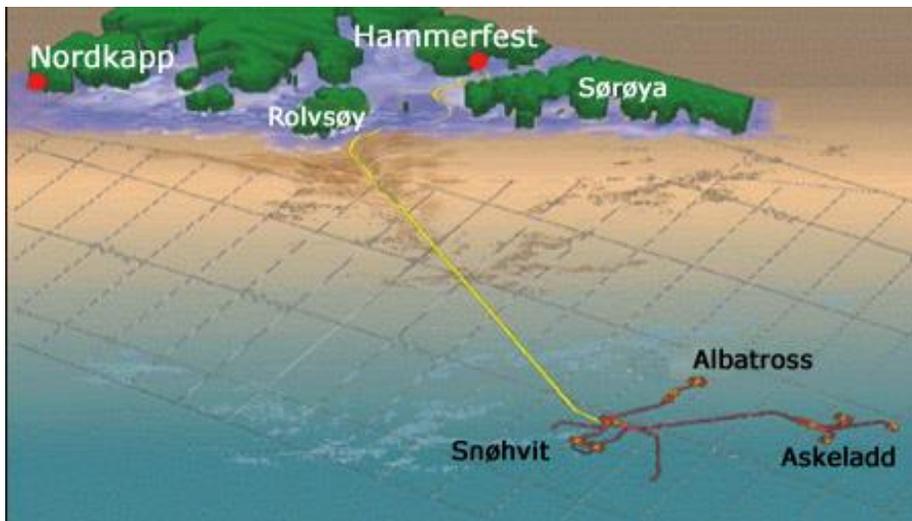


Figura 2.5 Ubicación del campo Snohvit Noruega, (Petroleum safety authority Norway, 2015)

El más importante en la aplicación de captura y almacenamiento de CO₂ es el campo Snohvit al cual se le inyecta un aproximado de 700 mil toneladas de CO₂ al año, generando un aproximado de 5,750 millones de metros cúbicos de gas natural, 750 mil toneladas de condensado y poco más de 245 mil toneladas de gas licuado de petróleo.

Hay algunos proyectos a gran escala (*Figura 2.6*) que se espera entren en operación entre 2016 y 2017.



Figura 2.6 Proyectos a gran escala en construcción, (Global CCS Institute, 2015)

Los proyectos que entraran en operación son:

- **Illinois Industrial CCS Project.**- Espera entrar en operaciones a principios del 2016, este podría ser el primer proyecto bio-CCS a gran escala, capturando alrededor de 1 Mtpa de CO₂. Así mismo será el primer proyecto integrado, en Estados Unidos, en inyectar CO₂ en formaciones salinas en escalas de 1 MtCO₂.
- **Kemper County Energy Facility.**- Cuando entre en operación, “Kemper County Energy Facility” en Mississippi puede ser el proyecto de electricidad más grande en el mundo en cuestión de volumen de CO₂ capturado (aproximadamente 3 MtCO₂, para usarse en EOR).
- **Petra Nova Carbon Capture Project.**- Este puede ser el proyecto más grande de captura de CO₂ por post-combustión en una estación de energía cuando se ponga en marcha (aproximadamente a finales del 2016), y podrá capturar hasta 1.4 MtCO₂. El CO₂ capturado será usado para EOR.
- **Abu Dhabi CCS Project.**- Es el primer proyecto en el mundo en el sector de hierro y acero en la aplicación de CCS a gran escala. Alrededor de 0.8 MtCO₂ serán capturados directamente de los procesos en la Planta de Acero de los Emiratos y será utilizado para EOR.
- **Gorgon Carbon Dioxide Injection Project.** - Este Proyecto, al oeste de Australia, puede ser el más grande en el mundo para inyectar el CO₂ en formaciones salinas profundas.

Entre 3.4 y 4 MtCO₂ serán inyectados en formaciones salinas a profundidades mayores a dos kilómetros.

- **Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) projects.** - Esta línea de transporte de 240 km transportara CO₂ desde fuentes industriales de Alberta hacia campos de aceite en declinación para utilizarlo en EOR.

Otros proyectos que no son a gran escala también se llevan a cabo en China, Estados Unidos, Inglaterra y otros países.

2.1.2 En México

México posee grandes reservas de hidrocarburos, es por esto que se ha logrado mantener altos niveles de producción para atender el mercado nacional y exportar al mercado internacional. En 2010, los hidrocarburos representaron el 90.2% de la producción primaria de energía, 65% el petróleo y 25.2% el gas natural y condensados; mientras que las fuentes renovables de energía representaron el 6.9%, el carbón mineral el 2.2% y la energía nuclear el 0.7% (Figura 2.7), según el atlas de almacenamiento geológico.

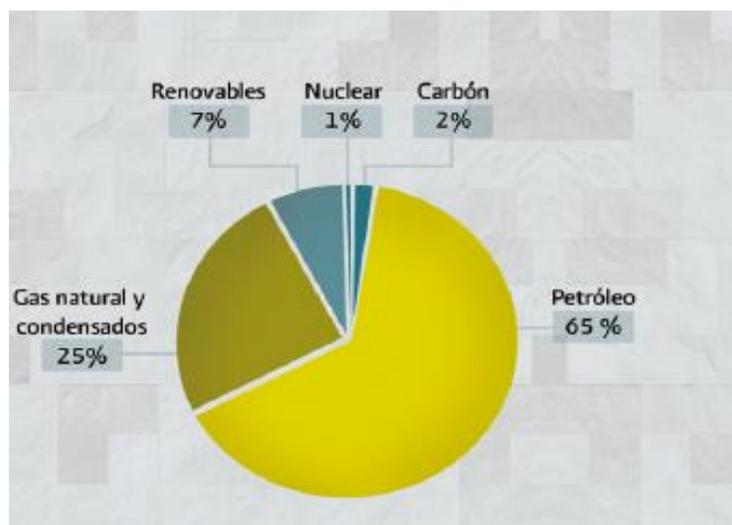


Figura 2.7 Estructura de la producción primaria, (Atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en México, 2012)

Se prevé que para el 2025 se desarrollarán nuevas tecnologías que permitan reducir las emisiones de CO₂ significativamente, así como realizar la captura y almacenamiento de CO₂. El aumento en el uso del carbón a partir del 2020, se condicionará al uso de dichas tecnologías, permitiendo aprovechar las reservas minerales sin afectar el sector ambiental.

Desde el año 2008, el país ha emprendido diversas acciones con la intención de poder implementar la tecnología CCS, sin embargo, se tienen que realizar diferentes análisis y planear mejor lo que se pretende hacer a futuro con el objetivo de que se optimicen los resultados y de esta manera obtener sus beneficios lo antes posible.

México ha comprometido una reducción del 20% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 y de 50% para el año 2050. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ debe de mostrar resultados del 19% en cuanto a la mitigación de las emisiones de GEI y específicamente para la generación eléctrica se debe disminuir el 10%. Estas disminuciones representan un gran reto considerando las condiciones de la tecnología actual y el reemplazamiento por tecnologías de vanguardia más limpias. Es por esto que se debe de hacer el análisis y las evaluaciones del potencial del almacenamiento del CO₂ y se debe de desarrollar una planta piloto y un proyecto demostrativo de captura asociado a la recuperación mejorada de aceite.

La idea de la aplicación de esta tecnología en México tomo gran impulso por dos razones: La primera, es para su uso en la recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de CO₂; y la segunda, para contribuir a la mitigación del cambio climático. Estas ideas las incorporó el gobierno federal en la Estrategia Nacional de Cambio Climático en el 2007 y en el Programa Especial de Cambio Climático en el periodo de 2009-2012.

En agosto de 2009, en la Cumbre de América del Norte, Canadá, Estados Unidos y México decidieron elaborar un atlas sobre el almacenamiento geológico de CO₂ para que de esta manera se pueda observar las regiones que tienen potencial para almacenar en el subsuelo el CO₂ proveniente de las fuentes estacionarias más importantes del país. Sin embargo, como solo es un medio de divulgación, la información disponible es insuficiente para conocer con detalle las características y limitantes de cada sitio.

México tiene ya el mapa de ruta tecnológica para la captura, uso y almacenamiento de CO₂ (un plan organizado, priorizado sobre las problemáticas climáticas y los procesos para combatirlas aplicando esta tecnología), para que por este medio se conozcan las etapas por las que se va a pasar y el año en el cual se llevaran a cabo. Este mapa es muy extenso por lo cual se detalla cada una de las etapas las cuales son:

- Incubación.
- Política pública.
- Planeación.
- Proyectos piloto.
- Demostración de los proyectos.
- Escala comercial.

Incubación

Esta etapa representa al grupo de acciones estratégicas que se deben emprender previamente a la política pública. Esta etapa comenzó en el 2014 y continuará hasta el 2016 (año en curso) y se deben de estructurar con tiempo suficiente para que se lleven a cabo las acciones que adecuen el ambiente nacional para la asimilación de la tecnología (Figura 2.8). Aquí es donde se da el convenio marco, el análisis de mercados de carbono, la vinculación con organismos internacionales, los mecanismos de financiamiento y fondeo nacionales e internacionales, y el análisis del marco regulatorio.

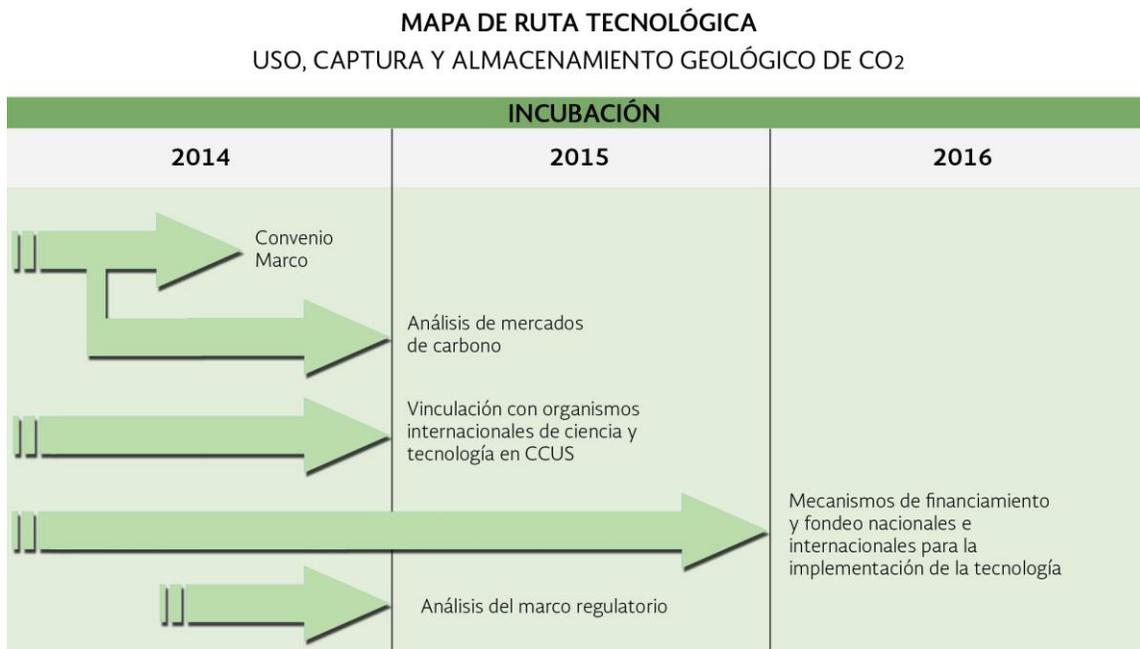


Figura 2.8 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de incubación (SENER, 2013)

Política Pública

Esta etapa tiene el objetivo de garantizar el marco de seguridad del uso de la tecnología, la sustentabilidad de su desarrollo y la disponibilidad de recursos económicos que garanticen el cumplimiento de las metas que se establezcan (*Figura 2.9*). Cada vez será más necesario instrumentar políticas que permitan valorizar más las emisiones y las reducciones de gases de efecto invernadero. Estas políticas buscarán alinearse a los intereses nacionales y las mejores prácticas para favorecer la adopción de nuevas tecnologías como es el caso de la captura y almacenamiento de CO₂.

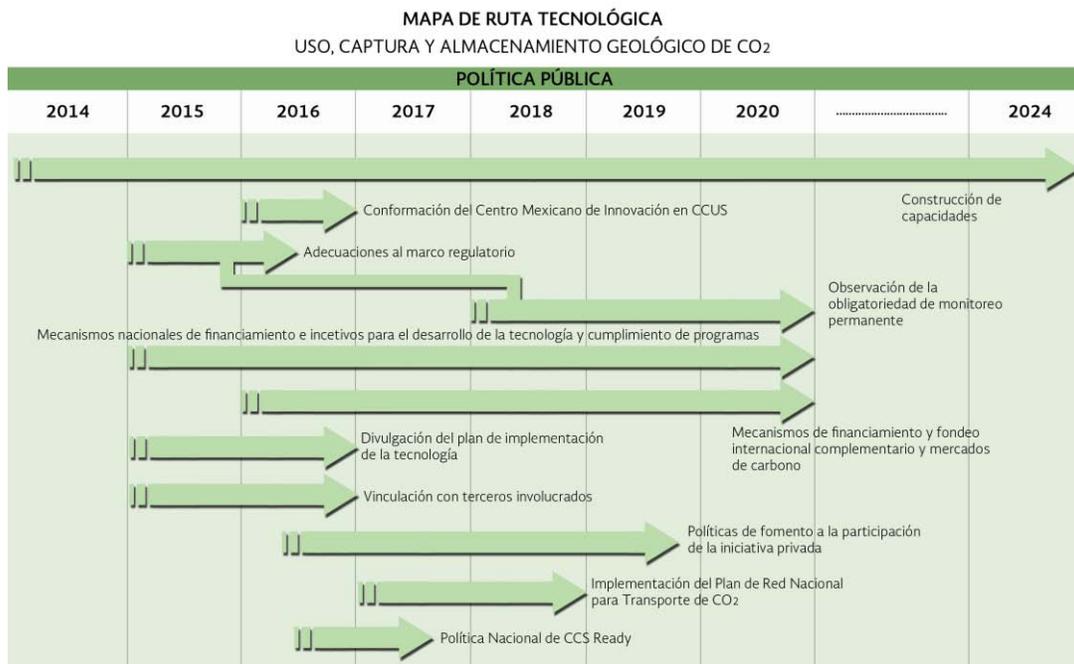


Figura 2.9 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de política pública, (SENER, 2013)

Planeación

Esta etapa se da con el fin de que la industria de la captura del carbono sea económicamente viable. Este proceso deberá desarrollarse y revisarse sistemáticamente con base a la optimización desde las emisiones hasta el almacenamiento que pueden irse modificando con el tiempo (*Figura 2.10*).

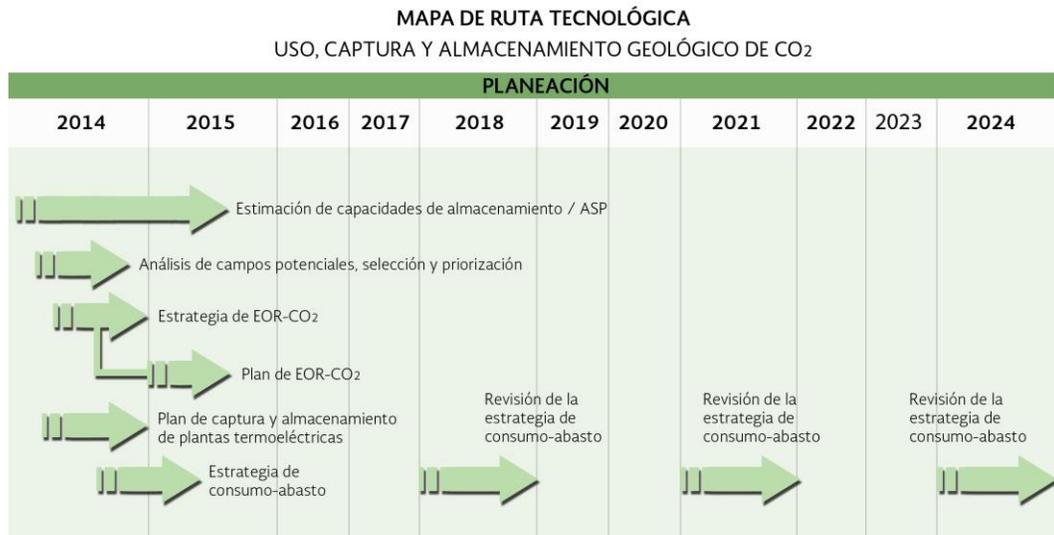


Figura 2.10 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de planeación, SENER (2013)

Proyectos Piloto

El objetivo de esta etapa es aplicar la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ a pequeña escala para medir datos y obtener información que guíe el proyecto a futuras acciones, se logra capturar más de 20 kt de CO₂ al año. Para dar inicio a esta etapa no es necesario que las tres anteriores ya hayan terminado, sin embargo, se deben tener las bases que garanticen los medios para el correcto desarrollo de estas, se puedan llevar a cabo sin interrupción. Se dan proyectos piloto en la industria de los hidrocarburos, por ejemplo en proyectos de recuperación mejorada de aceite donde se verifican los resultados de laboratorio, la viabilidad técnica y

Escala Comercial

Una vez que ya se han realizado los proyectos piloto y demostrativo, ya se puede considerar explotar la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ a una escala comercial, aplicándola a toda la industria emisora de CO₂ (Figura 2.12). En esta etapa es en donde se consolida la masificación de su uso.

