



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

*“ESTADO DEL ARTE DEL SECUESTRO
GEOLOGICO DE CO₂ Y APLICACIONES.”*

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
VICTOR LUIS MARTINEZ MONTESINOS
TOMAS RICARDO NAVA CARREON

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA



CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2008



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1079

SR. VÍCTOR LUIS MARTÍNEZ MONTESINOS

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ESTADO DEL ARTE DEL SECUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ Y APLICACIONES

INTRODUCCIÓN

- I ASPECTOS GENERALES DEL CO₂ Y SU IMPACTO EN EL MUNDO**
 - II CAPTURA DE CO₂**
 - III ALMACENAMIENTO DE CO₂**
 - IV PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN ACUÍFEROS SALINOS**
 - V PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE GAS**
 - VI PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE ACEITE**
 - VII OPORTUNIDADES DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN MÉXICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 19 de septiembre de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*sfs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1078

SR. TOMÁS RICARDO NAVA CARREÓN

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ESTADO DEL ARTE DEL SECUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ Y APLICACIONES

INTRODUCCIÓN

- I ASPECTOS GENERALES DEL CO₂ Y SU IMPACTO EN EL MUNDO**
 - II CAPTURA DE CO₂**
 - III ALMACENAMIENTO DE CO₂**
 - IV PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN ACUÍFEROS SALINOS**
 - V PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE GAS**
 - VI PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE ACEITE**
 - VII OPORTUNIDADES DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN MÉXICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 9 de septiembre de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ESTADO DEL ARTE DEL SECUESTRO GEOLOGICO DE CO₂ Y
APLICACIONES”**

TESIS PRESENTADA POR:

**MARTINEZ MONTESINOS VICTOR LUIS
NAVA CARREON TOMAS RICARDO**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL

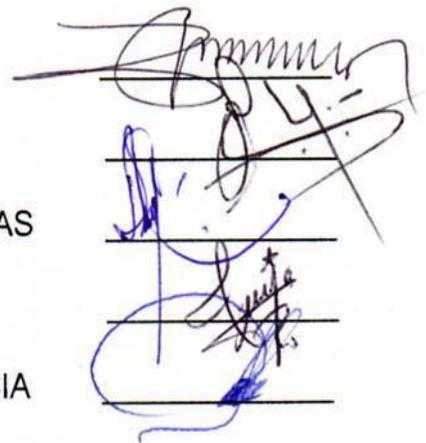
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

SECRETARIO: DR. GUILLERMO C. DOMINGUEZ VARGAS

1ER. SUPLENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

2DO. SUPLENTE: M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

Handwritten signatures in blue ink over horizontal lines. The signatures are arranged vertically, corresponding to the names in the list of the jury. The top signature is the most prominent and appears to be the President's signature.

AGRADECIMIENTOS VICTOR:

Al M.I José Ángel Gómez Cabrera: Por el apoyo para la realización de este trabajo y por todos los conocimientos que adquirí.

A los sinodales: Por su tiempo y observaciones hechas a este trabajo, especialmente al Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas por su amabilidad y sugerencias para este trabajo.

A los profesores: Por compartir su conocimiento y experiencias, especialmente al Ing. Manuel Villamar, Ing. Marco Aurelio Torres H., Ing. Rolando de la Llata y a la Ing. María Isabel Villegas.

A la UNAM: Por ser la máxima institución Educativa del país, por mantener la libertad de expresión, ser un centro multicultural y sobre todo por seguir preparando grandes profesionistas. Gracias por hacerme sentir orgulloso de ser parte de esta gran universidad, por toda la gente que conocí y todo lo que aprendí en todos aspectos durante mi estancia.

A la Facultad de Ingeniería: Por mi formación profesional y aprendizaje en sus aulas que durante estos años fueron como mi segundo hogar.

A mi madre: Ana María Montesinos por su amor y apoyo en toda mi vida, agradeciéndole con todo el corazón por su esfuerzo y motivación por sacarnos adelante ante cualquier situación, por ser una mujer muy fuerte e inteligente, ser un ejemplo a seguir y sobre todo por ser una gran madre.

A mis hermanas: Ana y Delia por su cariño, comprensión, paciencia y por sus consideraciones que me ayudaron a hacer más fáciles mis estudios. Gracias por mantener a nuestra familia unida.

A mis amigos: Tomás por ser un gran amigo en toda la carrera, por tu paciencia y trabajo en estas tesis. A todos los que me acompañaron incondicionalmente en la facultad, que hicieron más agradable esta etapa de mi vida y que sabemos vivimos grandes momentos juntos, Alejandro por ser un gran amigo durante toda la carrera, Alberto, Revelo, Jorge, Claudio, Mata, Chucho, Ponchín, Gaby y Jahir, que saben que siempre los voy a tener presentes y a todas las personas especiales que en algún momento me acompañaron.

AGRADECIMIENTOS TOMAS:

A mi director de Tesis: M.I. José Ángel Gómez Cabrera: Gracias por las atenciones que ha tenido con nosotros por la dirección y el tiempo que nos dedico, gracias por los consejos y el apoyo para la realización de este trabajo.

Al jurado para este examen: Gracias por su tiempo y dedicación en la revisión de este trabajo, por las observaciones hechas y la paciencia que han servido prestarnos.

A mis profesores: Gracias por todos los conocimientos impartidos y por la dedicación que cada uno de ustedes coloca para hacernos mejores personas, en especial quisiera agradecer a la Ing. María Isabel Villegas, Ing. Estefaní, Ing. Manuel Villamar, Ing. Guillermo Trejo, el M.I. Rolando de la Llata y al Dr. Guillermo Domínguez, gracias por la ayuda y atenciones que me prestaron a lo largo de la carrera y para este trabajo.

A mi Universidad: Especialmente a la Facultad de Ingeniería, gracias por darme las herramientas para desempeñarme profesionalmente por toda la educación y experiencias que recibí a lo largo de estos 5 años.

A mis padres: Eduardo Nava G. y María Teresa Carreón G. Agradezco infinitamente el apoyo brindado a lo largo de mi vida, su paciencia, sus consejos y su cariño, gracias por entenderme y alentarme cada día para ser mejor, porque sin ustedes este logro no hubiera sido posible.

A mis hermanos: Eduardo y Nidia. A ustedes que además de ser mi familia han sido mis amigos y compañeros, siempre han estado conmigo y me han apoyado hasta llegar aquí, gracias por la comprensión y el apoyo.

A mis amigos: Víctor, Chucho, Jorge, Jahir, Alejandro, Alberto, Revelo, Ponchín, Gaby, Claudio, Mancus, Cáncer, Polo, Joey y Matzu. Gracias por acompañarme a lo largo de la carrera y hacer de esta difícil etapa la mejor de mi vida, gracias por todas las explicaciones, los consejos y la compañía que a lo largo de la carrera recibí de ustedes, les agradezco de todo corazón que sean mis amigos y en especial a ti Víctor te agradezco tu esfuerzo y dedicación para la realización de este trabajo, gracias por ser mi amigo y por comprenderme.

A ti: Silvia por estar a mi lado incondicionalmente, gracias por las críticas y el apoyo que me has brindado, gracias por estar ahí y no dejarme caer, te agradezco la compañía, la paciencia y sobre todo tu inmenso cariño.

.