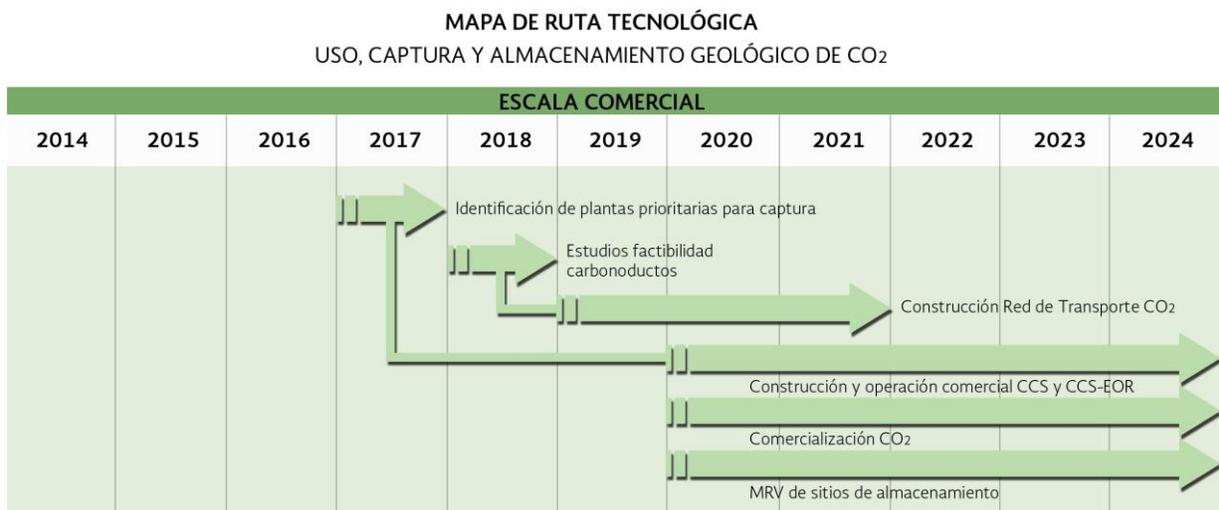


Figura 2.12 Mapa de ruta tecnológica para la etapa de escala comercial (SENER, 2013)

2.2 Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de CO₂

Los métodos de EOR se han estado aplicando desde hace muchos años, principalmente en Norteamérica, ya que las empresas productoras de Estados Unidos y Canadá buscaron incorporar nuevas reservas en sus yacimientos ya conocidos, y de este modo probaron las técnicas de recuperación mejorada. En 1990 la producción por métodos de recuperación mejorada de EUA y Canadá contribuyó con más de la mitad de la producción mundial proveniente de este tipo de proyectos.

Estos métodos han tenido mucho éxito debido a que pueden impactar a un amplio rango de aceites. Desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Por esto, los métodos de EOR se pueden aplicar casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

La inyección de gases continúa siendo el método preferido para aplicarlos en yacimientos de crudos livianos y yacimientos de gas y condensado. Los procesos de inyección de gases, especialmente la inyección de CO₂ predomina en formaciones carbonatadas o dolomíticas.

2.2.1 Recuperación Mejorada en el mundo

La recuperación de aceite por medio de inyección de dióxido de carbono (CO₂) es mencionado en la literatura desde 1916, pero fue descartada desde los estudios de laboratorio, debido a que no existían fuentes de suministro que fueran lo suficientemente grandes y de bajo costo. En la década de los 50's la industria comenzó a tomar en cuenta nuevamente los procesos de inyección de CO₂ y comenzaron los primeros proyectos experimentales de inyección de CO₂ miscible con el uso de gas propano, gas natural y gas L.P. Pero estos solventes fueron considerados

demasiado caros e inadecuados porque disminuían la viscosidad y la densidad, lo que podría resultar en una baja eficiencia de barrido volumétrico. Como resultado al rechazo de estos solventes otra vez se aplazó la utilización de este proceso en la recuperación de hidrocarburos. El primer proyecto en utilizar la inyección de CO₂ fue en el campo Ritchie en 1964, pero fue un proyecto pequeño. Posteriormente, en 1972 se realizó el primer proyecto a mayor escala en la cuenca de Pérmico en EE.UU; después de esto la inyección de CO₂ se ha utilizado con éxito en muchos países como: Canadá, Hungría, Turquía y Brasil entre otros.

A pesar de que es un método de recuperación mejorada bastante bueno, no hay muchos casos de inyección de CO₂ en todo el mundo ya que se tiene poca disponibilidad de este gas, además se requieren volúmenes demasiado grandes y una gran infraestructura para el procesamiento, el transporte e inyección.

En el año 2012 en Estados Unidos, de los 200 proyectos de EOR que tenía, el 68% eran de inyección de CO₂ y aproximadamente el 32% de térmicos; por lo cual nos podemos dar cuenta que el método más utilizado en Estados Unidos es la inyección de este gas de efecto invernadero.

2.2.2 En México

México no ha contado con un gran desempeño en la recuperación mejorada, ya que para el 1 de enero de 2007, según Petróleos Mexicanos, se habían implementado dos proyectos utilizando la inyección de CO₂ los cuales fueron : Artesa y Sitio Grande (los dos ubicados en la región sur del país).

El proyecto Artesa del activo Muspac inició a inyectar CO₂ miscible considerado así como el proyecto con el cual México empezó con la implementación de la recuperación mejorada

mediante inyección de CO₂, para este campo se tiene estimado un promedio de inyección de 25 millones de pies cúbicos por día de CO₂ en dos pozos inyectoros y cuatro pozos productores. Mediante la implementación de este tipo de recuperación arrojó diversos datos sobre disminución de emisiones y de productividad del campo de los cuales se pueden mencionar los de mayor importancia como: disminución en el venteo de CO₂ por treinta mil millones de pies cúbicos, aumento de 952 mil barriles en la recuperación de aceite, así como de 2 mil cuatrocientos millones de pies cúbicos de aumento en la recuperación de gas hidrocarburo y finalmente poder controlar la entrada de agua en los pozos, todas y cada una de los anteriores resultados como causa de una buena aplicación del método de recuperación de aceite por medio de inyección de CO₂.

El proyecto Sitio Grande del activo Muspac comenzó a inyectar CO₂ miscible en enero del 2005, en una formación de carbonatos naturalmente fracturados. El principal objetivo de este proyecto es incrementar la recuperación del aceite remanente. Para este caso la inyección de CO₂ se realizó a través de un solo pozo, con la cantidad de 24 mil millones de pies cúbicos por día, mejorando así la cantidad de aceite total recuperado. Aunque físicamente no se cuenta con datos exactos sobre el aumento en el porcentaje de factor de recuperación en el campo, los datos brutos muestran lo favorable que ha resultado la implementación de este medio de recuperación mejorada.

Considerando ambos proyectos y haciendo conjunto con la situación actual del país, en torno a la aplicación total de proyectos de recuperación mejorada, deja muy en claro que las bases que se tienen para poder decir sobre si un proyecto de recuperación mejorada realmente es o no rentable para aplicarlo en uno o más campos nos deja con demasiada incertidumbre sobre el máximo nivel al que pueden ser aplicables este tipo de proyectos.

2.3 Emisiones de CO₂ en el medio ambiente

Los científicos han observado que las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera han incrementado significativamente comparado con el siglo pasado, ya que el nivel de la era pre industrial era de 280 partes por millón en volumen y las concentraciones en el año 2013 fueron 40% más altas que a mediados de los 80's, con un crecimiento promedio de 2 ppm/ año en los pasados 10 años.

Debido a que el CO₂ aumenta a ritmos descontrolados en la atmósfera ha causado gran preocupación, ya que las emisiones de gases de efecto invernadero provocan que el clima este cambiando constantemente y es por esto que se han realizado algunos eventos a nivel mundial donde se busca la participación de los países para tomar conciencia y llegar a una solución conjunta sobre el cambio climático. Se inició con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) en el año de 1992, y que tuvo como objetivo estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Entro en vigor en 1994, posteriormente se da en 1995 la cumbre de Berlín (COP1) en donde se decide que las obligaciones de los países industrializados no eran las adecuadas, por lo que los países decidieron hacer una nueva reunión para fortalecerlas. En 1997 se elabora el protocolo de Kyoto, el cual compromete a los países a reducir las emisiones de los seis gases catalogados como causantes del efecto invernadero pero fue hasta 2005 que se aprobó y no tuvo mucho éxito ya que no incluía a China y Estados Unidos se salió. En la cumbre de 2009 en Copenhague, se esperaba un pacto global ya que fue una de las que más interés atrajo y se estableció un acuerdo en el cual se fijó que el límite máximo para el incremento de la temperatura media global fuera de 2°C pero volvió a ser un fracaso, ya que no se mencionó como se alcanzaría esta meta. La cumbre de París (COP21), se llevó a cabo del 4 de noviembre al 11 de diciembre de 2015 y podría ser la última oportunidad que se tiene para buscarle una solución al cambio climático.

Entre varias actividades humanas que producen gases de efecto invernadero, el uso de energía, representa la fuente más grande de emisiones (*Figura 2.13*). Las fuentes más pequeñas corresponden a la agricultura la cual produce principalmente CH_4 y N_2O ; los procesos industriales no relacionados con la energía, producen principalmente N_2O .

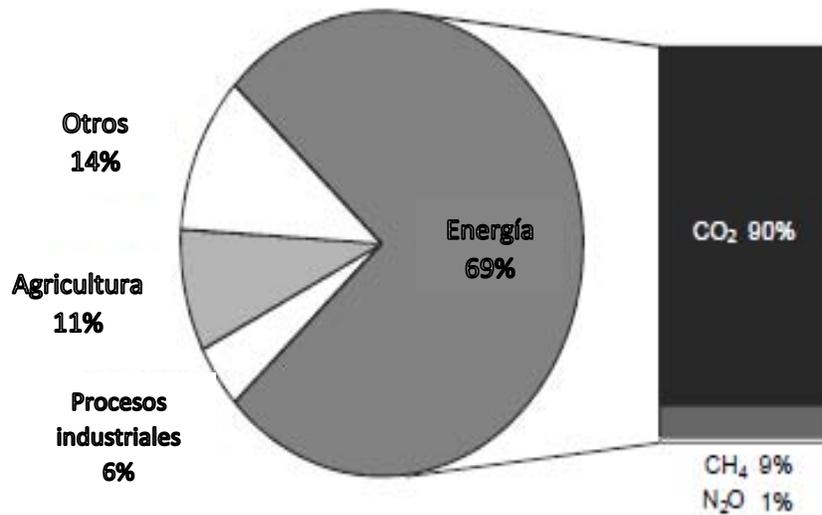


Figura 2.13 División de los gases de efecto invernadero antropogénicos globales (Emissions from Fuel Combustion, 2010)

El CO_2 representa cerca de tres cuartos de las emisiones de gases de efecto invernadero antropogénicos globales (se refiere a los procesos o efectos que son resultado de actividades humanas). Este porcentaje varía considerablemente por país, debido a las diversas estructuras nacionales.

2.3.1 Emisiones de CO₂ en el mundo

Desde la era preindustrial, a partir de 1900, las emisiones de GEI debido a actividades humanas se han ido incrementando de manera significativa. El mayor crecimiento en las emisiones mundiales de GEI entre 1970 y 2004 provino del sector de suministro energético. A nivel global, las emisiones de CO₂ crecieron un 51% entre 1990 y 2012.

Según las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), las emisiones de gases de efecto invernadero aumentaron en 13% entre el 2000 y 2008). En 2008 el CO₂ fue el gas de efecto invernadero dominante (74%), seguido por el CH₄ (18%) y el N₂O (7%). El 1% restante se compuso de otros gases. Como podemos observar en la *Figura 2.14* las emisiones de CO₂ como resultado de la quema de combustibles fósiles ha ido incrementando, esta gráfica es del año 2008 y ya se contaba con un incremento significativo en las emisiones de CO₂. China ya era el principal emisor de dióxido de carbono a nivel mundial.

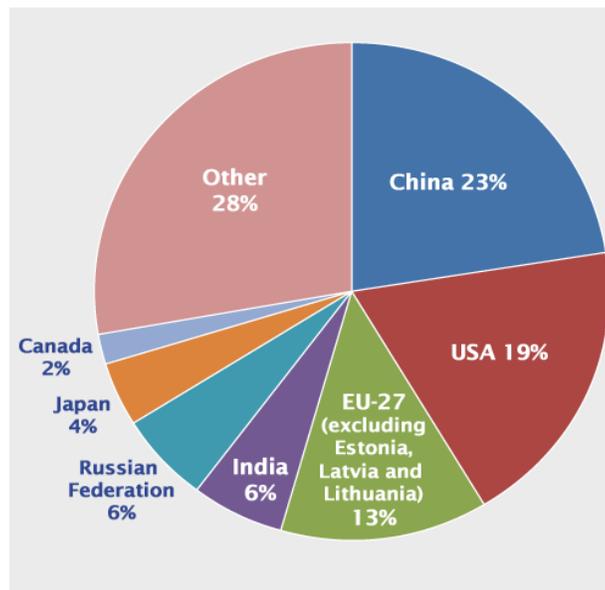


Figura 2.14 Emisiones de CO₂ de la quema de combustibles fósiles, (2008)

En el 2012, las emisiones globales de CO₂ fueron de 31.7 GtCO₂. Esto representa un incremento de 1.2% por año. Y para el año 2013 las emisiones aumentaron a 35.3 GtCO₂, implementando un nuevo record. Para este año China seguía ocupando el primer lugar en emisiones, Estados Unidos en el segundo y México en el lugar número 15.

La Conferencia de las partes es el órgano máximo de la Convención Marco de las Naciones Unidas cuya función es supervisar y examinar la aplicación de la Convención y del Protocolo y desarrollar el proceso de negociación entre las partes de la Convención ante nuevos compromisos. De entre las funciones de la Conferencia de las Partes (citadas exactamente como se explican en el artículo 7 de la Convención Marco de las Naciones Unidas), son las siguientes:

- Examinar periódicamente las obligaciones de las Partes, los arreglos institucionales en el marco del Convenio, y la evolución de los conocimientos científicos y tecnológicos sobre el cambio climático.
- Promover y facilitar el intercambio de información sobre las medidas adoptadas por las Partes para abordar el cambio climático y sus efectos.
- Preparar los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero por las fuentes y la absorción por los sumideros, y medidas para reducir emisiones y fomentar su absorción.
- Guiar al mecanismo financiero de la Convención estableciendo políticas, prioridades y criterios para financiar actividades que implementen la Convención.

- Establecer los órganos subsidiarios que se estimen necesarios para la aplicación de la Convención.
- Todas aquellas funciones que sean necesarias para la consecución del objetivo de la Convención.

Para esto en la Conferencia de las Partes principalmente participan las Naciones Unidas, sus organismos especializados y todo miembro de la Convención, para esto la Conferencia de las Partes utiliza un formato el cual le facilite ubicar los intereses en común de diversas naciones, formarlos en sectores y finalmente tomar las acciones correctas a seguir para cierto conjunto en cada sector. Las acciones en respuesta a cada una de las situaciones que se tengan presentes en el momento o que se traten de combatir se toman a partir de ciertas negociaciones que tengan el mejor resultado.

La última Conferencia de las Partes que tuvo lugar el año 2015 en París tuvo como conclusión un acuerdo de todos los miembros de la conferencias de reducir sus emisiones de carbono "lo antes posible" considerando un porcentaje de disminución de entre el 40% al 70% del que ya se contemplaba para el año 2010 y así mismo hacer todo lo posible para mantener el calentamiento global "muy por debajo de 2 grados Celsius" hasta el año 2100.

Considerando cada una de las acciones y los avances que ha podido llevar a cabo esta Conferencia de las Partes, las últimas acciones tomadas llegan a ser consideradas muy ambiciosas, aunque es claro que el peligro de las emisiones de carbono y el cambio climático son de preocupación y por ende debe de realizarse todo de una manera que impacte más a la disminución de estas emisiones y del cambio climático.

Según la Cumbre de París sobre el Cambio Climático (2015), China seguía ubicándose en el lugar número 1 en cuanto a los países emisores de dióxido de carbono con 10,684.29 MtCO₂, lo que equivale al 23.2% del total de las emisiones y su compromiso es para el 2030 contar con una reducción de emisiones del 60% al 65%. Estados Unidos se ubica en segundo lugar con un 12.64% del total de las emisiones de CO₂ lo que equivale a 5,822.87 MtCO₂ y tiene un compromiso de reducir sus emisiones en un 26% a 28% para el año 2025. (Figura 2.15)

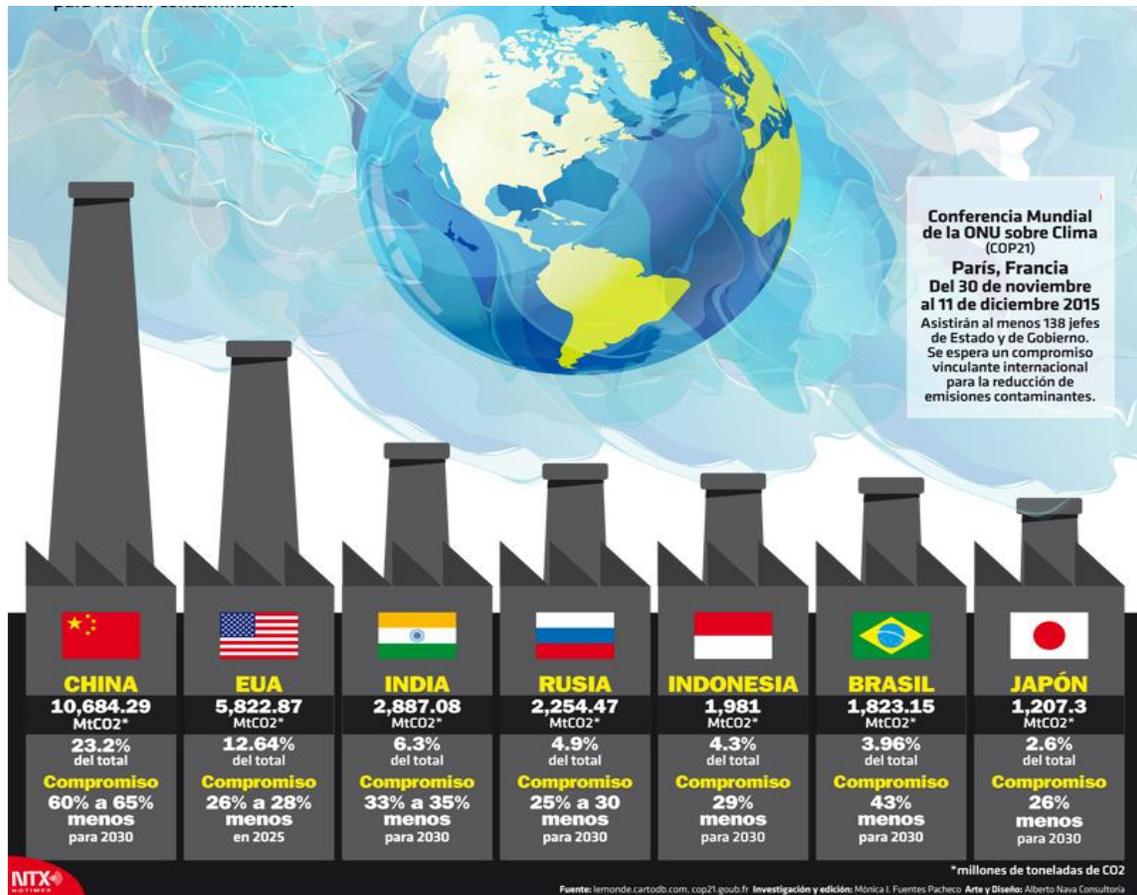


Figura 2.15 Principales países emisores de CO₂ comprometidos a reducirlas (COP21, 2015)

2.3.2 Emisiones de CO₂ en México

Por el volumen total de sus emisiones, México contribuye con alrededor de 1.5% al problema global, en contraste con el 35% de los grandes emisores históricos de CO₂: Estados Unidos, Unión Europea y China. En 2008, México contribuyó con 1.3% del total mundial de gases de efecto invernadero (GEI) el décimo tercer nivel más alto en el mundo. Entre 2000 y 2008, las emisiones de GEI aumentaron 13%, mientras que las relacionadas con la energía (principalmente CO₂) se incrementaron en 17%. En 2009, México fue el país de la OCDE con el segundo nivel más bajo de emisiones de CO₂ per cápita.

Según el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), para el año 2010 las emisiones de dióxido de carbono derivadas de la quema de combustibles fósiles y de la manufactura de cemento en México fueron de 120 991 mil toneladas de carbón (Tabla 2.1)

Tabla 2.1 Emisiones de CO₂ en México (INEGI, 2014)

Tema/Indicador	Unidad de medida	Año	Valor
Atmósfera			
Emisiones de dióxido de carbono derivada de la quema de combustibles fósiles en México.	Miles de toneladas de Carbón	2010	120 991
Emisiones de dióxido de carbono según sector: electricidad y producción de calor en México	Miles de toneladas	2011	133 100
Emisiones de bióxido de carbono según sector: industrias manufactureras y de la construcción en México.	Miles de toneladas	2011	57 500
Emisiones de bióxido de carbono según sector: transporte en México	Miles de toneladas	2011	152 000

Reducir la intensidad de carbono de la economía mexicana es un gran reto. Los combustibles fósiles representan 89% del suministro de energía en México, en comparación con la media de la OCDE de 81%. Con una participación de 55%, el petróleo es dominante en la matriz energética, aunque la participación del gas natural creció de 20% en 2000 a 30% en 2010.

México es vulnerable al cambio climático: el 15% del territorio, el 68% de la población y el 71% del PIB se encuentran altamente expuestos a los riesgos asociados a los impactos del cambio

climático, además del aumento en las temperaturas, entre los impactos potenciales se encuentra la reducción de las precipitaciones en el norte, tormentas y fuertes lluvias estacionales en el sur, un aumento de la actividad e intensidad de huracanes, así como un incremento de 20 cm en el nivel del mar para el año 2050.

Existe un potencial considerable para las medidas de reducción de emisiones en el sector de petróleo y gas, las cuales rendirían un beneficio financiero neto; entre ellas se encuentra reducir la quema de gas, aumentar la eficiencia de las instalaciones de PEMEX y uso de nuevas tecnologías.



Figura 2.16 Atlas de emisiones de CO₂ en el territorio mexicano (SENER, 2013)

CAPÍTULO III PROCEDIMIENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ Y LA INYECCIÓN DE CO₂

Este capítulo muestra el procedimiento que se lleva a cabo para la aplicación de la tecnología captura y almacenamiento de CO₂ desde que se analizan las fuentes de emisión que se tienen y sus características, hasta el monitoreo que se le tiene que estar dando a los lugares de almacenamiento para que observemos que todo se esté llevando a cabo de manera segura y correcta. También hablamos de los procedimientos involucrados en la inyección de CO₂, es decir, los pasos a seguir para la aplicación de este método de recuperación mejorada.

3.1 Fuentes de emisión de CO₂

Si consideramos los diferentes escenarios de emisiones, se prevé una captura potencial del 9 al 12% de las emisiones globales de CO₂ para 2020, y del 21 al 45% para 2050.

Además, en unas cuantas décadas, los energéticos como la electricidad o el hidrógeno, cuyo uso no emite carbono, podrían empezar a remplazar los combustibles fósiles utilizados en la actualidad por las pequeñas fuentes de emisión no centralizadas en hogares, negocios o transportes.

Los energéticos podrían producirse a partir de combustibles fósiles y/o de biomasa en grandes plantas centralizadas que generarían amplias fuentes de CO₂ adaptadas a la captura de dióxido de carbono. Tales aplicaciones podrían reducir las emisiones diseminadas de CO₂ provenientes del transporte y de los sistemas de suministro de energía no centralizados, aumentando el potencial de captura y almacenamiento de dióxido de carbono.

3.1.1 Características

Varios factores determinan si la captura de dióxido de carbono es una opción viable para una determinada fuente de emisión:

- Sus dimensiones
- Si es fija o móvil
- Su proximidad con potenciales lugares de almacenamiento, y
- El grado de concentración de sus emisiones de CO₂.

El CO₂ podría capturarse de fuentes de emisión fijas de gran envergadura, como las centrales eléctricas o las plantas industriales. De encontrarse cerca de lugares de almacenamiento potenciales, por ejemplo de formaciones geológicas adaptadas, estas infraestructuras podrían ser elegidas para la temprana implementación de la captura y almacenamiento de CO₂.

A estas alturas, todavía no se consideran las fuentes de emisiones pequeñas o móviles, ya sea en hogares, comercios o medios de transporte, porque todavía no son adecuadas para la captura y almacenamiento.

En el año 2000, cerca del 60% de las emisiones de CO₂ derivadas del uso de los combustibles fósiles fueron producidas por fuentes de emisión fijas, como centrales eléctricas, plantas de extracción de petróleo y gas o industrias de tratamiento de gas.

3.2 Tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés)

Es un conjunto integrado de tecnologías que consiste en separar el CO₂ que se produce al usar combustibles fósiles, es decir, previene que una gran cantidad de dióxido de carbono se vaya a la atmósfera. Como su nombre lo indica el CO₂ es capturado antes de ser emitido a la atmósfera, posteriormente es transportado a un sitio de almacenamiento cuidadosamente seleccionado y seguro.

Debido a que la Captura y Almacenamiento de CO₂ puede lograr reducciones de emisiones significativas, es considerado una opción clave en la mejora del medio ambiente. Para el uso de esta tecnología hay cuatro etapas involucradas que podemos observar en la *Tabla 3.1*.

Tabla 3.1 Etapas de la tecnología CCS



3.2.1 Captura de CO₂

La captura de dióxido de carbono es el primer paso en la tecnología de captura y almacenamiento, su finalidad es producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión para que pueda ser fácilmente transportado.

El dióxido de carbono puede ser capturado a gran escala en aquellos procesos que generan grandes emisiones de CO₂ como son: el procesamiento de gas natural y producción de fertilizantes, así como también la manufactura de materiales de la industria como el cemento, hierro y acero. Las tecnologías de separación-captura del carbono han estado en funcionamiento a gran escala en las industrias del gas y de los fertilizantes naturales desde hace décadas y se han puesto recientemente en funcionamiento en el sector energético. Este proceso de captura es necesario, de tal forma que se pueda disponer del CO₂ con la mayor pureza posible, para que posteriormente se inyecte al subsuelo.

Dependiendo del proceso o bien de la aplicación que se le vaya a dar al CO₂ existen tres maneras de capturarlo las cuales pueden ser aplicadas al sector energético cuando el CO₂ es generado por un combustible fósil:

- Pre-combustión
- Post-combustión
- Oxidación

Pre-combustión

La pre-combustión como su nombre lo indica se da previo a la combustión y aquí el combustible se transforma primero en gas mediante su calentamiento con vapor y aire y posteriormente convierten el combustible en una mezcla gaseosa de hidrogeno y CO_2 que puede ser fácilmente separados. El hidrogeno es separado y puede ser quemado sin producción de CO_2 . El CO_2 puede ser después comprimido para ser transportado y almacenado. Los pasos para la conversión del combustible requeridos para la pre-combustión son más complejos que otros procesos involucrados en la post-combustión, haciendo que la tecnología sea más difícil de aplicar a las plantas de energías existentes.

La captura por pre-combustión es usada en procesos industriales (como el procesamiento del gas natural) mientras su aplicación en generadores de energía puede ser una vía para la construcción de nuevos proyectos.

En la *figura 3.1* podemos observar un proceso más completo en donde el aire entra a una unidad de separación en donde va a separar el nitrógeno y el oxígeno, posteriormente el oxígeno que se separó del aire es llevado a gasificación en donde mediante un proceso termo-químico va a transformar el oxígeno en un gas combustible y generará un gas sintético que posteriormente mediante una reacción de desplazamiento pasará al área de captura en donde la mezcla gaseosa de hidrogeno y CO_2 se puede separar de una forma muy sencilla mandando el CO_2 resultante a un compresor para su traslado y posteriormente su almacenamiento, y el hidrogeno se manda a una turbina donde se puede convertir en electricidad.

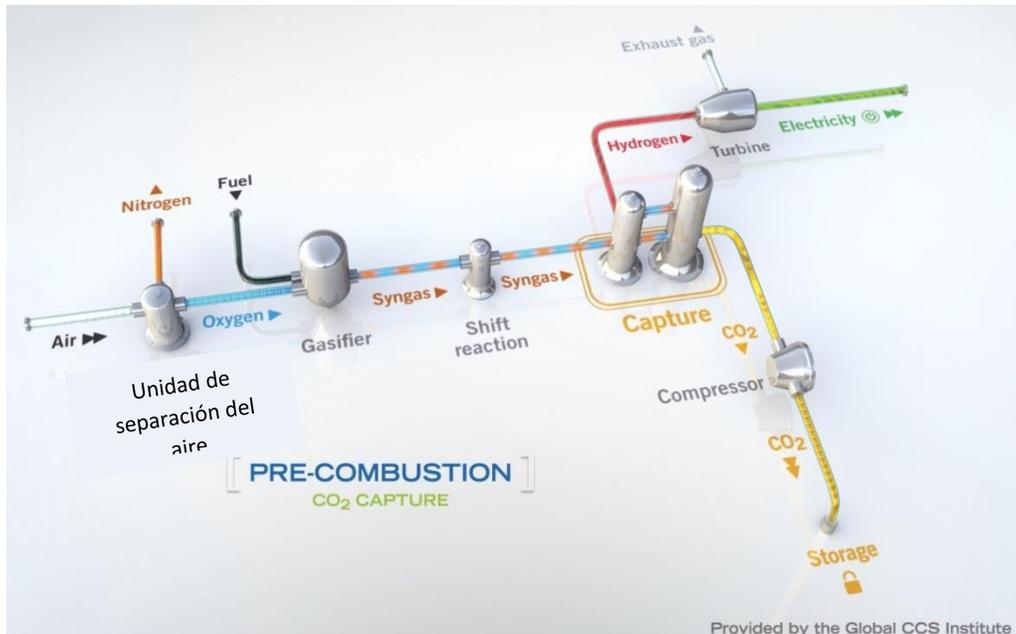


Figura 3.1 Sistema de Pre-Combustión, (Global CCS Institute, 2015).

Como nos podemos dar cuenta el proceso de captura por pre-combustión busca transformar el combustible en una corriente de gases cuyos componentes principales son CO_2 e H_2 , estos gases pueden ser separados de manera sencilla.

La *figura 3.2* nos muestra sólo el proceso de captura por pre-combustión de una manera más sencilla, en este caso el combustible no es quemado pero es reaccionado a grandes presiones y temperaturas para formar un gas sintético, el cual contiene monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrogeno. Esta corriente de gas es reaccionado posteriormente con agua para convertir el monóxido de carbono residual en dióxido de carbono e hidrogeno y pueden ser separados fácilmente.

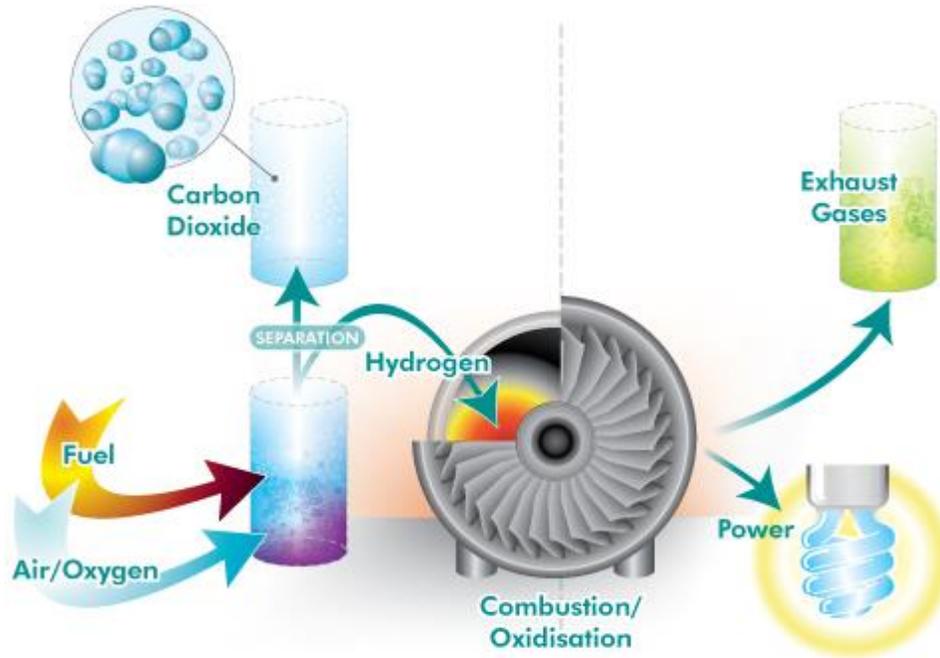


Figura 3.2 Esquema de la captura de CO₂ por pre-combustión, (CO₂ Cooperative Research Centres, 2014).

Post-combustión

Este tipo de captura se da en las plantas eléctricas, las emisiones de CO₂ de fuentes estacionarias provienen de centrales de energía, plantas de producción de acero, cemento, etc. En este tipo de captura el combustible y aire es quemado, es decir pasa por el proceso de combustión, los gases obtenidos de esta combustión pasan a otra etapa la cual consiste de dos columnas: una de absorción y la otra de regeneración. En la columna de absorción el CO₂ es absorbido mediante una solución de amina acuosa (el CO₂ reacciona con la amina mediante la absorción química), posteriormente pasa a la columna de regeneración donde se separa el CO₂ de la solución. Los gases que salen de este proceso son quemados y el CO₂ capturado es comprimido para su almacenamiento y la solución de amina que se recupera, es mezclada con agua y amina de repuesto (Figura 3.3).

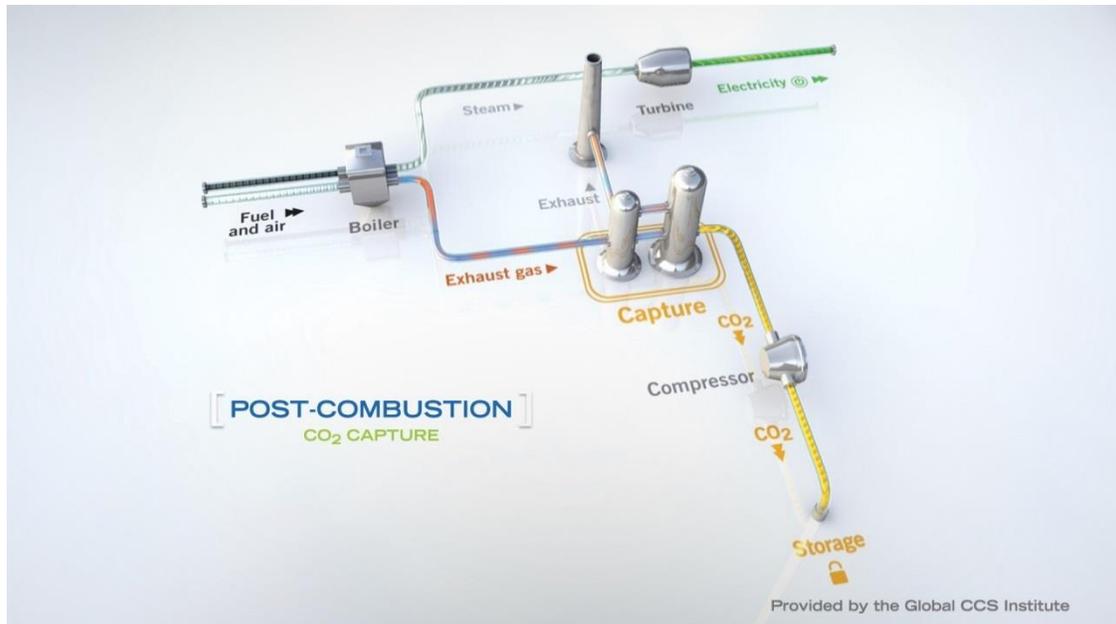


Figura 3.3 Sistema de Post-Combustión, (Global CCS Institute, 2015)

La *Figura 3.4* nos muestra de una manera más detallada el proceso de captura por post-combustión, como es el ingreso del combustible con el aire y lo que se obtiene después de la combustión. Las instalaciones de post-combustión se pueden adaptar fácilmente a las centrales eléctricas existentes o en las nuevas plantas incluirlas como una buena práctica para capturar el CO₂. Este tipo de captura está recibiendo mucha atención debido a su fácil implementación ya que muchas plantas aun estarán funcionando durante 30 años o más.