ESTADO DEL ARTE DEL SECUESTRO GEOLOGICO DE CO₂ Y APLICACIONES

INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I ASPECTOS GENERALES DEL CO₂ Y SU IMPACTO EN EL MUNDO	
1.1.- PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL CO ₂	3
1.2.- CICLO DEL CO ₂	4
1.3.- FUENTES DE EMISIONES DE CO ₂	5
1.3.1.- <i>Fuentes naturales de CO₂</i>	5
1.3.2.- <i>Fuentes antropogénicas de CO₂</i>	5
1.4.- EMISIONES DE GAS DE EFECTO INVERNADERO EN MEXICO.....	8
1.5.- EFECTO INVERNADERO Y EL CAMBIO CLIMATICO	10
1.6.- CONSECUENCIAS DEL CALENTAMIENTO GLOBAL.....	12
1.7.- IMPACTO DEL SECUESTRO DE CO ₂	13
CAPITULO II CAPTURA DE CO₂.	
2.1.- PUNTOS DE CAPTURA DE CO ₂	16
2.2.- CONSIDERACIONES Y PARAMETROS PARA LA CAPTURA.....	17
2.3.- TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO ₂	18
2.3.1.- <i>Absorción Química</i>	18
2.3.2.- <i>Absorción Física</i>	20
2.3.3.- <i>Adsorción Física</i>	20
2.3.4.- <i>Separación con membranas</i>	21
2.3.5.- <i>Procesos Criogénicos</i>	21
2.4.- PROCESOS DE CAPTURA DE CO ₂	22
2.4.1.- <i>Captura del CO₂ después de la combustión (Post-Combustión)</i>	22
2.4.2.- <i>Captura del CO₂ antes de la combustión (Pre-Combustión)</i>	24
2.4.3.- <i>Oxicombustión</i>	26
2.5.- DESHIDRATACION DEL CO ₂	28
2.6.-CONSIDERACIONES DE IMPLANTACION EN PLANTAS NUEVAS O EXISTENTES	28
CAPITULO III ALMACENAMIENTO DE CO₂.	
3.1.- ALTERNATIVAS PARA EL ALMACENAMIENTO.....	30
3.2.- ALMACENAMIENTO EN OCEANOS	30
3.3.- ALMACENAMIENTO EN FORMACIONES GEOLOGICAS	33
3.3.1.- <i>Sitios de almacenamiento geológico.</i>	34
3.3.2.- <i>Minas de carbón no explotables.</i>	36
3.3.3.- <i>Acuíferos salinos en formaciones profundas</i>	36

3.3.4.- Yacimientos agotados de aceite y gas.....	38
3.3.5.- Recuperación mejorada de gas.....	39
3.3.6.- Recuperación mejorada de aceite.	40
3.4.- CONDICIONES DE INYECCION DEL CO ₂	44
3.5.- MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO ₂	47
3.5.1.- Entrampamiento geológico	47
3.5.2.- Solubilidad.....	48
3.5.3.- Mineralización.	48
3.5.4.- Entrampamiento de fase.	48
3.6.- PROCESOS FISICO-QUIMICOS DURANTE EL ALMACENAMIENTO DE DIOXIDO DE CARBONO EN LAS FORMACIONES GEOLOGICAS.....	49
3.6.1.- Efectos de la gravedad.....	51
3.6.2.- Efectos de solubilidad.....	51
3.6.3.-Efectos del CO ₂ en el aceite.	52
3.6.4.- Efecto de los ritmos de inyección.	53
3.7.- INTEGRIDAD DE LOS SELLOS QUE LIMITAN EL ALMACENAMIENTO.....	53
3.7.1.- Requerimientos de los sellos durante el tiempo.....	54
3.7.2.- Mecanismo geomecánicos que afectan el sello.....	54
3.7.3.- Integridad de pozos.....	57
3.8.- CARACTERIZACION Y MONITOREO.	58
3.8.1.- Modelo Estático	59
3.8.2.- Modelo Dinámico	60
3.8.3.- Monitoreo, medición y verificación (MMV).....	61
3.8.4.- Monitoreo, acercamientos y tecnologías	61
3.8.5. Oportunidades de monitoreo.....	65
3.9.- GENERALIDADES DEL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO ₂	69
CAPITULO IV PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN ACUIFEROS SALINOS.	
4.1.- PROYECTO DE ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO ₂ EN EL VALLE DE OHIO.	71
4.2.- CARACTERIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO CO ₂ SINK EN KETZIN, ALEMANIA.	81
4.3.- PROYECTO FRIO.	88
4.4.- PROYECTO SLEIPNER	102

CAPITULO V PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE GAS.

5.1.- PROYECTO INTEGRAL DE OXICOMBUSTION DE CO₂ PARA LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO GEOLOGICO EN LACQ, SUROESTE DE FRANCIA.....	112
5.2.- PROYECTO K12B	118
5.3.- PROYECTO IN SALAH	123

CAPITULO VI PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE ACEITE.

6.1.- PRUEBA DE SECUESTRO DE CO₂ EN EL YACIMIENTO WEST PEARL QUEEN, NUEVO MEXICO	134
6.2.- PROYECTO WEYBURN	143

CAPITULO VII OPORTUNIDADES CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN MEXICO.

7.1.- ESCENARIOS POSIBLES EN LA FRONTERA MEXICO –E.U.A	166
7.2.- CANTARELL	167
7.3.- CAMPO TRES HERMANOS	174

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	179
---	------------

REFERENCIAS.....	182
-------------------------	------------

INTRODUCCION

Este trabajo tiene como objetivo presentar el Estado del Arte acerca del Secuestro Geológico de CO₂; para esto se presenta una breve descripción de los aspectos generales del CO₂, su impacto en el mundo, los procesos de captura, almacenamiento en formaciones geológicas y algunos de los proyectos más importantes que se han realizado a nivel mundial.

El CO₂ es un gas que se manifiesta de forma natural en diversos procesos biológicos y geológicos, tanto en el subsuelo, los océanos y la atmósfera, interactuando en conjunto para complementar un ciclo de gran importancia en el planeta. Sin embargo, en los últimos años las concentraciones de este gas han aumentado considerablemente en la atmósfera por el incremento en las emisiones generadas por actividades humanas o antropogénicas producidas por la quema de combustibles fósiles. Las principales actividades que contribuyen a este incremento se relacionan a la generación de electricidad, transporte y diversas industrias como son: la del cemento, refinerías, plantas de tratamiento de gas, entre otras. La importancia del aumento de la concentración del CO₂ en la atmósfera radica en que un importante sector científico cree firmemente que este hecho es uno de los responsables directos del calentamiento global, ya que intensifica el efecto invernadero natural, provocando un aumento en la temperatura promedio del planeta. Ante este problema y la ausencia de una energía alternativa adecuada que sustituya a los hidrocarburos como principal fuente de energía y que satisfaga completamente los requerimientos energéticos en el mundo, actualmente se están desarrollando alternativas innovadoras para reducir las emisiones de CO₂ y su impacto sobre el medio ambiente y el clima, a fin de permitir que se continúe con el uso de combustibles fósiles. Muchos científicos consideran que parte de la solución a corto plazo en las próximas décadas consiste en el secuestro del CO₂ proveniente de los procesos que crean las corrientes más grandes o más concentradas de CO₂. El desarrollo de estos sumideros de CO₂ creados por el hombre permitiría que el mundo siga utilizando sus recursos energéticos más económicos y abundantes, reduciendo al mismo tiempo las emisiones de CO₂ en forma sustancial. Esto a su vez, permitiría a la industria energética ser parte de la solución.

Se define el secuestro de CO₂ como la captura y almacenamiento seguro del CO₂, que de otra forma sería emitido o permanecería en la atmósfera. A nivel mundial se identifica por sus siglas en inglés CCS (Carbon Capture and Storage) y se refiere a las tecnologías que involucran la captura del dióxido de carbono proveniente de grandes fuentes estacionarias, con el propósito inmediato de almacenarlo mediante su inyección artificial dentro de ciertos objetivos como yacimientos geológicos o aguas oceánicas, entre otros. Los dos procesos principales del secuestro de CO₂ incluyen^{1*}:

- 1) Captura: se refiere a las tecnologías que permiten la captura del CO₂ provenientes de diversas fuentes de emisión como plantas eléctricas, plantas de procesamiento de gas, plantas industriales, etc¹⁰.
- 2) Almacenamiento: La inyección del CO₂ capturado en océanos o yacimientos geológicos para su confinamiento durante cientos o miles de años.

Hoy en día para la captura del CO₂ se manejan tres procesos a partir de combustibles fósiles.

1. Post-combustión: el CO₂ se captura del flujo de gas después de la combustión del combustible fósil.

*Referencias al final de la tesis

2. Pre-combustión: se remueve el CO₂ del combustible fósil antes de la combustión.
3. Oxidación: se provoca la combustión del combustible fósil con oxígeno puro en vez de aire.

Estos procesos a su vez involucran el uso de diversas tecnologías para separar el CO₂ de las corrientes de gas como lo son la separación de CO₂ mediante membranas, la separación criogénica, la adsorción física, la absorción física y la absorción química. Esta última se basa en el uso de solventes de aminas, empleados comúnmente en la industria petrolera para separar el CO₂ del gas natural.

Algunas opciones de secuestro que pueden ocurrir de forma natural o inducida son:

Secuestro en Océanos: se refiere a la captura del CO₂ y su posterior almacenamiento en el agua de los océanos, esto considerando que el CO₂ es soluble en el agua y puede servir como un yacimiento almacenador por mucho tiempo¹.

Secuestro Geológico: se refiere a la captura del CO₂ y a su almacenamiento a largo plazo en formaciones geológicas como yacimientos de aceite y gas, minas de carbón no explotables y acuíferos salinos profundos, entre otros. El secuestro de CO₂ puede ser dividido en directo o indirecto. El secuestro indirecto se produce de forma natural, mientras que en el secuestro directo interviene el hombre para la captura y almacenamiento del CO₂. Considerando estos aspectos, el presente trabajo de tesis se enfocó principalmente en el tema del secuestro directo de CO₂ en formaciones geológicas.

En el Secuestro Geológico, el almacenamiento del CO₂ debe realizarse en cuencas sedimentarias que permitan su confinamiento por cientos o miles de años, para esto es necesario que tengan ciertas características geológicas comúnmente encontradas en los yacimientos petroleros, como lo son una roca sello y una roca almacén que actúan como una trampa geológica. Aunque este es el mecanismo principal de retención del CO₂ a corto plazo, existen otros mecanismos de trampa (mineralización, solubilidad y entrapamiento de fase) que actuarán con el tiempo y de forma diferente dependiendo de la formación geológica seleccionada para el almacenamiento. Otros aspectos relevantes para la selección del sitio de confinamiento es su capacidad para almacenar grandes volúmenes de CO₂ y la profundidad a la que se encuentra, que debe ser mayor a los 800 m para permitir que el CO₂ sea inyectado en su fase supercrítica con el fin de maximizar el volumen de CO₂ almacenado.

Para encontrar un sitio con las cualidades antes mencionadas se deben realizar extensos trabajos de caracterización análogos a los realizados en las actividades de exploración de la industria petrolera.

Una vez seleccionado el sitio de inyección se deben realizar trabajos de laboratorio, simulación numérica, monitoreo y análisis de riesgos con el fin de tener la mayor comprensión del comportamiento del CO₂ en el sitio de almacenamiento y garantizar la seguridad en su confinamiento a largo plazo.

Para dar una idea de los trabajos realizados en materia de Secuestro Geológico de CO₂ se documentan las experiencias de los proyectos más importantes a nivel mundial entre los que se encuentran el proyecto Weyburn en Canadá (yacimiento de aceite), In Salah en Algeria (yacimiento de gas) y Sleipner en Noruega (acuífero salino) entre otros.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES DEL CO₂ Y SU IMPACTO A NIVEL MUNDIAL

1.1.-PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL CO₂.

El dióxido de carbono, también denominado óxido de carbono (IV) o anhídrido carbónico, a temperatura ambiente (20-25 °C) es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable, formado por una molécula lineal de un átomo de carbono ligado a dos átomos de oxígeno de la forma O = C = O.

El CO₂ es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante pero cuando la presión desciende intentará escapar al aire, dejando una masa de burbujas de aire en el agua.

A pesar de que a temperatura y en condiciones comunes se encuentra en forma gaseosa, puede solidificarse si se somete a temperaturas inferiores de -78 °C, y licuarse cuando se disuelve en agua. (Tabla 1.1).

El CO₂ se descompone al calentarlo intensamente por encima de 2,000 °C, produciendo humos tóxicos de monóxido de carbono, y reaccionando violentamente con bases fuertes y metales alcalinos. De hecho, algunos polvos metálicos formados por magnesio, circonio, titanio, aluminio, cromo y manganeso, pueden alcanzar su punto de ignición y explotar cuando se calientan en presencia de dióxido de carbono. Algunas propiedades físicas y químicas del CO₂ se presentan en la Tabla 1.1 ^{I,II*}.

<i>Propiedades del CO₂</i>	
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>
Estado de agregación	Gas
Apariencia	Gas incoloro
Densidad	1.6 kg/m ³
Masa molecular	44.01
Gravedad específica	1.53 a 21 °C
Concentración en el aire	370.3 ppm
Estabilidad	Alta
Líquido	Presión < 60.21 lb/pulg ²
Sólido	Temperatura < -78 °C
Solubilidad en agua	1.45 kg/ m ³ a 20 °C
Punto de ebullición	216 °K (-57 °C)
Estructura cristalina	Parecida al cuarzo
Viscosidad	0.07 cP a -78 °C
Acidez (pKa)	6.35 y 10.33
Solubilidad en agua	1.45 kg/m ³

Tabla 1.1 Propiedades físicas y químicas del CO₂^{I,II}.

*Referencias al final de la tesis

1.2.- CICLO DEL CO₂

El ciclo del CO₂ es la sucesión de transformaciones que sufre el carbono a lo largo del tiempo. Es un ciclo biogeoquímico de gran importancia para la regulación del clima de la Tierra y en él se ven implicadas actividades básicas para la vida (Figura 1.1).

Principalmente el CO₂ se encuentra en la atmósfera y la hidrósfera. Este gas se encuentra en la atmósfera en una concentración de más del 0.04% y cada año aproximadamente un 5% de estas reservas atmosféricas de CO₂, son consumidas en los procesos de fotosíntesis.

El ciclo del dióxido de carbono comprende, en primer lugar, un ciclo biológico donde se producen algunos intercambios de carbono (CO₂) entre los seres vivos y la atmósfera. La retención del carbono se produce a través de la fotosíntesis de las plantas y la emisión a la atmósfera, a través de la respiración animal y vegetal. En la biósfera la mayor parte de la respiración se produce por las raíces de las plantas y los organismos del suelo y no como podría pensarse, por los animales más visibles.