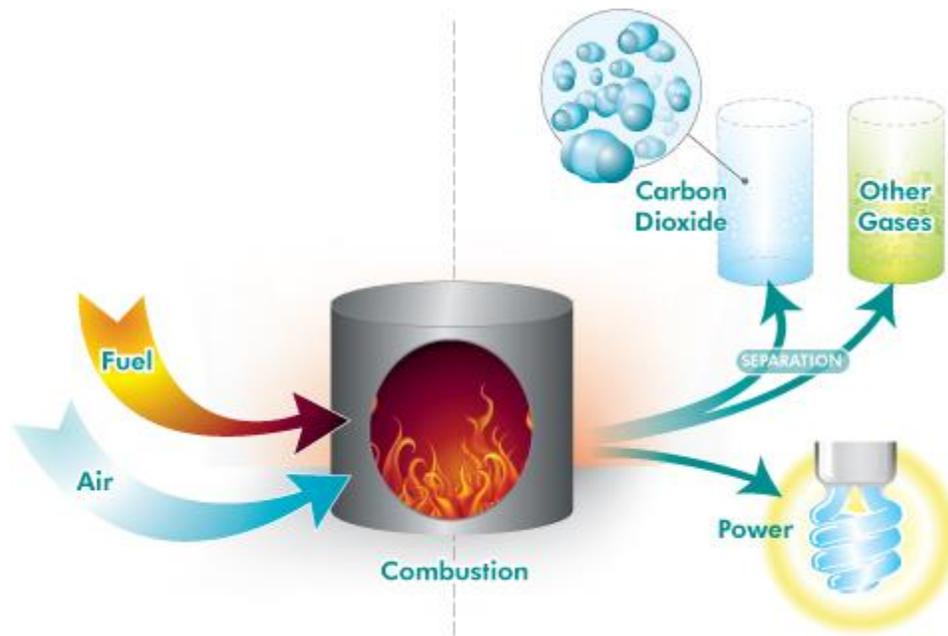


Figura 3.4 Esquema de la captura de CO_2 por post-combustión, (CO_2 Cooperative Research Centres, 2014)

Oxi-combustión

La oxicomcombustión utiliza el oxígeno puro para quemar el combustible en lugar de utilizar el aire, que contiene pequeñas cantidades de oxígeno y grandes cantidades de nitrógeno. Su resultado es un gas mixto compuesto esencialmente de vapor de agua y de CO_2 . El vapor de agua puede separarse fácilmente del CO_2 mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas. Sin embargo, al requerir una separación previa del oxígeno y del aire, este proceso resulta bastante complicado (Figura 3.5).

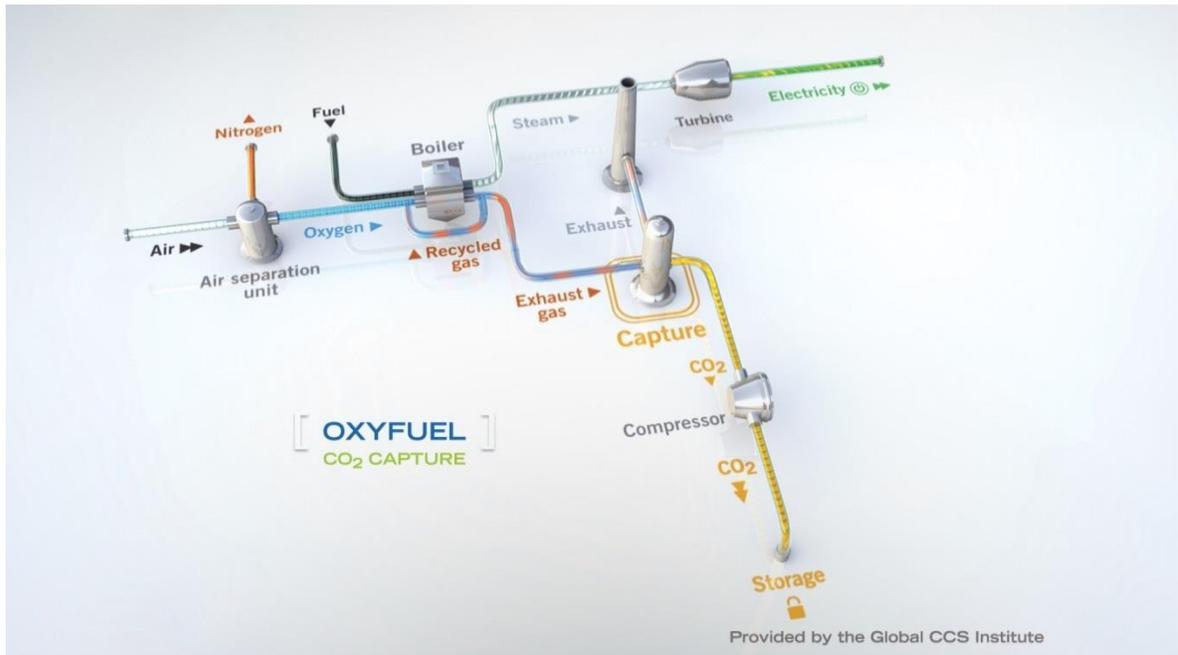


Figura 3.5 Sistema de Oxi-Combustión, (Global CCS institute, 2015)

Este medio de captura es bueno ya que retira la mayor parte de N_2 del aire comburente antes del proceso de captura para que de esta manera el flujo de CO_2 sea más concentrado. La Figura 3.6 es un esquema de cómo es que funciona dicha captura; el oxígeno se inyecta a una cámara de combustión (calentador) junto con carbón pulverizado. Esto genera un gas de combustión con concentraciones de CO_2 muy altas (más del 80% en volumen una vez capturadas las partículas y óxidos de azufre). Una vez que pasa este proceso sólo nos queda vapor de agua y CO_2 los cuales pasan por el condensador donde son separados en agua líquida y CO_2 gaseoso respectivamente.

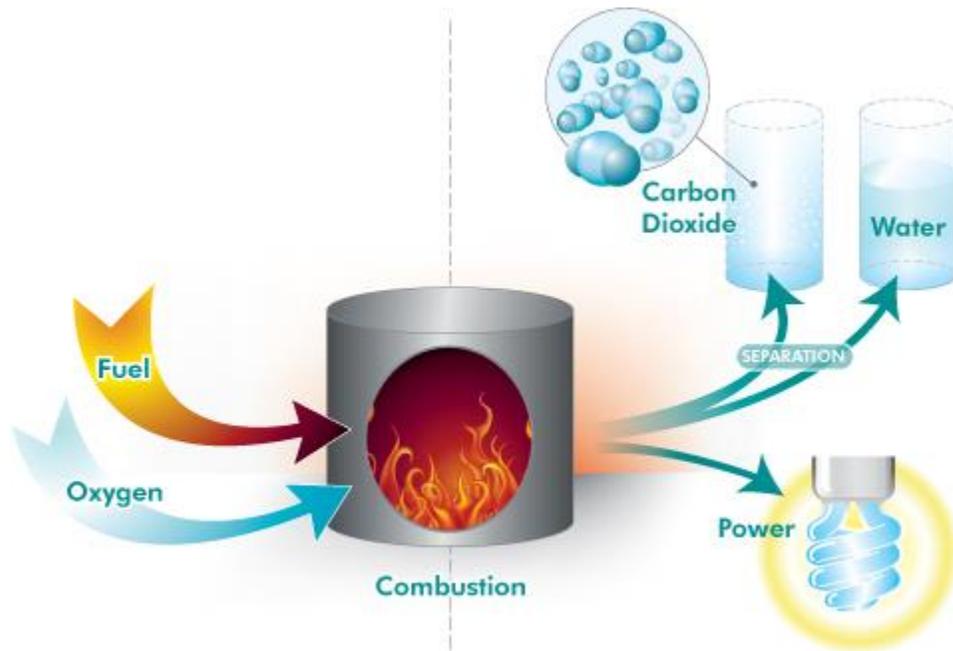


Figura 3.6 Esquema de la captura de CO₂ por oxi-combustión, (CO₂ Cooperative Research Centres.2014)

El problema es que este tipo de método de captura de CO₂ aún está en una fase demostrativa y en investigación, es muy prometedora su eficiencia pero aún no se cuenta con su aplicación en grandes plantas.

Como nos podemos dar cuenta hay muchas tecnologías de procesos comerciales disponibles que pueden, en principio, ser usadas para capturar CO₂ de los gases de combustión. Sin embargo, se ha demostrado que los procesos de absorción basados en disolventes químicos, son actualmente la opción preferida para la captura de CO₂ por postcombustión. Estos ofrecen gran eficiencia y selectividad para la captura y menores requerimientos de energía y costos, comparados con otros procesos de captura postcombustión existentes.

3.2.2 Transporte de CO₂

Salvo cuando la fuente de emisión se localiza encima del lugar de almacenamiento, el CO₂ debe ser transportado. La transportación segura y fiable de dióxido de carbono desde donde es capturado hasta el sitio de almacenamiento es una etapa importante en el proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. El transporte de CO₂ ocurre diariamente en muchas partes del mundo, sin embargo, se requiere de una investigación significativa en la infraestructura de transporte para habilitar el despliegue a gran escala. Existen varios modos de realizar este transporte:

- Las corrientes concentradas de CO₂ pueden transportarse de forma segura a través de gasoductos de alta presión. Dichos gasoductos se han utilizado en Estados Unidos desde el inicio de los años 70.
- El CO₂ también puede transportarse como líquido, en barcos parecidos a los que transportan el Gas Licuado del Petróleo (GLP).
- Técnicamente, el CO₂ en su forma líquida también puede ser transportado en camiones o vagones de ferrocarril.

Medios de transporte

Transportación por tuberías

Las tuberías son el método más común de transportación de grandes cantidades de CO_2 involucradas en su captura y almacenamiento. Existen ya millones de kilómetros de tuberías alrededor del mundo que transportan varios gases, incluyendo el CO_2 . Su uso desde hace décadas ha demostrado la escasez de accidentes y de riesgos asociados con gasoductos convenientemente diseñados. Este método de transporte además de ser seguro, es muy práctico para mover grandes volúmenes. Es necesario tener un bajo nivel de impurezas para que de esta forma se evite la corrosión, por lo que es importante tomar en cuenta la composición del CO_2 en el diseño de la línea de transporte. La *figura 3.7* representa como es que se van instalando los ductos.



Figura 3.7 Instalación de tuberías para el transporte de CO_2 , (Global CCS Institute, 2015)

Para determinar el diseño de la tubería es necesario tomar en cuenta varios factores físicos, sociales, ambientales, topográficos, etc. Para que de esta manera el diseño sea el óptimo.

Algunos de los factores involucrados en el diseño de las tuberías son:

- **El lugar por donde pasa la tubería.-** Puede pasar por desiertos, montañas, cruces de ríos o arroyos, por lugares muy poblados, etc.
- **Características físicas del gas a transportar.-** Es de suma importancia conocer las propiedades del CO_2 para que no las modifiquemos. De esta manera se elige el tamaño óptimo, las presiones, el diseño mecánico, las válvulas, bombas, sellos, compresores, etc.
- **Evaluación del riesgo.-** Se debe de hacer un análisis para realizar el diseño considerando el riesgo que se podría tener en la instalación de las tuberías evitando fugas, esto principalmente en lugares muy poblados donde el riesgo a la salud de los humanos es mayor.
- **Composición del CO_2 .-** El CO_2 por lo general no es puro, puede contener algunas impurezas como son: ácido sulfhídrico (H_2S), agua (H_2O), Nitrógeno (N_2), Hidrogeno (H_2), etc.

Transportación por barco

El transporte por barco puede ser una opción para muchas regiones del mundo (*Figura 3.8*). El envío de CO₂ ya toma lugar en pequeña escala en Europa, donde los barcos transportan CO₂ de calidad para su uso en alimentos (alrededor de 1,000 toneladas), desde grandes fuentes, hasta terminales de distribución costeras. El transporte vía marítima ha sido siempre muy rentable debido a la gran capacidad de carga, sin embargo se encuentra en una fase naciente ya que en todo el mundo se encuentran pocos barcos o buques utilizados para este propósito. Una de las compañías que se dedica a transportar CO₂ por barco es Hydro Gas & Chemicals, en Noruega.

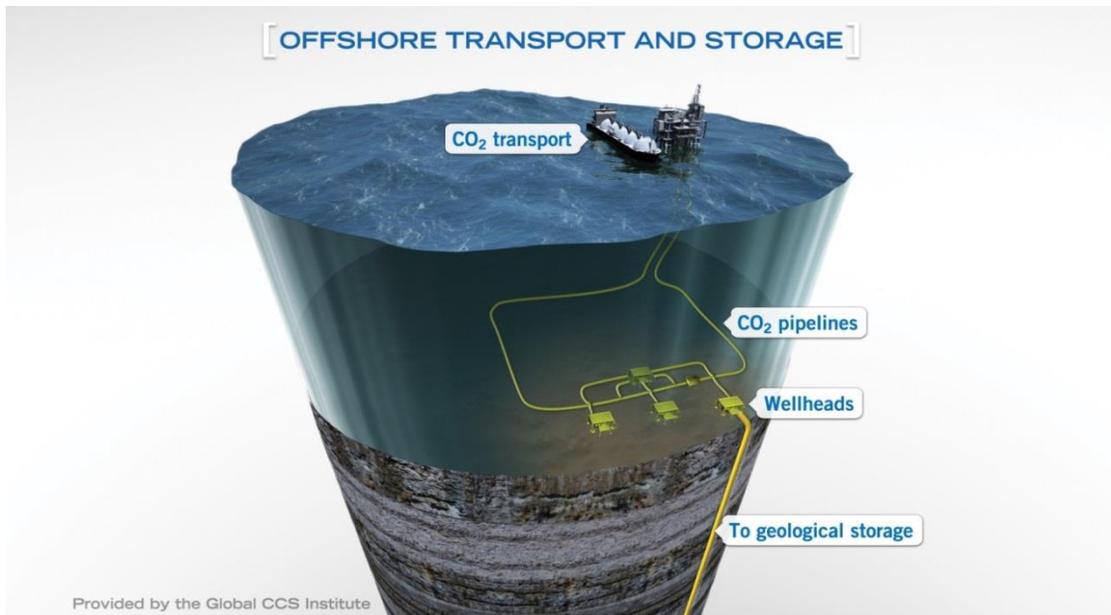


Figura 3.8 Transporte de CO₂ por barco, (Global CCS Institute, 2015)

Transportación de CO₂ mediante camiones y vagones de ferrocarril

Esto es posible para pequeñas cantidades. Los camiones son usados en algunos sitios donde hay proyectos específicos, moviendo el CO₂ de donde es capturado hasta una localización cercana de almacenamiento. Dadas las grandes cantidades de CO₂ que pueden capturarse es poco probable que los camiones o el transporte ferroviario sean grandemente utilizados.

El CO₂ en su forma líquida puede ser transportado en camiones o vagones cisterna a través de tanques aislados a baja temperatura y a una presión mucho más baja que en los gaseoductos, pero esta opción no es rentable para el transporte de grandes cantidades de CO₂.

El gas LP normalmente se transporta en estado líquido, de esta manera el CO₂ puede ser transportado en ese estado a presiones de 14.27 a 17.33 kg/cm² y a temperaturas de -25°C a -30°C, ya que a estas condiciones el CO₂ tiene una densidad de unos 1000 kg/m³. Estos depósitos tienen una capacidad de 62 m³, aproximadamente.

Los vagones de ferrocarriles también son usados para el transporte del CO₂, ya que es muy eficiente y la infraestructura ya se tiene, de esta manera se hace más fácil el transporte de grandes volúmenes.

Costos para el transporte de CO₂

El costo del transporte de CO₂, ya sea por vía marítima o por gasoductos, depende de la distancia y de la cantidad transportada. En el caso de los gasoductos, los costos son mayores cuando son submarinos o cuando crucen zonas de fuerte densidad de población, montañas o ríos. Las fluctuaciones del precio del acero también tendrían un impacto sobre los costos del transporte por gasoducto. Para una distancia de 250 km, los costos estimados para el transporte por gasoducto oscilan entre 1 y 8 dólares por cada tonelada de CO₂. En la *Figura 3.9* se pueden observar los tipos de transporte (<http://www.greenfacts.org/es/>).

En cuanto al transporte por vía marítima, los costos dependen de las características del barco como por ejemplo: el volumen de la cisterna, la distancia, la ruta que se seguirá, etc. Cuando el transporte por vía marítima es posible, es normalmente más económico que el transporte por gasoducto, para distancias superiores a los 1000 km y para cantidades de CO₂ inferiores a unos cuantos millones de toneladas por año. (Se detalla en el capítulo 4 en costos de transporte).