La segunda parte del ciclo es conocido como ciclo biogeoquímico y es el encargado de regular la transferencia de carbono entre la atmósfera y la litósfera (océanos y suelo). El CO₂ atmosférico se disuelve con facilidad en el agua, siendo su solubilidad muy superior a la de otros gases, como el O₂ ó el N₂, formando ácido carbónico que reacciona con los silicatos que constituyen las rocas, produciendo iones bicarbonato. Estos iones disueltos en agua, son asimilados por los animales en los ecosistemas marinos para formar sus tejidos, conchas, caparazones o masas rocosas en el caso de arrecifes y, tras su muerte se depositan formando rocas sedimentarias calizas en las que quedará aislado del ciclo durante miles y millones de años. El regreso de este carbono al ciclo será ocasionado conforme se produzca la disolución de la roca o debido a las erupciones volcánicas, tras la fusión de las rocas que lo contienen. Este último ciclo es de larga duración, por involucrar mecanismos geológicos^{II}.

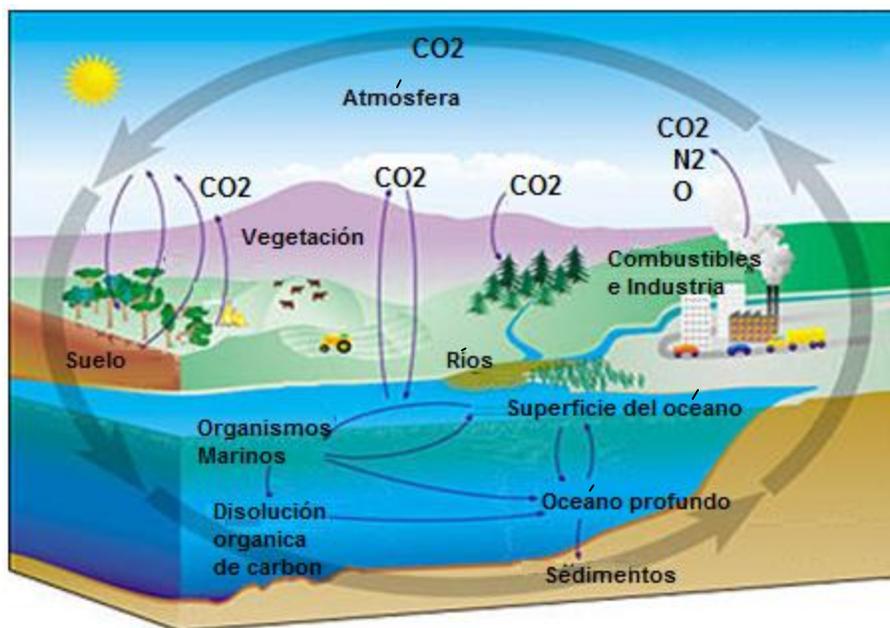


Figura 1.1 Ciclo del Carbono^{II}.

Un caso especial se presentaría, si la materia orgánica quedara sepultada sin contacto con oxígeno; en consecuencia, no se produciría descomposición alguna, generando la fermentación de la materia orgánica transformándola en carbón, petróleo y gas natural.

Entonces el petróleo, carbón y gas natural que ahora conocemos y explotamos son el resultado de épocas en las que se ha devuelto menos CO₂ a la atmósfera del que se tomaba. Si hoy consumiéramos todos los combustibles fósiles almacenados, el oxígeno desaparecería de la atmósfera.

1.3.- FUENTES DE EMISIONES DE CO₂

El dióxido de carbono proveniente de diversas fuentes ha interactuando continuamente con la atmósfera durante millones de años. Una de estas fuentes, proviene de la combustión de combustibles fósiles por actividades humanas, por lo que son conocidas como fuentes antropogénicas de CO₂ y constituyen una gran fuente de dióxido de carbono ejerciendo un importante efecto en el equilibrio del ciclo de carbono.

1.3.1.- Fuentes naturales de CO₂

Respiración: Los animales extraen oxígeno del aire que respiran, el cual se combina con azúcares produciendo energía, CO₂ y agua. La respiración también ocurre en las plantas, por lo que son tanto fuentes de CO₂ debido a la respiración, como sumideros de CO₂ por la fotosíntesis.

Descomposición de materia orgánica: Cuando las plantas y animales mueren, sufren una serie de procesos químicos que descomponen los compuestos orgánicos en compuestos más simples, incluso el CO₂.

Volcanes: Las erupciones volcánicas producen emisiones sólidas y gaseosas que incluyen CO₂.

Difusión de los océanos: El CO₂ disuelto en los océanos es liberado a la atmósfera, pero también es absorbido por sus aguas lo que genera un proceso de dos vías. Aunque actualmente hay más CO₂ absorbido que liberado, los océanos siguen siendo sumideros netos de CO₂^{III}.

1.3.2.- Fuentes antropogénicas de CO₂

Los combustibles fósiles que se consumen a nivel mundial en las plantas eléctricas son la principal fuente de CO₂ producido por el hombre, luego le siguen el sector de transporte y el industrial. Estas actividades humanas que influyen en el flujo de CO₂ hacia la atmósfera y fuera de ella, se han incrementado significativamente en los últimos años (Figura 1.2).

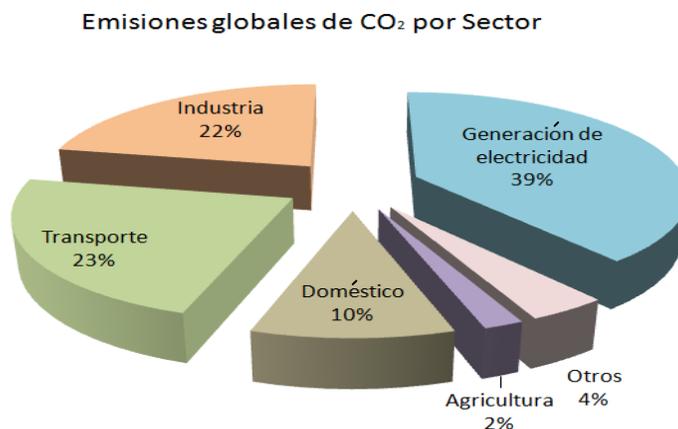


Figura 1.2 Emisiones globales de CO₂ por sector^{IV}.

Plantas eléctricas: La producción de energía es responsable de más de una tercera parte de las emisiones de CO₂ en el mundo. En la actualidad los combustibles fósiles son la fuente dominante para la generación de electricidad que abastece la demanda energética global y probablemente permanezca así por el resto de este siglo.

Los combustibles fósiles proveen más del 85% de la energía del mundo, el resto se produce de energía nuclear, energía hidroeléctrica y energías renovables (biomasa, geotérmica, eólica y solar). Actualmente las energías renovables abastecen menos del 1% de la demanda mundial de energía, por lo que muchas naciones realizan grandes esfuerzos e investigaciones para incrementar su contribución a la demanda energética primaria y fomentar el mejoramiento en la eficiencia en el uso de los combustibles fósiles. Considerando esto, es probable que los proyectos de secuestro de CO₂ carbono tengan una importante participación para mitigar el problema del cambio climático.

Transporte: Las emisiones mundiales causadas por la industria del transporte son de casi un 20% del total. Aunque es significativa su contribución en la liberación de CO₂ a la atmósfera, lo más práctico es capturar el CO₂ de grandes puntos de emisión de CO₂ como plantas eléctricas y otras instalaciones industriales, ya que resulta sumamente complicado capturar el CO₂ de los vehículos (Figura 1.3).

Plantas de Procesamiento de Gas: En operaciones de tratamiento de gas natural y aceite se genera CO₂ como producto del proceso.

En general los campos de gas contienen en promedio 20% de CO₂ por volumen y en la mayoría de los casos, el CO₂ debe ser removido para producir gas de mejor calidad con una concentración de CO₂ menor al 2.5%. El proyecto Sleipner en Noruega es el primer ejemplo de la aplicación de la tecnología de captura y almacenamiento en procesos industriales como es el caso del procesamiento de gas natural.

Plantas petroquímicas y de refinación de aceite: El gas quemado en los procesos de calentamiento y en las calderas de vapor es el responsable de la mayor cantidad de CO₂ emitido por las refinéncias de aceite y plantas petroquímicas.

Aunque las refinéncias y plantas petroquímicas emiten grandes cantidades de CO₂ debido a la quema de combustibles, existen otras fuentes de emisiones frecuentemente distribuidas en grandes áreas, un ejemplo de ello, es el CO₂ casi puro que se ventea a la atmósfera por algunos procesos de gas y plantas petroquímicas.

Producción de acero: La industria metalúrgica es la más grande consumidora de energía del sector manufacturero en el mundo, consumiendo entre el 10 y el 15% del total de energía del sector industrial, y también es una de las mayores fuentes de emisión de CO₂ en el mundo. Los gases de combustión producidos por esta industria tienen una concentración de CO₂ del 27 %.

Producción de cemento: Las emisiones de CO₂ de la industria del cemento contribuyen con casi el 15% del total mundial de emisiones de fuentes estacionarias de CO₂. La producción de cemento requiere grandes cantidades de combustible para la fabricación del clinker, el cual necesita de altas temperaturas y reacciones energéticas para la calcinación de la materia prima con la que se elabora. En este proceso la concentración de CO₂ de los gases producidos en la combustión varía entre el 14 y 33%.

Producción de Amonio: El dióxido de carbono es un producto inevitable en la producción de amonio. La cantidad de CO₂ producido durante la manufactura de amonio en las plantas a partir de gas natural es de casi 1.26 toneladas por tonelada de amonio. La producción mundial de amonio es de más de 100 millones de toneladas al año, lo que indica un potencial de captura de 126 millones de toneladas de CO₂ al año. Debido a que el CO₂ emitido es casi puro, ofrece la oportunidad de capturar el CO₂ a un muy bajo costo. De hecho, el CO₂ producido por este proceso es ampliamente usado para abastecer la demanda comercial del CO₂¹.

La quema mundial de combustibles fósiles en el año 2004 liberó a la atmósfera alrededor de 26 mil millones de toneladas de CO₂, sin que esto incluya el CO₂ liberado por plantas, animales y otras fuentes como parte del ciclo natural del carbono.

Hasta hoy el CO₂ que producimos mediante la combustión de combustibles fósiles es superior al que puede ser absorbido naturalmente por plantas y océanos, de manera que las concentraciones de CO₂ en la atmósfera probablemente seguirán aumentando. Para el año 2025 algunas estimaciones ubican las emisiones globales de CO₂ provenientes del petróleo, el gas y el carbón en más de 35,000 millones de toneladas.

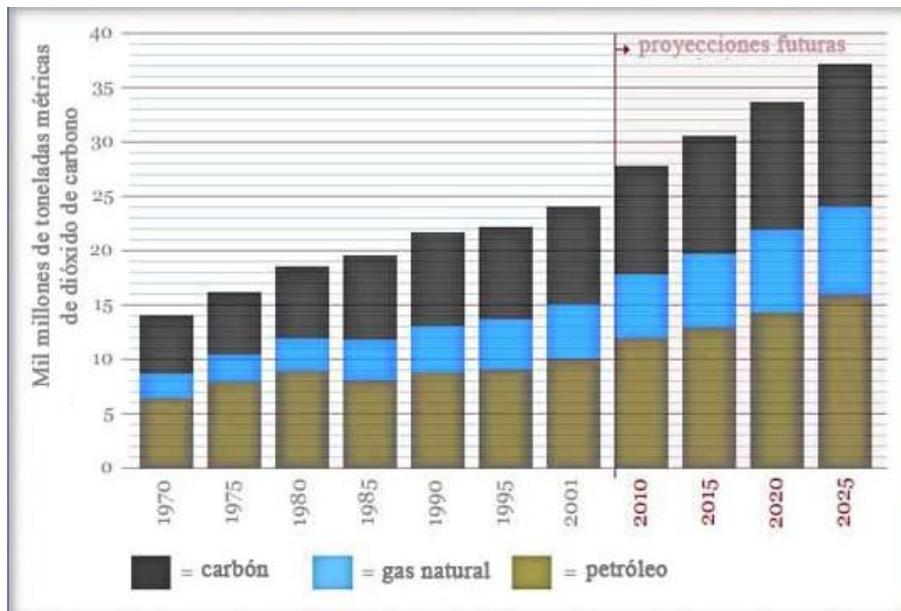


Figura 1.3 Producción y proyección de emisiones de CO₂ por combustibles fósiles a nivel mundial^{IV}.

1.4.- EMISIONES DE GAS DE EFECTO INVERNADERO EN MÉXICO

Las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) en México para el 2002 fueron de 553.32 millones de toneladas equivalentes de CO₂, lo que representa un incremento del 30% con respecto a 1990. Estas emisiones incluyen los seis principales gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perflúorcarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆), para las cuatro categorías de emisión más importantes en el país.

La mayor contribución a las emisiones totales proviene de la categoría de energía que anualmente aporta en promedio el 72% de las emisiones totales para el período entre 1990 y 2002 (Figura 1.4); en particular dentro de esta categoría, el consumo de combustibles fósiles representa la principal fuente de emisiones de GEI en el país, ya que contribuye en promedio con 64% de las emisiones totales cada año⁵.

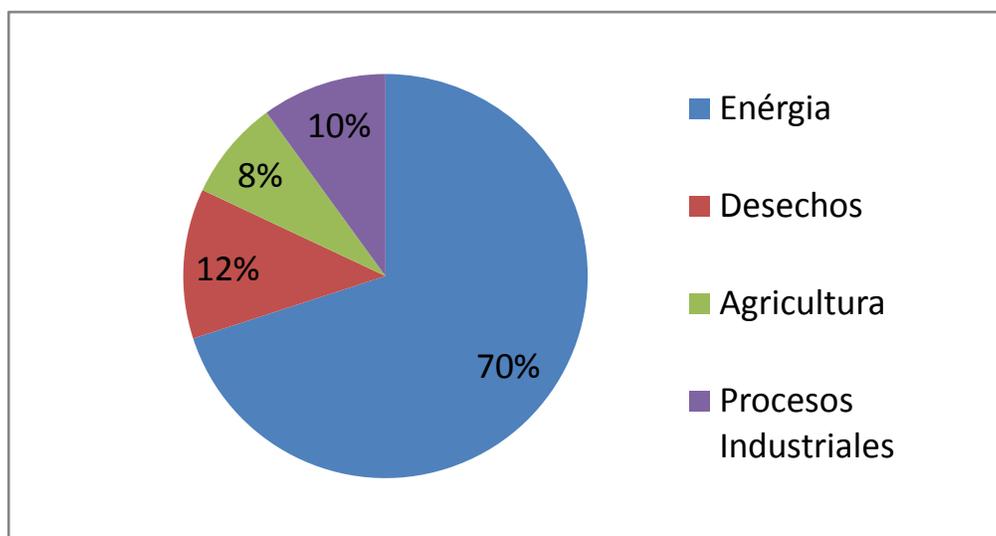


Figura 1.4 Emisiones de gases de efecto invernadero por sector para el periodo 2002 en México².