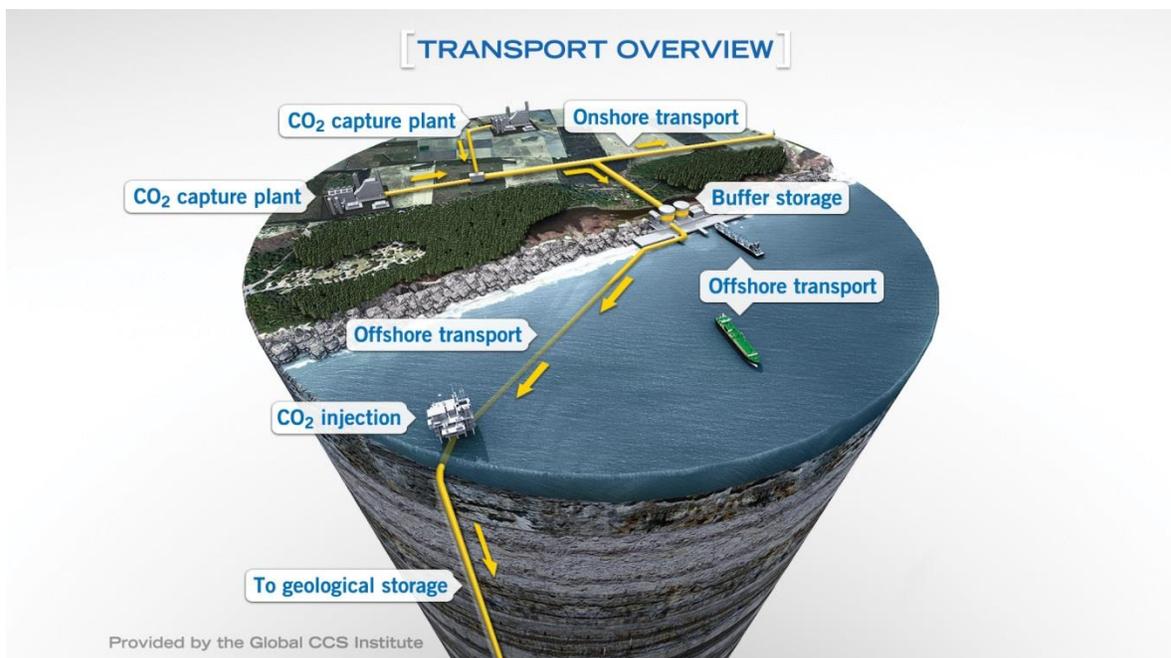


Figura 3.9 Esquema de los métodos de transporte de CO₂, (Global CCS Institute, 2015)

3.2.3 Almacenamiento de CO₂

El almacenamiento de CO₂ es una buena opción para mitigar el cambio climático debido a los gases de efecto invernadero de esta forma ayudamos al medio ambiente.

Hay numerosos sistemas geológicos que contienen CO₂ naturalmente y se ha mantenido ahí por milenios. Hay muchos sistemas geológicos similares a lo largo del mundo que son capaces de retener el CO₂ capturado de procesos industriales. Aunque el almacenamiento geológico de gases ocurra naturalmente y este siga siendo utilizado de manera segura por la industria por muchas décadas, sigue siendo un desafío el describir este proceso al público.

El almacenamiento geológico involucra la inyección del CO₂ capturado de procesos industriales en las rocas bajo tierra, de este modo se reduce permanentemente su emisión a la atmósfera.

Características de los lugares para almacenar

De manera general las siguientes características están asociadas con sitios para almacenamiento efectivos:

- Suficiente tamaño de poro en las rocas.- Esto nos brinda una buena capacidad de almacenamiento.
- Poros bien conectados (buena permeabilidad).- Esto para aceptar la cantidad de CO₂ al momento de ser inyectado a la formación para que se pueda mover y expandir en la formación.

- Una buena roca sello.- Esto para almacenar el CO₂ permanentemente sin que se pueda escapar.

Afortunadamente, hay muchas regiones en el mundo que cumplen con esas características para que se lleve a cabo el almacenamiento.

Tipos de almacenamiento

Los tipos de almacenamiento de CO₂ pueden ocurrir en diferentes lugares geológicos (*Figura 3.10*), los cuales se muestran a continuación:

- 1. Yacimientos de petróleo o gas agotados.-** son yacimientos que no son rentables para que continúe la producción de aceite o gas.
- 2. Acuíferos salinos.-** se refieren a cualquier formación con un acuífero de salinidad variante que usualmente no es potable.
- 3. Estratos de carbón.-** en los cuales el CO₂ es inyectado dentro de los estratos de carbón para intercambiar CO₂ con metano. El CO₂ se une al carbón y es almacenado permanentemente. Actualmente, este tipo de almacenamiento está en la fase de investigación, sin proyectos operacionales.
- 4. Recuperación Mejorada de aceite (EOR, por sus siglas en ingles).-** Mediante la inyección de este gas se puede mejorar la producción de hidrocarburos e incrementar el factor de recuperación.

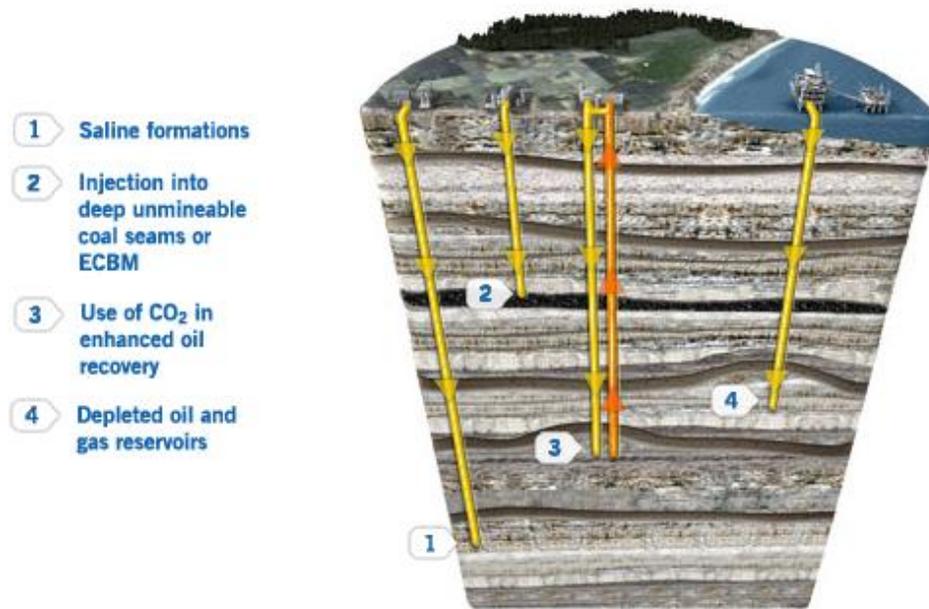


Figura 3.10 Tipos de almacenamiento de CO₂, (Global CCS Institute, 2015)

Yacimientos de aceite y gas agotados

Este medio de almacenamiento es el más utilizado actualmente, ya que es la mejor opción para el almacenamiento seguro del CO₂ (Figura 3.11). La principal razón por lo que es la mejor opción, es que ya fueron probados con el almacenamiento de un hidrocarburo con lo cual, ya han mostrado su seguridad, además de que normalmente se tienen estudios completos y bien analizados del sistema roca-fluido y de la formación. La inyección de CO₂ se puede dar en yacimientos agotados o en yacimientos abandonados y también en yacimientos que aún son económicamente rentables (para incrementar la recuperación de aceite).

El CO₂ mejora la movilidad del crudo cuando es inyectado (como método de recuperación mejorada) si se alcanza la miscibilidad. En los campos de gas sucede que a medida que disminuye la presión, en la roca almacén se crea un volumen que puede ser utilizado para almacenar CO₂.

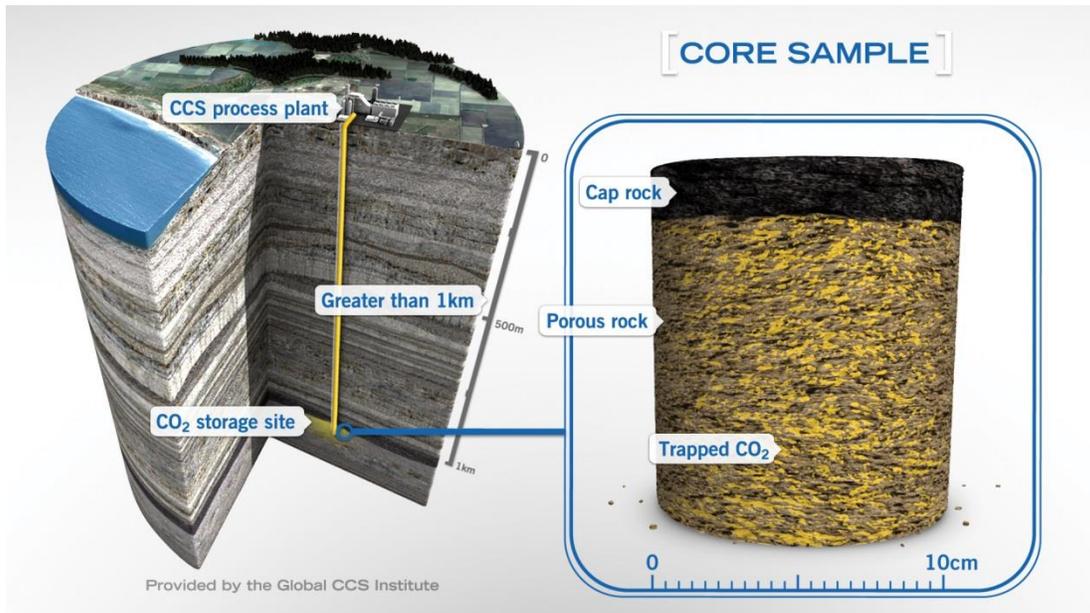


Figura 3. 11 Almacenamiento geológico, (Global CCS Institute, 2015)

Acuíferos salinos

Este tipo se refiere a almacenar el gas en acuíferos que por su elevada salinidad no tiene posibilidades de ser utilizada por el hombre. Estos están constituidos por rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen en el espacio existente entre sus granos salmuera como agua de formación. La principal ventaja de este tipo de almacenamiento es que son de extensión muy grande y por eso mismo, esta opción resulta ser muy buena cuando se tiene un volumen de CO₂ muy grande.

Las características necesarias para que los acuíferos salinos puedan ser utilizados como almacenamiento geológico son:

- Tener una porosidad, permeabilidad y salinidad adecuada
- Existencia de una capa superior, impermeable al flujo vertical de CO₂
- Estar ubicadas en áreas geológicamente estables.
- Tener un tamaño (extensión), lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ que permita la viabilidad del almacén.

Este tipo de almacenamiento no ofrece un subproducto con un valor económico importante, sin embargo, esta opción tiene un potencial muy grande por su importante capacidad de almacenamiento.

Estratos o capas de Carbón

Para este tipo de almacenamiento, los estratos de carbón tienen fracturas las cuales le brindan permeabilidad al sistema. Esta es una tecnología que está solamente en la fase demostrativa y el éxito que se tenga mediante esta, puede determinar su aplicabilidad y consecuentemente la evaluación de la capacidad de almacenamiento del CO₂ en estratos de carbón. Este tipo de almacenamiento es económicamente inexplorable.

El mecanismo de este tipo de almacenamiento es por adsorción. Cuando se inyecta el CO₂ en las capas de carbón, el CO₂ es adsorbido en la matriz de poros, liberando el metano existente en la misma ya que el carbón tiene más afinidad por el dióxido de carbono que por el metano y

esta técnica es denominada como producción de metano en capas de carbono mejorada (ECMP, por sus siglas en inglés)

Recuperación Mejorada de Aceite

Este consiste en inyectar el CO₂ para que de esta manera aumente la presión del yacimiento, con lo cual se obtienen volúmenes de aceite o gas adicionales y si es un desplazamiento miscible se mejora la producción de los hidrocarburos (*Figura 3.12*). Esto hace que el producto obtenido tenga un valor económico muy importante, esta opción es la más utilizada en la actualidad.

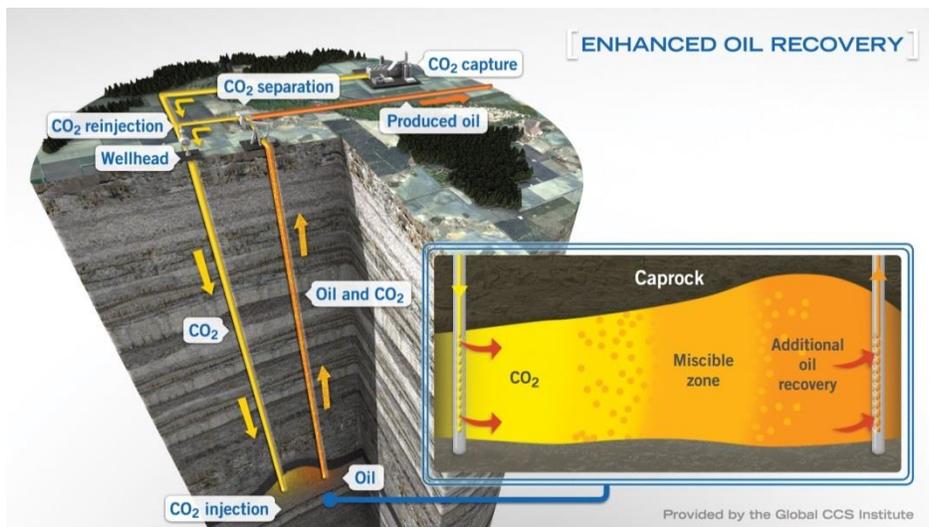
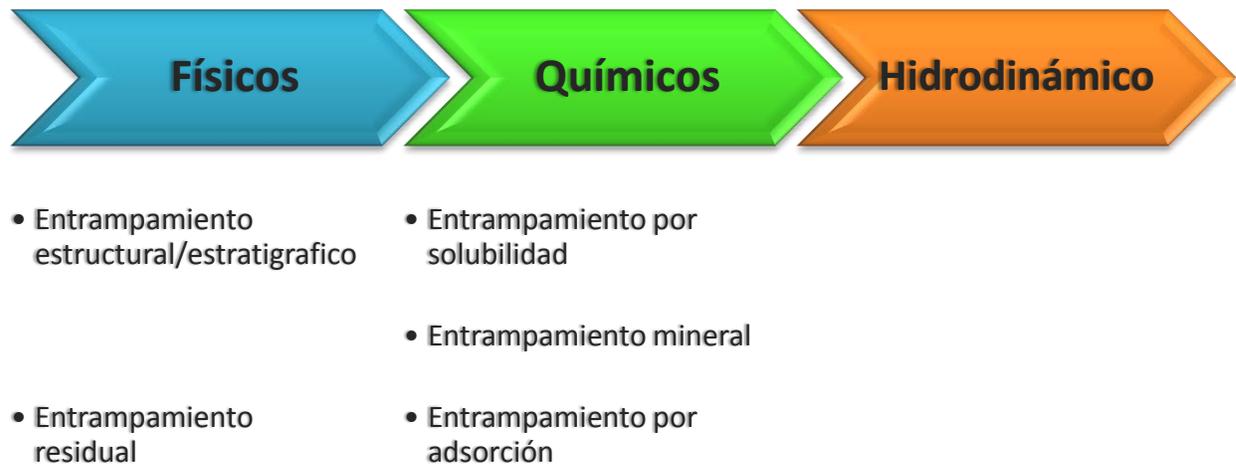


Figura 3.12 Almacenamiento de CO₂ por EOR, (Global CCS Institute, 2015)

Mecanismos de entrapamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ es logrado a través de una combinación de mecanismos físicos y químicos de entrapamiento, los cuáles son muy efectivos. Existen diversos mecanismos para retener el CO₂ que es inyectado y evitar de esta manera que el gas se escape a la superficie, en algunos casos se llega a dar una combinación de estos. Los mecanismos de entrapamiento se muestran a continuación (*Tabla 3.2*).

Tabla 3.2 Mecanismos de entrapamiento de CO₂



Entrampamiento estructural/estratigráfico

Este tipo de entrapamiento es físico. En el entrapamiento estructural, el CO₂ es atrapado en la cima de un anticlinal o en un bloque permeable asociado a una falla. Debido a que la densidad del CO₂ es menor que la del agua, este comienza a ascender, y se detiene cuando encuentra una roca impermeable que actúa como sello, impidiendo que el CO₂ continúe ascendiendo y de esta manera se acumule. Los domos, pliegues y fallas son ejemplos de las trampas estructurales (*Figura 3.13*).

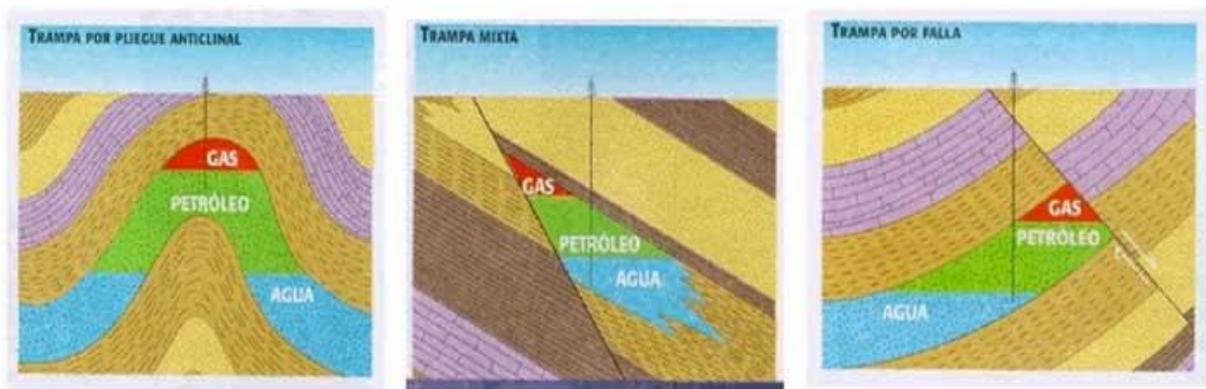


Figura 3.13 Entrampamiento estructural y estratigráfico, (Apuntes de geología de yacimientos, UNAM, 2013)

Las trampas estratigráficas se forman debido a cambios en la litología causados por el cambio de sedimento. Estos cambios laterales en la litología del estrato de roca permeable hacen que se transformen en impermeables, y así evita la migración de los fluidos que contiene constituyendo una trampa. Muchas trampas estratigráficas tienen también una influencia estructural. Las trampas estratigráficas son lugares adecuados para el almacenamiento de CO₂ y las más comunes son las llamadas lenticulares.