En cuanto a los gases considerados, el principal GEI es el CO₂, el cual registró un incremento del 28% con respecto a 1990 debido principalmente al consumo de energéticos en los sectores de transporte y la industria generadora de electricidad; seguido del CH₄ que tiene un incremento del 34% con respecto a 1990, siendo las emisiones fugitivas por petróleo y gas, la fermentación entérica, los rellenos sanitarios y las aguas residuales los que contribuyen en las emisiones de este gas; finalmente el N₂O tiene un incremento del 16% con respecto a 1990, siendo la principal contribución para este gas las emisiones de los suelos agrícolas.

Por lo que respecta a los HFCs, PFCs, y el SF₆, éstos tienen una participación de 1% en el inventario de GEI. Las emisiones potenciales de estos gases en conjunto se han multiplicado por un factor de 16 veces respecto a 1992, debido principalmente a un aumento en el consumo de HFCs en equipos de refrigeración y aire acondicionado; sin embargo, los PFCs presentan una disminución del 42% de 1990 al 2002 derivado de la disminución en la producción de aluminio en el país (Figura 1.5).

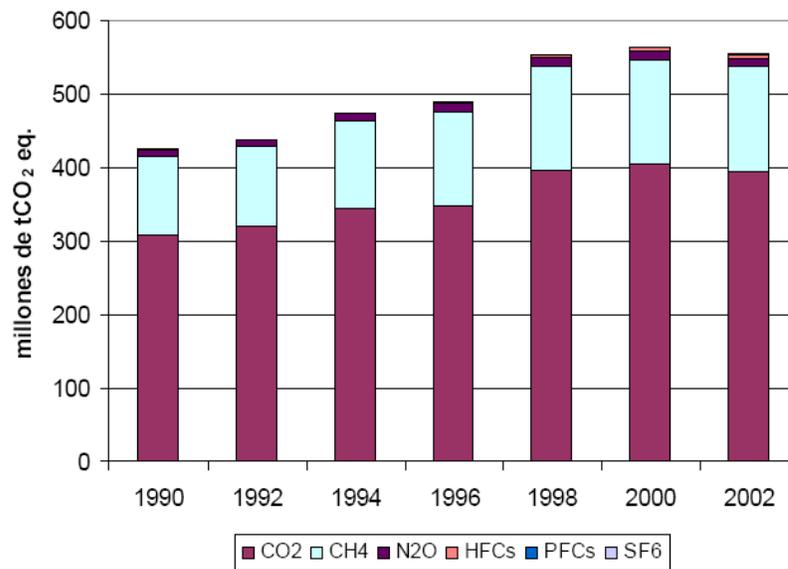


Figura 1.5 Emisiones totales de gases de efecto invernadero para el periodo 1990-2002².

Las emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría de energía, registraron al año 2002, un aumento del 25% con respecto al año base de 1990 de 312.027 millones de toneladas a 389.497 millones de toneladas; sin embargo, su contribución al volumen total de emisiones disminuyó en un 4% en el mismo período.

En el 2002 el CO₂ contribuyó con el 89%, el CH₄ con 10% y el N₂O con el restante 1% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría de energía^{2,3} (Figura 1.6).

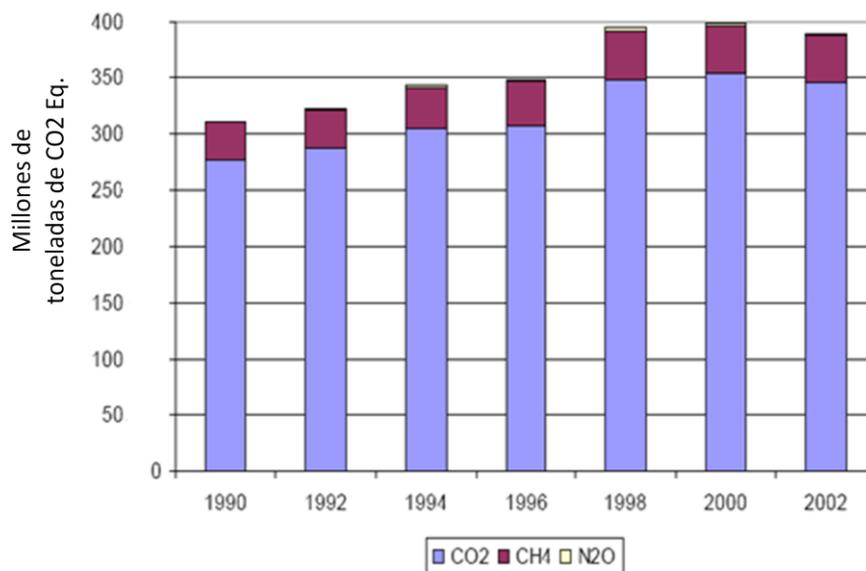


Figura 1.6 Emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría de energía para el periodo 1990-2002².

1.5.- EFECTO INVERNADERO Y EL CAMBIO CLIMATICO

El efecto invernadero es el nombre que se da al mecanismo aislante, por el cual la atmósfera mantiene la superficie terrestre a una temperatura sustancialmente mayor a la que tendría en ausencia de la atmosfera. La atmósfera de la Tierra está compuesta en gran parte por nitrógeno (78%) y oxígeno (21%). La mayoría del 1% restante es argón y solamente el 0.04% es dióxido de carbono.

Es un proceso natural en el que la energía que proviene del sol como radiación visible de longitud de onda corta atraviesa la atmósfera y es absorbida por la superficie de la Tierra que posteriormente vuelve a emitirla como radiación infrarroja de onda larga. Esta radiación infrarroja es absorbida por los gases que se producen naturalmente en la atmósfera; vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, ozono y se vuelve a irradiar. Aunque parte de la energía se transmite hacia el exterior, la mayor parte se irradia a la Tierra, calentando su superficie. Sin este efecto natural la temperatura promedio global sería de -19 °C y no la de 15 °C que se tiene actualmente.

El problema se presenta cuando se produce el efecto invernadero acentuado, que ocurre cuando las actividades humanas aumentan los niveles de ciertos gases que se producen naturalmente y permiten el efecto invernadero, ya que el aumento de la concentración de estos gases es equivalente al aumento de espesor de la atmósfera intensificando sus propiedades aislantes.

Los gases que permiten el efecto invernadero inducido por actividades humanas son el CO₂, el ozono (O₃), N₂O, metano (CH₄) y los fluorocarbonos. De estos gases antropogénicos el más importante que favorece el calentamiento global es el CO₂, principalmente debido a que tiene una duración efectiva en la atmósfera cercana a 100 años (Tabla 1.2). Si bien el CO₂ tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con otros gases de efecto invernadero, el volumen absoluto de CO₂ emitido a la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en el mayor contribuyente (Figura 1.7).