Entrampamiento Residual

Este tipo de entrampamiento se presenta cuando por medio de la presión capilar, el CO_2 queda inmobilizado en los poros de la roca. Cabe resaltar que este mecanismo se crea posterior a la inyección de CO_2 y sucede principalmente durante la migración de dicho gas (*Figura 3.14*).



Figura 3.14 Entrampamiento residual, (CO₂ Cooperative Research Centres, 2014)

Entrampamiento por solubilidad

La solubilidad del CO_2 aumenta cuando la presión incrementa y decrece cuando la temperatura y la salinidad del agua aumentan. Como parte de CO_2 se disuelve en el agua, esta se hace más densa y tiende a moverse hacia abajo. Esto permite que el CO_2 este más disperso en el agua y que con el tiempo la cantidad de este gas, que esta disuelto en el agua, pueda aumentar. Lo mismo pasa cuando disolvemos azúcar en el agua. Este atrapamiento es dominante en cualquier tipo de formación.

Entrampamiento mineral

Este tipo de entrapamiento consiste en el confinamiento del CO_2 mediante la reacción química y la formación de minerales en los espacios de los granos de la roca. Esto se produce cuando el gas disuelto reacciona con la roca almacén y se da la precipitación de minerales carbonatados, atrapando el CO_2 de una manera muy estable. El potencial de la reacción de estos minerales va a depender principalmente en la composición de la roca, sus condiciones de temperatura y presión, y la composición química del agua. Este tipo de atrapamiento es el más seguro para el CO_2 (Figura 3.15)



Figura 3.15 Entrampamiento mineral, (*CO₂ Cooperative Research Centres, 2014*)

Entrampamiento hidrodinámico

En el entrapamiento hidrodinámico, el movimiento del agua es esencial para prevenir el movimiento ascendente del gas. Este puede ocurrir en formaciones salinas que no tienen una

trampa cerrada y en la cual el CO_2 es atrapado por el flujo natural en acuíferos salinos. Cuando el CO_2 se inyecta a la formación este va a desplazar agua salina y luego migra hacia arriba, un poco de gas se disuelve en el agua de formación y el gas disuelto migrara con el agua de formación.

(Figura 3.16)

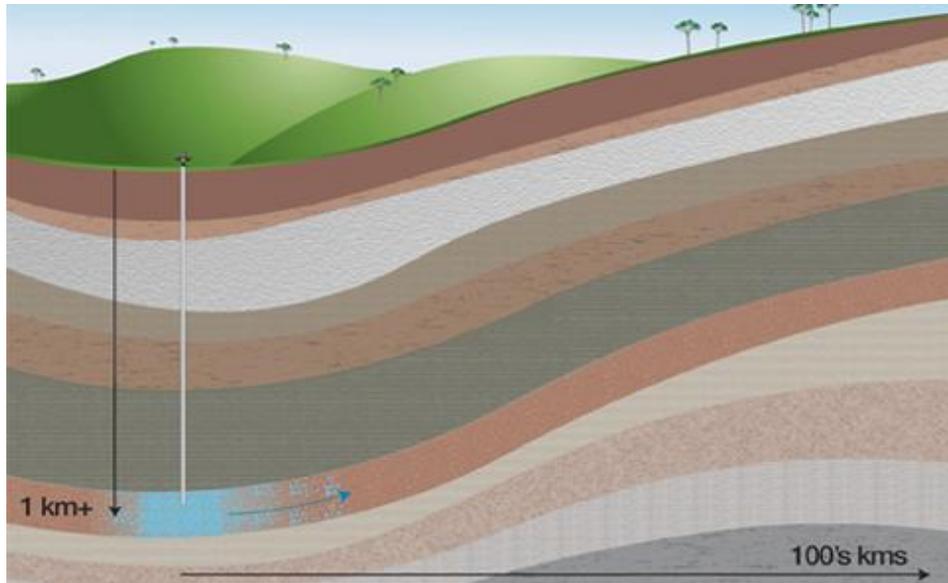


Figura 3.16 Entrampamiento hidrodinámico (acuífero), (*CO₂ Cooperative Research Centres, 2014*)

3.2.4 Monitoreo

El monitoreo es parte fundamental de un proyecto de almacenamiento, ya que en esta etapa recae el aseguramiento del almacenamiento y podemos verificar si se está llevando a cabo lo que diseñamos. Cuando se selecciona un lugar para almacenar, se debe de garantizar que no existe fuga alguna por la cual pueda escaparse el gas. Las técnicas de monitoreo son realizadas antes, durante y después de la inyección para tener todos los datos posibles, estar al pendiente de la operación durante la inyección y para garantizar el almacenamiento seguro del gas por un tiempo dado.

El monitoreo se puede llevar a cabo por diferentes métodos y de esta etapa podemos obtener algunas propiedades tales como: la presión, temperatura, resistividad eléctrica y el sonido; estas son respuestas en la inyección. Algunos métodos que se usan para el monitoreo son sísmica, muestreo geoquímico en la superficie el cual nos permite una detección rápida de cualquier migración o fuga en caso de que esto ocurra, modelos del lugar de almacenamiento, etc.

Es indispensable monitorear la inyección para poder verificar que lo que diseñamos se esté llevando a cabo tal y como fue propuesto. El monitoreo dentro del almacenamiento geológico de CO₂ puede ser utilizado para:

- Verificar el estado de los pozos inyectoros y medir los gastos de inyección, pues se pueden presentar problemas de fuga.
- Verificar la cantidad de CO₂ inyectado y almacenado.
- Optimizar la presión de la inyección y la perforación de nuevos pozos inyectoros.

El monitoreo de la presión, el gasto de inyección y la distribución de CO₂ son parámetros muy importantes que son indispensables para el monitoreo. Actualmente existen tecnologías recientes las cuales cuentan con sensores de temperatura y presión con fibra óptica, que permiten obtener información en tiempo real lo cual nos beneficia para tomar decisiones más precisas y de manera más oportuna.

3.3 Variaciones del uso del CO₂

El CO₂ tiene alta solubilidad con el petróleo, característica que lo convierte atractivo para su uso en procesos de recuperación mejorada. Esto se debe a que la densidad del CO₂ es muy similar a la del petróleo a condiciones de yacimiento. El CO₂ puede inyectarse como:

- **Inyección continua de CO₂.**- En este caso el CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado grande para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente rentable.
- **Inyección alternada de agua y CO₂ (WAG).**- El primer lugar en donde se dio la aplicación de este tipo de inyección fue en Alberta, Canadá en 1957 por la compañía Mobil. los beneficios que nos aporta son mayores a los obtenidos con la inyección solo de agua o gas. Esta se aplica como método de recuperación secundaria o mejorada (con la inyección de CO₂) y se lleva a cabo para aumentar la producción de aceite en el yacimiento.

Este procedimiento consiste en inyectar gas por medio de un pozo inyector, el volumen de inyección varía dependiendo de la relación de movilidad de los fluidos y también de la permeabilidad. Posteriormente se inyecta agua por el mismo pozo, cuando se inyecta el agua esta comienza a adherirse en las esquinas de los poros (cuando el sistema esta mojado por agua) de esta manera remueve el aceite de esta zona, el principio del mecanismo por parte del agua es por presión capilar, cuando el sistema esta mojado por aceite el mecanismo es por efecto pistón. El agua rodea al gas hasta que llega un punto en el cual la presión hace que el gas se vuelva inestable y empiece a moverse en el medio poroso, ocupando el espacio que ocupaba el aceite, haciendo que el aceite se mueva.

En los laboratorios se puede hacer una prueba de como reaccionarán los fluidos mediante esta inyección, se reproducen los parámetros de porosidad, permeabilidad, presión y temperatura del campo en el cual se quiere aplicar este método, la inyección de gas y agua se hace hasta que se observan cambios en cuanto a la distribución de los fluidos o bien hasta que la tasa de producción ya no aumente, una vez que esto pasa se cambia el fluido de inyección y se repite el ciclo. Mediante estas pruebas de laboratorio podemos obtener los tiempos de inyección y las mejores aproximaciones en cuanto al volumen a inyectar.

Actualmente se utiliza mucho la simulación para obtener resultados importantes adicionales a las pruebas de laboratorio, como son: presión capilar, mojabilidad, datos de flujo trifásico, etc.

En el método MWAG (Miscible Water Alternating Gas) el CO₂ es inyectado a unas condiciones de presión y temperatura que hacen que este sea miscible con el aceite. Causando primero una disminución de la viscosidad en el aceite, permitiéndole de esta manera que fluya más fácilmente a través del yacimiento. Así mismo la inyección de agua alternada con CO₂ dentro de un campo incrementa el gradiente de presión entre los pozos inyectoros y productores, ocasionando que el aceite sea empujado más rápido. Este método fue originalmente propuesto para mejorar el barrido en una inyección de gas, el agua es utilizada como controlador de movilidad en el desplazamiento. Pequeños baches de CO₂ se inyectan en alternancia con baches de agua.

- **Inyección Cíclica.**- Se trata de un procedimiento de estimulación que generalmente se aplica en pozos que producen petróleo pesado. Este método consiste en inyectar un cierto volumen calculado de CO₂ en un pozo que posteriormente se cierra por unos días para permitir un equilibrio entre el aceite y el CO₂ y posteriormente se abre para producción. El

objetivo es tratar de disolver el máximo volumen de CO₂ en el petróleo, para que posteriormente se produzca por expansión del CO₂ disuelto en el aceite y por disminución de la viscosidad del petróleo. El éxito de este método radica en que el CO₂ es más soluble en aceite que en agua lo cual reduce la viscosidad del aceite, disminuye la densidad del aceite y en carbonatos incrementa la permeabilidad y en arcillas evita que estas se hinchen.

3.4 Inyección de CO₂

La inyección de CO₂ representa un método miscible en la recuperación mejorada y este utiliza un disolvente que se mezcla con el aceite residual para aumentar la movilidad del aceite. Los métodos de inyección han ido aumentando cada vez más con el paso del tiempo ya que se han venido practicando desde principios de 1920. Cuando el CO₂ se inyecta en el yacimiento éste se vuelve soluble en el aceite residual a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO₂. Esto ocurre principalmente cuando la densidad del CO₂ es alta.

El uso de CO₂ ha ido aumentando ya que estudios han demostrado que no solo se puede aplicar la inyección de este gas para gravedades específicas de aceites medios o ligeros, sino también para la recuperación de aceites pesados ya que comparados con otros gases, puede extraer los componentes pesados del petróleo; es decir, ocurre el fenómeno de vaporización para generar el frente miscible que desplazará el petróleo residual. La solubilidad del CO₂ causa que el petróleo se expanda; lo cual depende de la cantidad de metano que contenga el petróleo. La figura 3.17 nos muestra la inyección de CO₂ por el método WAG (Water Alternating Gas).

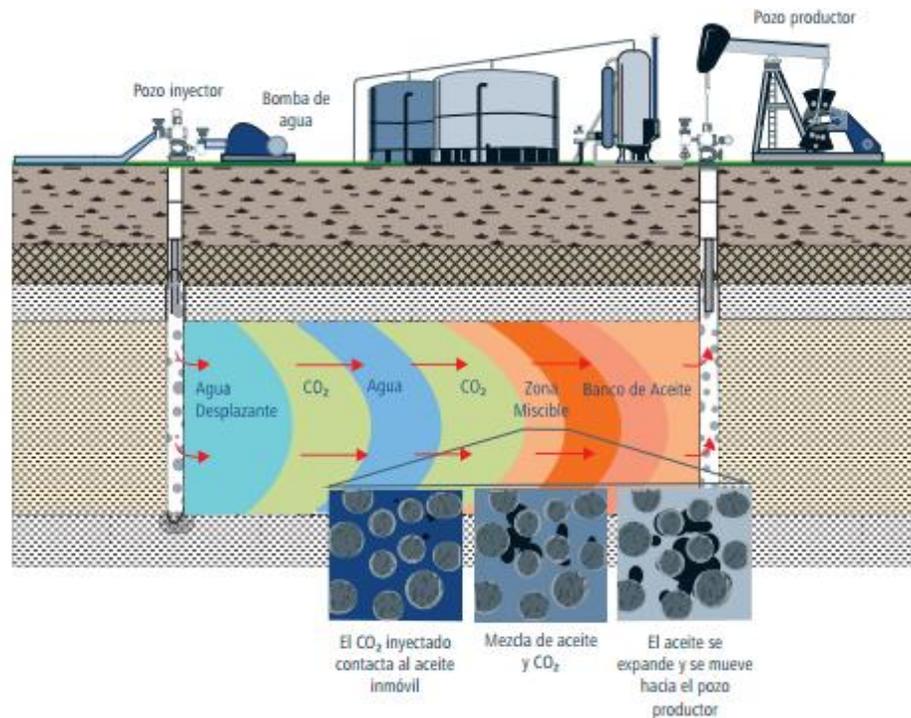


Figura 3.17 Inyección de CO₂, (National Energy Technology Laboratory, 2010)

3.4.1 Tipos de inyección

Para elegir este método de recuperación mejorada es de suma importancia analizar las características del yacimiento ya que por medio de estas se puede elegir el tipo de inyección que se dará. La flexibilidad de este proceso nos permite utilizarlo de forma miscible o inmisible, en función de las condiciones existentes (presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento).

Forma inmiscible

En forma inmiscible, el CO₂ y el aceite forman dos fases fluidas y existe una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento, el cual puede ser observado como una frontera en movimiento del cual fluye aceite y la fase desplazante CO₂ produciendo una expansión del aceite que podría alcanzar una recuperación que va de un 10% al 22% del volumen original.

El proceso se desarrolla de tal manera que al inyectar el dióxido de carbono a través de un pozo hacia el yacimiento, se genere el mejor desplazamiento posible de aceite hacia la zona productora del pozo y de ahí hasta la superficie, para esto es necesario que la velocidad de inyección, la presión de inyección, la temperatura de inyección y demás factores estén en las condiciones óptimas requeridas para las características que el yacimiento posee, con el motivo de generar entre las primordiales consecuencias, un hinchamiento o expansión del aceite que le permita tener una menor densidad, permitiéndole moverse más rápido por el yacimiento, especificando claramente que la expansión del aceite se realiza de forma física por lo que las cadenas del hidrocarburo no se ven afectadas en ninguno momento y solamente se modifican ciertas partes de sus propiedades físicas por un periodo de tiempo corto. Al mismo tiempo se realiza un desplazamiento, proceso antes ya mencionado, que permita barrer la zona del aceite que aún está presente en ese lugar, dejando muy en claro que el proceso debe de tener una presión adecuada que permita un mejor barrido, dejando atrás la menor cantidad de aceite, ya que si no es así, la velocidad podría ser demasiada dejando demasiado aceite residual estancado.

El procedimiento de inyección de dióxido de carbono como método de recuperación mejorada puede tener dos variantes, una en la que se alterna con inyección de agua, inyectando ciertas cantidades de uno u otro fluido separadas en cierto intervalo de tiempo y la otra en la que simplemente se realiza la inyección de dióxido de carbono. Ambos procesos tienen sus desventajas debido a que el aceite saldrá acompañado por uno o más fluidos que aumentarán la tarea de separación para poder dejar el aceite en un estado adecuado para su uso o comercialización.

Forma miscible

La miscibilidad del CO₂ en el aceite se lleva a cabo en una de las dos maneras siguientes:

- El primer método se llama “el primer contacto”, ocurre cuando el CO₂ y el aceite son completamente miscibles y crean una única fase en su primer contacto.
- El segundo método se llama “proceso miscible de múltiples contactos”, en el que la miscibilidad ocurre por múltiples contactos de gas y aceite a través de los mecanismos de condensación/vaporización (transferencia de masa).

La inyección de CO₂ en este proceso se inicia antes de establecer la presión mínima de miscibilidad. Sin embargo, durante el proceso de inyección la presión del yacimiento se incrementará causando una transferencia entre los componentes de los dos fluidos hasta que el aceite se llena de CO₂ y no se puede distinguir el uno del otro.

En el proceso miscible, el CO_2 es muy soluble en el aceite a las condiciones de yacimiento. Como consecuencia, provoca la expansión del aceite, la reducción de la viscosidad y un aumento de la presión. Por lo tanto, el flujo de aceite comienza mucho antes de que la miscibilidad se esté iniciando.

- **Presión de Miscibilidad**

Es un parámetro de diseño vital para un proyecto miscible, y está definida como la presión más baja a la cual se puede alcanzar la miscibilidad de primer contacto o múltiples contactos. Esta presión se puede hallar por tres métodos:

- **Burbuja Ascendente**

Esta prueba es una forma rápida y fiable para determinar la presión mínima de miscibilidad. Este método consiste en la observación directa del comportamiento de una burbuja de gas inyectada la cual sube a través de una columna de aceite en una celda. En condiciones miscibles, la burbuja desaparecerá antes de llegar a la cima de la columna. A medida que la burbuja se eleva a través del aceite, su forma y movimiento son observados y fotografiados. La burbuja de gas debe de tener la composición del gas que se va a inyectar.



Figura 3.18 Dispositivo de la burbuja ascendente, (Instituto Mexicano del Petróleo, 2015)

○ **Slim Tube (Tubo delgado)**

En esta prueba consta de un tubo delgado enrollado en forma de espiral, puede ir empacado de arena o esferitas de vidrio muy pequeñas, el equipo posee tres cilindros en donde se almacenan los fluidos, una bomba, un regulador de presión y una celda para poder observar los cambios de color. Todo el equipo se coloca en un horno donde se puede regular la temperatura (Figura 3.19).

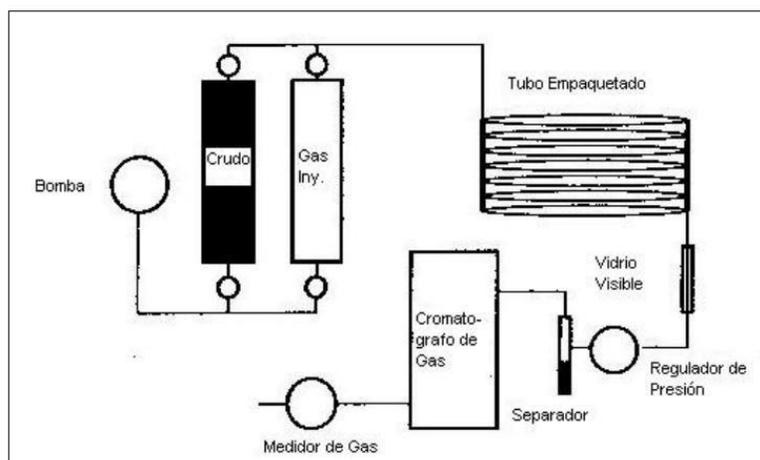


Figura 3.19 Esquema del slim tube

El gas a analizar se inyecta a una presión deseada a través del tubo delgado previamente saturado con el aceite por medio de la bomba. Se necesita un mínimo de 4 pruebas para determinar la presión de miscibilidad a distintas presiones con temperatura constante, ya que posteriormente se hace una gráfica en donde cada punto corresponde a una prueba y de aquí se obtiene la presión de miscibilidad.

○ **Diagramas Ternarios**

En la figura 3.20 se muestra el diagrama ternario representa el comportamiento de fases de una mezcla de tres componentes bajo distintos porcentajes de una mezcla a una misma presión y temperatura. Representan fase y composición.

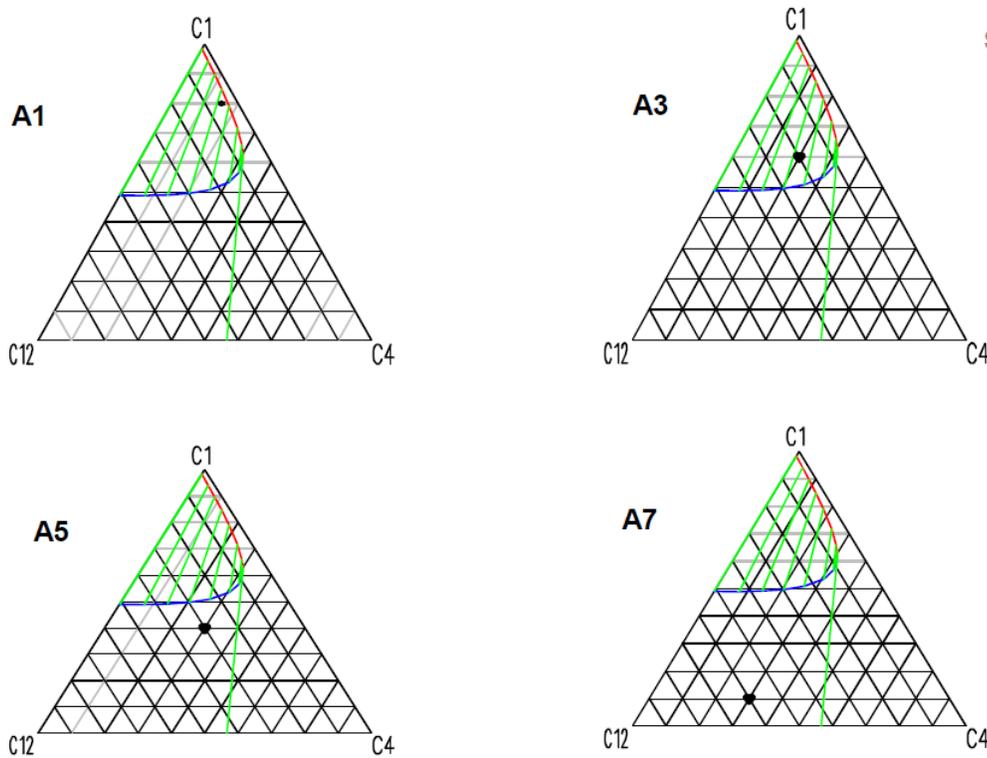


Figura 3.20 Ejemplos de diagramas ternarios, (Apuntes de recuperación mejorada, 2015)

3.5 Diseño e Implementación de la inyección de CO₂

El principal propósito de esta sección es el de describir las actividades que se deben de realizar en un proyecto de recuperación mejorada por inyección de CO₂. Estas actividades van desde la recolección y análisis de la información hasta la aplicación a escala de campo del método. La *Tabla 3.3* nos muestra el orden del diseño e implementación de CO₂.

Tabla 3.3 Diseño e implementación de la inyección de CO₂



3.5.1 Análisis de la información

Para esta etapa se debe de recolectar toda la información posible sobre el yacimiento, por ejemplo:

- **Ubicación del yacimiento.**- Si se encuentra en tierra o costa fuera ya que para cada caso la infraestructura y los costos son diferentes.
- **Estado actual del yacimiento.**- Este es un factor muy importante ya que para la caracterización se requiere saber el tiempo de explotación que tenga el yacimiento.
- **Propiedades del yacimiento.**- Es importante contar con las propiedades del sistema roca-fluido para asignarle el método de recuperación mejorada más adecuado.

Cabe señalar que conforme el proyecto se va avanzando, la información cada vez va siendo más sólida y confiable. Desde la exploración hasta que se abandona un yacimiento se va recabando gran cantidad de información por eso se requiere una buena planificación en la toma de información. Por otro lado existe información la cual no aplica muchas veces a todos los pozos por lo costoso que sale.

Es importante que la información se esté actualizando constantemente conforme se vaya avanzando en el proceso de explotación del yacimiento y debe de ser guardada en una base de datos.

3.5.2 Criterios de Selección

No todos los yacimientos cuentan con las características necesarias para aplicar un método de recuperación mejorada con inyección de CO₂, no solo se necesita que sean geológicamente adecuados, si no que sean económicamente viables.

En algunos casos no se cuenta con buena información sobre los yacimientos sin embargo se reúne la información existente para crear un portafolio que contenga toda la información del yacimiento. Mediante esta información se puede realizar una comparación basándonos en los criterios de selección para que se le asigne el método de recuperación mejorada más adecuado.

La selección del método de EOR debe hacerse para cada campo en particular, tomando como guía criterios que han sido establecidos con base a la experiencia en campo y al estudio de los mecanismos de desplazamiento del aceite y además de considerar el aspecto económico. Algunos de los criterios se presentan en la *Tabla 3.4*.

Tabla 3.4 Criterios de escrutinio, (Taber, 1997)

Método	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	°API	Viscosidad (CP)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y Gas de combustión	> 35 - <u>48</u>	< 0.4 - <u>0.2</u>	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	> 40 - <u>75</u>	Areniscas o Carbonato	Delgado a menos que tenga echado	No Critico	> 6000	No Critico
Hidrocarburos	> 23 - <u>41</u>	< 3 - <u>0.5</u>	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	> 30 - <u>80</u>	Areniscas o Carbonato	Delgado a menos que tenga echado	No Critico	> 4000	No Critico
CO₂	> 22 - <u>36</u>	< 10 - <u>1.5</u>	Alto porcentaje de C ₃ a C ₁₂	> 20 - <u>55</u>	Areniscas o Carbonato	Amplio rango	No Critico	> 2500	No Critico
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	No Critico	> 35 - <u>70</u>	No Critico	No Critico si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	No Critico	> 1800	No Critico

3.5.3 Estudios de laboratorio

Los estudios de laboratorios son básicos para cualquier método de recuperación mejorada, en el caso de la inyección de CO₂ es indispensable realizar los estudios a la roca y a los fluidos, es decir, el sistema roca-fluido. Estos estudios nos aportan información muy buena y de suma importancia para conocer más sobre nuestro yacimiento. Algunos parámetros que nos aportan son: la porosidad, el contenido de los fluidos, las permeabilidades relativas, las mojabilidades, la compresibilidad de la roca, etc.

Cuando se realizan estudios PVT nos brindan información para caracterizar los fluidos y es muy importante ya que por medio de esta caracterización se puede observar el comportamiento de los fluidos a diferentes condiciones. Mediante estas pruebas podemos obtener parámetros como: Factor de volumen de aceite y gas (B_o y B_g), factor de compresibilidad (Z), la gravedad específica ($^{\circ}\text{API}$), presión de burbuja (P_b). Los estudios requeridos para la inyección de CO_2 son:

- **Prueba de hinchamiento.**- se aplica vacío en una celda un cierto periodo de tiempo, se envía el gas de inyección a la celda la cual se estabiliza a condiciones de yacimiento. La celda se coloca dentro de un horno para controlar la temperatura. Posteriormente es inyectado el gas desde la parte inferior a un gasto determinado, el cual se fija para controlar la presión. Se aísla el sistema y se monitorean los cambios de presión. En esta prueba se analizan los fenómenos de hinchamiento al estar en contacto con diferentes gases de inyección.
- **Prueba de desplazamiento.**- Un núcleo se coloca dentro de una celda y se extrae el aire del sistema. El sistema se satura con salmuera, se deja reposar por un tiempo a temperatura ambiente y luego se aplica vacío para extraer una cantidad de agua hasta que quede la saturación de agua deseada. Por la parte inferior de la celda se inyecta aceite y posteriormente por la superior, gas. La inyección se mantiene hasta que la producción de aceite en la zona baja del núcleo llegue a cero.
- **Prueba de presión mínima de miscibilidad.**- Esta prueba se puede obtener por tres métodos (se explica en la pág. 84, Presión de miscibilidad).

- **Prueba de solubilidad de gas en el agua.-** Se lleva a cabo un proceso de mezclado de aceite con CO₂ poniendo en contacto al aceite dentro de una celda PVT aplicando agitación, manteniendo una presión y temperatura constantes. Mediante esta prueba determinamos el grado con el cual es gas de inyección se disolverá en los fluidos del yacimiento.

3.5.4 Selección del proceso

Es posible que se realice un análisis en donde se involucra el riesgo y la incertidumbre que se tiene en las variables en el modelo del pronóstico de producción. Aquí se utiliza la simulación numérica de yacimientos la cual nos permite predecir el desempeño del yacimiento en una forma más detallada, para que de esta manera se planee su explotación a mediano y largo plazo.

En esta etapa debe de elegirse el proceso más adecuado que se llevará a cabo. Es importante identificar los posibles procesos, las tecnologías, actividades y opciones, los cuales pueden construir posibles escenarios de producción.

Algunos de los métodos que nos ayudan a obtener los pronósticos de producción para cada uno de los procesos a ser implementados son:

- Simulación de yacimientos
- Curvas de declinación
- Balance de materia

El valor presente neto (VPN) nos dirá que tan rentable es cada proceso, es decir, podemos obtener el VPN para cada uno de los escenarios considerando el riesgo, sin embargo no es un factor clave para tomar una decisión sobre la implementación de la tecnología.

3.5.5 Diseño de la prueba piloto y del proceso

Una prueba piloto se realiza con el objetivo de disminuir las incertidumbres asociadas al proyecto ya que diferentes estudios como análisis de núcleos, análisis de la mezcla del fluido a inyectar, etc., no son suficientes para que se lleve a cabo la aplicación en campo. La prueba piloto se llevará a cabo en un área representativa del yacimiento. A través de esta prueba lo que se busca es analizar cómo se comportó la inyección de CO₂ en esa parte del yacimiento, para que después en caso de que todo tenga el comportamiento esperado se realice la masificación a todo el campo. La prueba piloto es indispensable en planificación y desarrollo de un proyecto de recuperación adicional. Estas pruebas nos permiten establecer y observar las condiciones de operación, la ubicación de los pozos, la eficiencia de recuperación, etc.

El monitoreo de una prueba piloto nos ayudará a analizar si los resultados obtenidos son los esperados. Y una vez que la prueba piloto ha mostrado tener éxito se puede avanzar a la siguiente etapa del método seleccionado.

Los resultados de una prueba piloto nos brindan grandes beneficios, entre ellos el calibrar y determinar parámetros críticos en condiciones reales de operación para que de esta manera se integre la información y se realice la simulación que nos permita planear y evaluar la factibilidad de la aplicación del proyecto.

3.5.6 Ingeniería, procura y construcción

En esta etapa ya se ofrece una solución completa del proyecto, involucra el diseño y construcción del proyecto y para este caso es importante tener en cuenta la infraestructura que se requiere para la inyección de CO₂ la cual involucra lo siguiente:

- Planta de tratamiento
- Equipo de compresión
- Red de ductos para el transporte y distribución de gas
- Pozo inyector

3.5.7 Ejecución, monitoreo y evaluación

El monitoreo es muy esencial para este tipo de proyectos, ya que realizar evaluaciones constantes nos permite ver si el proyecto está funcionando bien y si esto pasa es importante realizar las modificaciones que compongan el comportamiento del yacimiento, sin embargo, hay que estar enterados que todas estas modificaciones se darán en una prueba piloto.

3.5.8 Masificación del proceso

Esta etapa es cuando ya se realiza la expansión de la aplicación del proceso a gran escala, el antecedente importante para que esto funcionara fue la prueba piloto de la cual se obtuvo experiencia. Así es como se implementa el diseño y la inyección de CO₂.

CAPÍTULO IV FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA

4.1 Relación CCS-EOR

Los métodos de recuperación mejorada de aceite implican técnicas que alteran las propiedades originales del aceite permitiendo que se produzca más fácilmente. La inyección de CO₂, otros disolventes, o vapor (calor) son algunas de las formas más comunes de EOR. La inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada (CO₂-EOR) se puede aplicar a una amplia gama de configuraciones de depósito incluyendo areniscas, calizas y dolomitas; en trampas estructurales o estratigráficas; en pequeñas acumulaciones aisladas o campos gigantes; y en tierra o en mar (aunque la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada a nivel comercial en el mar no se ha realizado). Ciertamente esta aplicación conjunta tendría como consecuencia dos puntos muy importantes, el primero económicamente el uso de la CCS en un EOR de inyección de gas disminuiría considerablemente el costo de producción por barril de aceite, debido a que mediante los procesos ya conocidos para su captura se puede obtener este gas en mayores cantidades y con una mayor eficiencia de aprovechamiento y al realizar un balance económico el rendimiento sería claramente notorio.

El segundo punto está basado en términos de tiempo y procesos debido a que para los métodos de inyección de CO₂, ya sea de forma miscible o inmisible con el aceite, desde donde sea que se necesite es importante que llegue con ciertas características y al no tener el equipo necesario para procesar todo el gas puede causar retrasos en todas las actividades de la recuperación mejorada, al utilizar conjuntamente con el CCS el CO₂ pasa por procesos de compresión y mantenimiento de presión para que sus propiedades físicas no cambien, por lo que un transporte por ducto directo a la zona de aplicación de la EOR mejoraría evidentemente el

tiempo del proyecto, así mismo la cantidad de CO_2 no estaría limitada por problemas de incertidumbre y se podría contar de una manera segura con una cantidad constante.

Aunque la relación CCS-EOR este bien definida cabe mencionar que los puntos desarrollados son los más influyentes en el ámbito energético y para el cual se analizó la aplicación conjunta de estas tecnologías y sobre todo esto el precio de venta limitaría esta aplicación conjunta, hasta invalidarla si la situación lo amerita y dejando a considerar otras posibles soluciones al problema en discusión.

Los bonos de carbono juegan un papel muy importante en cuanto a este tema, ya que son instrumentos económicos que se usan para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los certificados de reducciones de emisiones (CER) son ejemplo de estos instrumentos, estos se otorgan por los países generadores de gases de efecto invernadero. Estos obtienen un monto equivalente a la cantidad de gases de efecto invernadero que el proyecto emite. Por ejemplo, si en una compañía se emite 1 millón de tCO_2 , puede neutralizar sus emisiones protegiendo un bosque que absorba ese millón de CO_2 .

4.2 Ventajas y desventajas de la captura y almacenamiento de CO₂



Tabla 4.1 Ventajas y desventajas de la tecnología CCS

Si bien es cierto que la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ nos brinda resultados muy buenos y es una excelente opción para la mitigación contra el cambio climático, también cuenta con algunas desventajas (*Tabla 4.1*) como lo son:

- **La infraestructura.-** Ya que se necesita de bastante infraestructura para que se dé la captura de CO₂ y esto hace un poco difícil y costosa la aplicación de esta

tecnología en algunos campos pues desde un principio no se pensó en que esta tecnología pudiera darse y algunos campos no están preparados para la infraestructura que CCS requiere, sin embargo se puede realizar involucrando más costos y más trabajo.

- **Seguridad de Confinamiento.-** Tomando en cuenta que para el almacenamiento del CO₂ se utilizarán secciones geológicas tales como yacimientos de hidrocarburos, de carbón o formaciones salinas, se puede considerar que su confinamiento este totalmente estable, sin embargo las altas presiones al final de la inyección del gas puede provocar problemas de fuga, por lo que este nuevo tipo de aplicación a la inyección se tendría que ir desarrollando en torno a la experiencia que se vaya generando a través de diversos proyectos de CCS.
- **Los costos.-** Son muy elevados los costos de esta tecnología, sobre todo cuando no se tiene el espacio ni el equipo de coacción, así que el desarrollo de este tipo de proyectos en cierto caso sería desde cero aplicando un costo adicional al campo de generación energética en general, debido a estos, tanto inversiones iniciales, como costos de operación y mantenimiento de los equipos generarían un aumento inicial considerable a los consumidores de energía.

Sin embargo y aunque las desventajas dan mucho que considerar, hay que analizar también las ventajas para tomar una respuesta sobre aplicar o no esta tecnología.