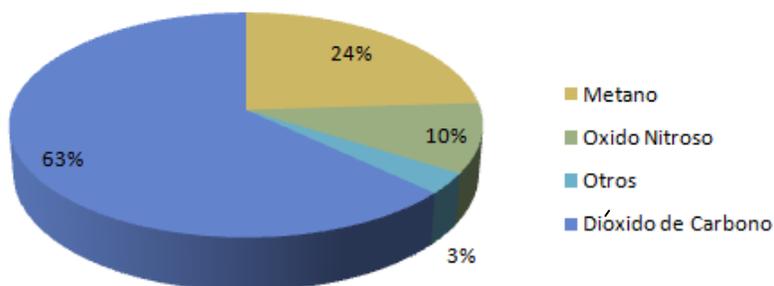


Figura 1.7 Contribución para el calentamiento por los diferentes gases de efecto invernadero⁴.

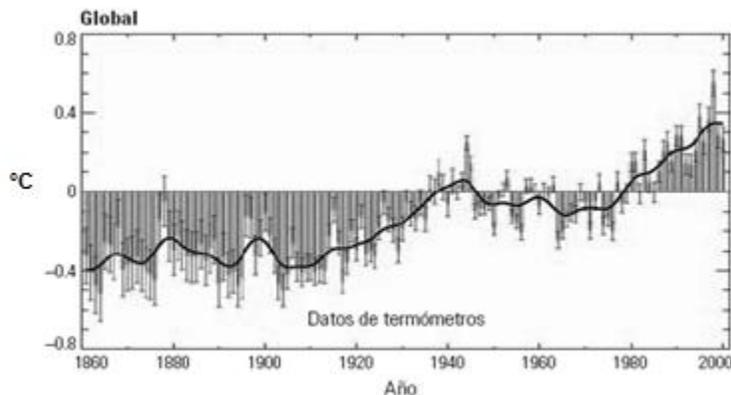
En los últimos años la concentración de CO₂ en la atmósfera ha aumentado en casi un 30% desde el inicio de la Revolución Industrial, pasando de una concentración de 280 ppm en la era preindustrial, a unas 379 ppm en 2005 (aún cuando su concentración global en la atmósfera es de apenas 0,04%). Las concentraciones de metano y óxido nitroso tienen duraciones efectivas de 10 y 150 años respectivamente (Tabla 1.2), el óxido nitroso por su parte ha elevado su concentración casi 15%. Tanto el metano como el oxido nitroso se encuentran en niveles mucho más bajos que el CO₂, con 1.72 ppm y 0.3 ppm respectivamente, pero ejercen una influencia significativa debido a su efectividad para absorber el calor⁴.

Componente	Fuente	Duración
Dióxido de carbono	Combustión de combustibles fósiles Cambios en el uso del suelo.	100 años
Metano	Producción y transporte de combustibles fósiles Desechos en descomposición Agricultura Disociación de los hidratos gaseosos	10 años
Óxido nitroso	Combustión de combustibles fósiles Combustión de desechos	150 años
Fluorurocarbonos	Producción	100 años
Ozono	Transporte Emisiones industriales	3 meses
Aerosoles	Generación de energía Transporte	2 semanas

Tabla 1.2 Duración efectiva de los gases de efecto invernadero en la atmósfera⁴

Aunque un importante e influyente sector de la comunidad científica mundial cree firmemente que la actividad humana ha contribuido en la elevación de la temperatura promedio de la superficie terrestre y al cambio climático resultante, otra parte no están de acuerdo con esto y lo consideran un enfoque muy simplista ya que existen muchas variables del sistema climático que no están bien definidas. Sin embargo, en el año 2001 el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) concluyó que la probabilidad de que la mayor parte del calentamiento global en los últimos 50 años sea debido al aumento de gases de efecto invernadero es del 66 al 90%.

Desde fines del siglo XIX la temperatura de la superficie de la Tierra ha aumentado 0.6 °C [1.1°F] valor que representa el índice de calentamiento más grande de los últimos 1,000 años⁵, según valores obtenidos de datos de núcleos de hielo y de cortes anulares de las cortezas de los árboles. El calentamiento del siglo XX se produjo en gran parte en dos períodos: el primero período comprendido entre 1910 a 1945, y el segundo que va desde 1976 hasta la fecha (Figura 1.8).



1.8 Desviaciones de temperatura en °C con respecto al promedio correspondiente al período 1961-1990⁵

Aunque es cierto que la temperatura de la superficie terrestre ha fluctuado a lo largo del tiempo geológico, el examen de los núcleos de hielo indica que el calentamiento más reciente se ha producido junto con un incremento de los gases de efecto invernadero.

De acuerdo a varios trabajos de modelado del clima, se prevé que la concentración de CO₂ aumentará entre 550 y 1,000 ppm para el año 2100, lo que se traducirá en un aumento de la temperatura de 2 a 4.5°C [3.6 a 8.1°F]. Cabe precisar que esta predicción fue hecha considerando las condiciones actuales de consumo de combustibles fósiles y el nivel de emisiones, por lo que podría variar con el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías y alternativas energéticas⁵.

1.6.- CONSECUENCIAS DEL CALENTAMIENTO GLOBAL

Siguiendo la tendencia actual de emisiones, las probables consecuencias del calentamiento global que se han predicho repercutirán de diferente forma en el mundo, dependiendo de la región geográfica, y podrían tener serias repercusiones en lo que respecta a los fenómenos naturales, como lo podría ser la frecuencia y gravedad de los huracanes.

Basados en varias teorías se espera un aumento en el nivel del mar que ocasionaría inundaciones en las zonas costeras bajas, impactando las áreas densamente pobladas y los hábitats naturales, así mismo una menor cantidad de alimentos debido a la caída de cosechas de grano como resultado del gran calor. Se prevé, que los eventos climáticos, incluyendo las inundaciones y las sequías, cambiarán radicalmente las zonas cubiertas de vegetación y aceleraría la desertificación e incendios forestales. También se anticipa que aumentarán los ritmos de derretimiento de los hielos glaciares y árticos, con la amenaza de modificar los patrones de circulación de los océanos, además de riesgos de salud para la población.

Debido a su duración efectiva de 100 años, la concentración de CO₂ en la atmósfera posee una lenta respuesta a cualquier disminución de las emisiones, por lo que de no realizar acciones para revertir esta tendencia, la concentración podría duplicarse durante el próximo siglo. Si las emisiones bajaran a los niveles de 1990, la concentración aún aumentaría probablemente a más de 500 ppm, y aún cuando las emisiones disminuyeran a la mitad de ese nivel y se mantuvieran así durante 100 años, todavía se observaría un lento aumento en la concentración^{4,5}.

En base a esta realidad ha habido intentos políticos para enfrentar este problema. En 1997 se estableció el Protocolo de Kyoto, un acuerdo ambicioso diseñado para comprometer a las 38 naciones más ricas de los países desarrollados, para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un promedio de al menos un 5% por debajo de los niveles de 1990, durante el periodo comprendido entre 2008 y 2012 (figura 1.9).