- **Reducción en las emisiones de CO₂.**- El aspecto más importante a destacar, debido a los problemas que causan las altas emisiones de CO₂, desde el calentamiento global hasta la mala calidad del aire, la disminución de estas emisiones generaría mejorías visibles a corto y largo plazo, que le conviene tanto a la industria como a la sociedad.
- **Re-utilización del CO₂.**- La importancia de este gas para el desplazamiento y aumento en la producción de hidrocarburos ha sido comprobada claramente, siendo como tal un elemento considerado en la recuperación mejorada de hidrocarburo y al momento de ser inyectado en cierto yacimiento se podría generar el almacenamiento de altas cantidades de CO₂ realizando una acción doble: económica y ecológica.
- **Generación eléctrica “sin contaminar”.**- Como es bien conocido el CO₂ es uno de los resultados generados en el proceso de combustión que se usa para una gran parte de la generación eléctrica de muchos países y al utilizar esta tecnología estas emisiones se verían reducidas en gran parte y hasta cierto punto en su totalidad, dejando solo cierta parte de los contaminantes a menor escala pero teniendo una alta efectividad ambiental y por así decirlo “sin contaminar”.

4.3 Importancia de la Tecnología CCS

4.3.1 En el mundo

El mundo requiere incrementar su consumo energético promedio per cápita, para dar un mejor nivel de vida a los habitantes de los países en desarrollo, sin embargo, para luchar contra la miseria y lograr mejores condiciones de vida, es indispensable dar acceso a la energía e incrementar su consumo. Lo anterior hace que el consumo de energéticos deba aumentar y, además, se prevé que los combustibles fósiles seguirán siendo una parte fundamental del suministro de fuentes primarias, sin embargo, la cantidad de CO₂ en la atmósfera está aumentando y la temperatura de la tierra está incrementando también. Para evitar cambios climáticos peligrosos, la temperatura global promedio no debe ser muy mayor en relación con la época preindustrial. Para lograr esto, necesitamos una tecnología que nos ayude en la mitigación del CO₂ de una manera muy significativa.

De acuerdo con el Global CCS Institute (Instituto Global de Captura y Almacenamiento de Carbono) la mayoría de las emisiones de CO₂ vienen del sector de la energía. Las demás emisiones vienen de procesos industriales a gran escala tales como hierro y producción de acero, fabricación de cemento, productos químicos y refinación. Para los países en desarrollo que tienen una demanda alta por los combustibles fósiles el CCS es una opción viable (en algunos casos es la única opción viable) para reducir significativamente las emisiones de tales fuentes de emisión a gran escala.

Es necesario resaltar que la mayor responsabilidad de reducción de emisiones, la tendrán que absorber las grandes fuentes fijas de éstas, en las que es posible incorporar sistemas de control de emisiones y que será necesario cambiar los energéticos que se utilizan en los sistemas de transporte. La tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ es de suma importancia en el

sector energético, ya que esta opción nos da la oportunidad de seguir usando los combustibles fósiles con la diferencia de que al mismo tiempo se está capturando el CO₂ y de esta manera las concentraciones disminuirían y así contribuimos a que estos gases no sean liberados a la atmosfera y se le pueda dar un mejor uso o bien almacenarlo de una manera segura en donde no afecte al medio ambiente y consecuentemente se mejore la calidad de vida de las personas.

4.3.2 En México

México exporta gran cantidad de hidrocarburos e importa otros productos como gas natural y cantidades limitadas de carbón, entre otros. Estos recursos son utilizados principalmente para combustibles o energía eléctrica, transformándolos; sin embargo, el uso de combustibles fósiles hacen que se generen emisiones de CO₂ y que esto contribuya al efecto invernadero y a la contaminación ambiental; es por eso que México ha estado buscando soluciones y la perspectiva del sector energético para el periodo del 2011 al 2025 prevé cambios importantes en cuanto al uso de combustibles fósiles y el uso de nuevas tecnologías como lo es el caso de la captura y almacenamiento de CO₂ para que de esta manera las emisiones de este gas sean prácticamente nulos.

México ha asignado una alta prioridad política al combate del cambio climático y ha mostrado gran liderazgo y un fuerte compromiso en el apoyo a esfuerzos internacionales es por eso que ha comprometido una reducción del 20% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 y del 50% para el año 2050, fue uno de los primeros países en desarrollo en adoptar un objetivo de reducción de emisiones para ese año. Esto se planea mediante la aplicación de esta tecnología ya que por medio de esta se pretende reducir al menos el 19% de las emisiones. Esto representa un reto ya que las condiciones de México no son muy

favorables en cuanto al avance tecnológico pues pareciera que nos encontramos en una recesión y más con la economía que en estos momentos no es muy favorable.

El uso de esta tecnología es muy importante para México por dos razones: la primera porque quiere aumentar la recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de la inyección de CO₂ ya que son pocos los proyectos que se tienen y los que se han llevado a cabo; y la segunda porque se pretende ayudar al medio ambiente mediante la mitigación del cambio climático. Este segundo factor es de suma importancia porque México es muy vulnerable al cambio climático y se encuentra altamente expuesto a los riesgos asociados a los impactos del cambio climático.

Es importante señalar que potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en el territorio mexicano es bastante bueno ya que se cuenta con acuíferos salinos profundos con gran capacidad de almacenamiento y en condiciones geológicas adecuadas para inyectar importantes cantidades de CO₂.

4.4 Análisis Económico

Para llevar a cabo un proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ se requieren de varios factores que pueden afectar al proyecto de manera positiva o negativa, estos factores se deben de considerar siempre al hacer algún análisis económico sobre el proyecto a realizar, ya que si no se consideran pueden afectar seriamente al proyecto. Algunos de los factores se muestran a continuación:

- **Ubicación.-** Es importante saber en dónde está o estará ubicado el proyecto para que de esta manera tomemos en cuenta las condiciones de dicho lugar por ejemplo si se encuentra en tierra o costa fuera, en un lugar poblado o en

alguna área protegida ya que los costos varían mucho en cada lugar, sobre todo costa fuera los costos son mayores y más para la aplicación de captura y almacenamiento de CO₂.

- **Costos de aplicación.**- En la mayoría de los casos, los proyectos resultan más costosos de lo que se había analizado con anterioridad debido a imprevistos, o a que no se hizo un buen análisis. Algunos ejemplos de los costos de aplicación son:
 - Transporte
 - Personal
 - Instalación de nuevos equipos
 - Falla de algún equipo
 - Mantenimiento
 - Capacitación al personal

- **Permisos.**- En algunas zonas donde no está permitido llevar a cabo algunos proyectos pues son zonas protegidas o bien los lugareños no dejan trabajar, es necesario contar con permisos para este tipo de situaciones. O bien cuando se requieren de permisos ambientales, más para este tipo de proyectos.

- **Paridad Monetaria.**- Factor de suma importancia para un proyecto, pues este puede llegar a cambiar ya sea para bien o para mal, incrementando de una forma impresionante el costo del proyecto.

- **Precio del crudo y gas.-** Dos factores que pueden hacer que el proyecto no sea muy rentable, pues a la hora de producirlo puede ser algo costoso y si para el momento en que lo vendes se encuentra a bajo precio, no tendrías muchas ganancias o bien el proyecto no será bueno.
- **Infraestructura.-** En caso de que en la planta donde se quiera aplicar la captura ya se cuente con la infraestructura o bien con las condiciones adecuadas para aplicarlas los gastos son menores, sin embargo cuando no se tienen preparadas las instalaciones el gasto es mucho mayor.
- **Presupuesto.-** El presupuesto del proyecto puede no ser apto para la implementación de esta tecnología debido a sus altos costos de mantenimiento y operación.
- **Mal entendimiento del proyecto.-** Cuando no hay una buena comunicación entre los administradores del proyecto y las personas o instituciones que pueden actuar de forma negativa en este.

Estos son algunos de los factores involucrados en un proyecto de igual manera hay personas o empresas con las cuales hay que tener cuidado para que estos no influyan de manera negativa.

4.4.1 Costos de captura

Como la tecnología de captura y almacenamiento es relativamente nueva, los costos son todavía altos, aunque con la evolución económica tienden a disminuir. Es por esto que para llevar a cabo un proyecto hay que tomar en cuenta todas estas consideraciones. A continuación se muestra en la *Tabla 4.2* el costo en dólares por tonelada de la captura de CO₂.

Tabla 4.2 Costos de captura del CO₂, (Green Facts, 2012)

Tipo de Captura	Costos
Captura de CO ₂ emitido en una central eléctrica	15-75 USD/ t CO ₂
Captura de CO ₂ emitido en la producción de gas natural	5-55 USD/ t CO ₂
Captura del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	25-115 USD/ t CO ₂

Los costos de captura son mejores cuando se produce una corriente de CO₂ relativamente pura, como ocurre en la producción de gas natural. El rango entre los costos de captura es muy amplio debido a que se deben de considerar factores como: complejidad del lugar donde se va a capturar el CO₂, tipo de infraestructura para la captura, volúmenes de CO₂ a capturar, tipo de captura, etc.

4.4.2 Costos de transporte

El costo de transporte de CO₂, ya sea por vía marítima o por tuberías, depende de la distancia y de la cantidad transportada. En el caso de las tuberías, los costos son mayores cuando son submarinos o cuando cruzan zonas de gran densidad de población, montañas o ríos. En las tuberías también se involucran las variaciones en cuanto al precio del acero.

En cuanto al transporte vía marítima, los costos dependen de las características del barco como por ejemplo, del volumen de la cisterna. Cuando el transporte por vía marítima es posible, es normalmente más económico que el transporte por gasoducto, para distancias superiores a los 1000 km y para cantidades de CO₂ inferiores a unos cuantos millones de toneladas por año (*Tabla 4.3*).

Tabla 4.3 Costos de transporte, (Green Facts, 2012)

Tipo de Transporte	Costo
Transporte por tubería	1-8 USD/ t CO ₂
Transporte por buques	1660-2350 USD/ t CO ₂

En el transporte por barco, el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga son algunos de los factores determinantes del costo general de transporte. Y es muy notorio el incremento que se tiene en cuanto al costo.

4.4.3 Costos de almacenamiento

El almacenamiento en formaciones geológicas es la opción de almacenamiento de CO₂ menos costosa y más aceptable desde el punto de vista ambiental. Los costos de almacenamiento más económicos se dan en aquellos lugares donde se tenga una buena permeabilidad, que estén situadas en tierra firme, a poca profundidad, y/o en aquellos lugares donde existan pozos e infraestructuras procedentes de la industria petrolera o de gas donde se puedan ser reutilizadas. El almacenamiento geológico de CO₂ podría incluso generar mayores beneficios, por ejemplo, mediante la recuperación mejorada de petróleo, donde se utiliza la inyección de CO₂ para desplazar y recuperar el aceite (*Figura 4.4*).

Tabla 4.4 Costos de almacenamiento, (Green Facts, 2012)

Tipo de Almacenamiento	Costo
Almacenamiento Geológico	0.5-8 USD/ t CO ₂ inyectado
Control del almacenamiento geológico	0.1-0.3 USD/ t CO ₂ inyectado

El almacenamiento de CO₂ dependerá demasiado de las propiedades físico-químicas de la roca y fluidos a tratar, que necesitará de estudios especializados que permitan determinar las mejores posibilidades y en donde esta tecnología siempre tendrá un alto índice de éxito.

Normalmente para los proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos las situaciones suelen ser muy volubles y se llegan a tener muchos errores por la enorme falta de

información con la que se dispone en el momento de tomar una decisión importante, para este tipo de tecnología cabe destacar que su aplicación debe de considerar el conocimiento detallado y actualizado de los costos de operación y mantenimiento de los equipos de captura y almacenamiento y los de inyección para el caso de la recuperación mejorada, siendo entonces el precio del barril de aceite y el presupuesto del proyecto, lo que más limitarían el uso de esta tecnología. Entonces su aplicación se ve claramente limitada por un panorama económico lo suficientemente estable para que se pueda considerar como parte del proyecto, es importante notar que no es una situación que sea única de esta tecnología, sino también de todas aquellas que se ven involucradas en proyectos de este tipo.

La situación a nivel mundial muestra demasiados problemas de contaminación del aire debido a todas las industrias que generan las altas concentraciones de CO₂ y demás componentes, resultado de los procesos que requieren para obtener su producto de venta final, de la misma manera las altas emisiones generadas por todos los equipos que funcionan a través de algún combustible fósil.

Todas las naciones buscan la manera de generar medios de transporte eléctricos, generar energía sin quema de gas, carbón o algún otro combustible que genere emisiones tan altas y demás actividades con el cuál enfrentar el cambio climático que propiamente hemos causado. Los esfuerzos son demasiado costosos y no se tienen los resultados que se esperan y el utilizar este tipo de tecnología para disminuir las emisiones en altísimas cantidades y además llevarla a una aplicación adicional para recuperar hidrocarburos llevaría al país a una estabilización y control de sus emisiones, obteniendo así energía más limpia, industrias menos contaminantes y un costo de producción por barril menor del que se tiene con la aplicación de otros tipos de sistemas.

Finalmente la aplicación de CCS-EOR maneja situaciones muy puntuales que demuestran cómo esta tecnología puede y debe de ser aplicada en muchos proyectos debido a la forma en la que gestiona las emisiones que tanto dañan al planeta y la producción de hidrocarburos que tanto hacen falta para una gran cantidad de productos necesarios en muchas actividades y en todas partes.

CONCLUSIONES

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono es un medio para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, la cual ha demostrado dar buenos resultados y cuando se utiliza en la recuperación mejorada de aceite. Para que la implementación de esta tecnología logre resultados significativos en la reducción de emisiones de CO₂, es necesario que los gobiernos y el sector industrial estén más informados y comprometidos y conozcan la utilidad de realizar el almacenamiento de CO₂.

Es necesaria la aplicación de esta tecnología en México pues los combustibles fósiles, principalmente el carbón, el aceite y el gas, se seguirán usando para la generación de energía y en diversos procesos industriales, tomando en cuenta que el uso de estos combustibles representan más del 80% de suministro de energía en México, es importante realizar la aplicación de la captura y almacenamiento de CO₂. Mediante los procesos de recuperación mejorada se podrán dar grandes beneficios no solo para la mitigación del cambio climático, sino para reutilizar este gas mediante la inyección de CO₂, un método de recuperación mejorada y que ayuda a mejorar la rentabilidad de proyectos, ya que los proyectos CCS-EOR dan mayores ganancias y en algunos casos es una excelente opción para aplicarse en campos maduros.

En México ya se tiene planeado aplicar esta tecnología, sin embargo, la trayectoria es larga, pues son varias etapas que se tienen que llevar a cabo antes de que se aplique la tecnología en una escala comercial, pero la ventaja es que ya está en proceso. De esta manera se puede contribuir al cuidado del medio ambiente al utilizar responsablemente las emisiones que en México se producen y por otra parte puede contribuir al logro de una mayor cantidad de hidrocarburos de los campos que ya no son capaces de producir con energía propia.

Es recomendable que los gobiernos, los industriales y la sociedad estén informados sobre esta tecnología y los beneficios que se puedan obtener, considerando que en México ya se tiene planes de aplicarla, sin embargo hay desconocimiento y falta de información. Es necesario dar una difusión amplia a todos los desarrollos en cuestión a la captura y almacenamiento de CO₂ y tener el dinamismo y el conocimiento técnico para adoptar las mejores opciones en cada caso. Se trata de elegir soluciones efectivas y seguras.

Es importante señalar que para la aplicación de esta tecnología no solo se necesita tener un valor presente neto positivo, ya que además de utilizar esta tecnología para su uso en la recuperación mejorada, el principal objetivo es el de contribuir al cuidado del medio ambiente contribuyendo a la mitigación de gases de efecto invernadero, ya que con el correr del se va deteriorando más la atmósfera y a causa de esto la calidad de vida de los seres vivos disminuye significativamente. Los indicadores económicos son útiles para la evaluación económica en el caso de la recuperación mejorada, sin embargo también se debe tomar en cuenta los beneficios que nos podría dejar, sin embargo, se deben considerar también otros factores decisivos para la realización de un proyecto de captura y almacenamiento de CO₂.

BIBLIOGRAFÍA

1. Beanaceur, Gupta, Monea, Ramakrishnan, Randen, Sakurai, Whittaker. Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano, 2005.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Documento Técnico 1 (DT-1) Factores de recuperación de aceite y Gas en México, 2010.
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2012.
4. Godec L.M. CO₂-EOR and CCUS: Worldwide Potential and Commercial Drivers. Prepared for: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.
5. González S. J. Secuestro y Captura de CO₂: Una opción para mitigar el cambio climático., 2010.
6. Intergovernmental Panel on Climate Change, Carbon dioxide capture and storage, 2005.
7. International Energy Agency, CO₂ emissions from fuel combustion, 2014.
8. Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México en el mundo, 2015.
<http://www3.inegi.org.mx/sistemas/temas/default.aspx?s=est&c=21385>
9. Lacy, R. Primer proyecto demostrativo CCS+EOR en México, 2012.
10. Meza, P. E. Clase de Temas selectos de ingeniería petrolera, 2015.
11. Naciones Unidas, Protocolo de Kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, 1998.
12. National Energy Technology Laboratory, Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, 2010.
13. National Energy Technology Laboratory, IEA-GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project, 2015.

14. Organización para la Cooperación y Desarrollo económicos, Evaluaciones de la OCDE sobre el desempeño ambiental, 2013.
15. Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos, Panorama del medio ambiente 2013: Indicadores de la OCDE, 2013.
16. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Trends in global CO2 emissions: 2014 Report, 2014.
17. Petróleos Mexicanos, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 2010.
18. Prado, M.G. Clase de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, 2014.
19. Secretaria de Energía, Atlas de almacenamiento Geológico de CO2 México, 2012.
20. Secretaría de Energía, Mapa de ruta tecnológica de CCUS en México, 2014.
21. Stefan Bachu. 2007. CO2 storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. Alberta Energy and Utilities Board. 258-260.
22. Taber, J.J, Martin, F.D y Seright, EOR Screening criteria revisited, 1997.
23. Vázquez, G.A. El mercado de los bonos de carbono, 2007.