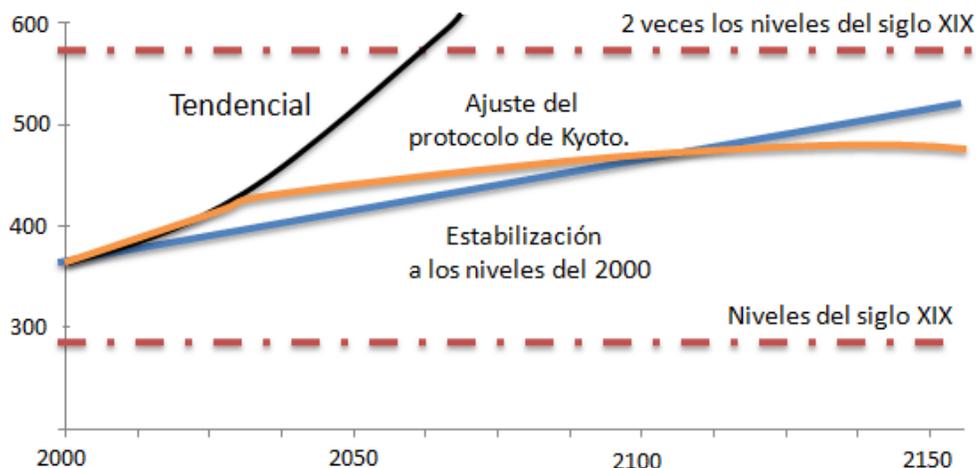


Figura 1.9 Objetivo del protocolo de Kyoto⁷

Para que el protocolo de Kyoto entrara en vigor, debía ser ratificado por 55 países como mínimo, incluyendo a los países desarrollados responsables de por lo menos 55% de las emisiones de CO₂ en 1990 (Figura 1.10). También se han establecido otros programas como el de Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) en el cual, las naciones pueden invertir en proyectos que beneficien al ambiente y a la vez recibir créditos por las emisiones que estos eviten.

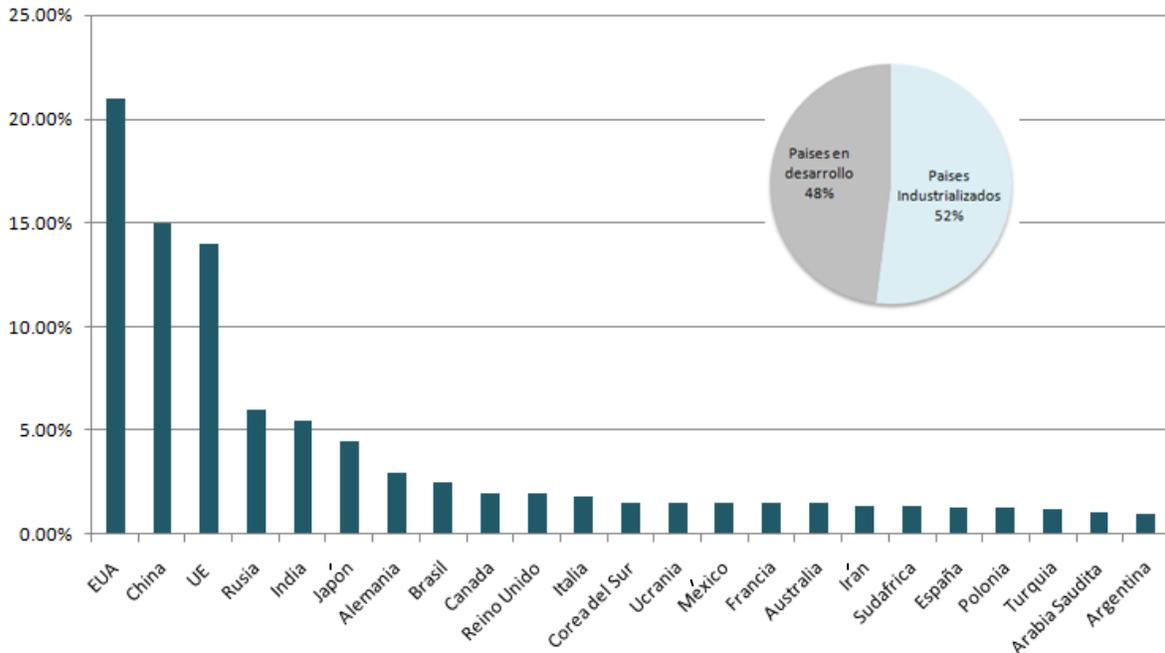


Figura 1.10 Países con mayores emisiones de GEI en el 2006⁶

1.7.- IMPACTO DEL SECUESTRO DE CO₂

Actualmente para reducir las emisiones de CO₂ y su impacto sobre el medio ambiente y el clima se están desarrollando alternativas innovadoras, a fin de permitir que se continúe con el uso de combustibles fósiles.

Las medidas de mitigación de CO₂ a largo plazo, implican una reducción drástica o la eliminación de las emisiones de CO₂ generadas por el hombre a partir de la quema de combustibles fósiles, pero a corto plazo; ésta no es una solución realista porque el costo de recurrir a fuentes de energía alternativas sería enorme y, no contribuiría a un significativo consumo de energía.

Además, no existen sustitutos adecuados del petróleo, el gas y el carbón actualmente disponibles para abastecer de energía a las economías del mundo. Las opciones a corto plazo implican la reducción de las emisiones de CO₂ mediante la utilización de menos energía, a través de una mejora en la eficiencia y del empleo de fuentes de energía con emisiones bajas o nulas.

Muchos científicos consideran que parte de la solución a corto plazo en las próximas décadas consisten en captar y almacenar el CO₂ proveniente de los procesos que crean las corrientes más grandes o más concentradas de CO₂. El desarrollo de estos sumideros de CO₂ creados por el hombre permitiría que el mundo siga utilizando sus recursos energéticos más económicos y abundantes, reduciendo al mismo tiempo las emisiones de CO₂ en forma sustancial. Esto a su vez, permitiría a la industria energética ser parte de la solución.

Hoy en día muchas de las compañías de petróleo y gas están abordando con seriedad el tema del calentamiento global, convencidas de que es importante adoptar un enfoque de prevención. Otras han tomado una actitud más conservadora, pero coinciden en que el cambio climático puede plantear un riesgo real a largo plazo, pero señalan que aún no hay discernimiento científico suficiente como para hacer predicciones razonables y tomar decisiones acertadas o para justificar medidas drásticas. Todas concuerdan en que la industria necesitará la introducción de una combinación de cambios en los procesos y tecnologías avanzadas para poder cumplir con los tipos de estándares de emisión propuestos⁴.

British Petroleum (BP) y Shell han implementado estrategias considerando que si bien los aspectos científicos sobre el cambio climático aún no están confirmados totalmente, es prudente actuar como si lo estuvieran. BP se propuso reducir sus emisiones de CO₂ en un 10% para el año 2010 respecto a las de 1990. Mientras que Shell planteó reducir sus emisiones en un 10% para el año 2002 también con respecto 1990. Petrobras por su parte, ha realizado fuertes inversiones en investigación y desarrollo de las principales rutas tecnológicas de secuestro como alternativas para la minimización de los cambios climáticos⁴.

Hasta el año 2008 se han realizado varias pruebas piloto y proyectos de secuestro geológico de dióxido de carbono, pero existen tres proyectos a gran escala, que son más reconocidos en el mundo (Tabla 1.3), mismos que destacan por que cuentan con un eficiente sistema de monitoreo para asegurar el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo y por sus importantes ritmos de inyección de CO₂ cercanos a un millón de toneladas al año (Figura 1.11).

Proyecto	Localización	Año	Profundidad (m)	Operador	Fuente de CO ₂	Tipo de sumidero de CO ₂
Sleipner	Mar del Norte, Noruega	1994	1000	Statoil	Procesamiento de gas producido	Acuífero salino
Weyburn	Saskatchewan, Canadá	2000	1450	EnCana	Planta gasificadora de carbón	Recuperación mejorada de aceite
InSalah	Algeria	2004	1900	BP	Procesamiento de gas producido	Yacimiento de gas

Tabla 1.3 Proyectos más importantes de secuestro geológico de CO₂ a nivel mundial

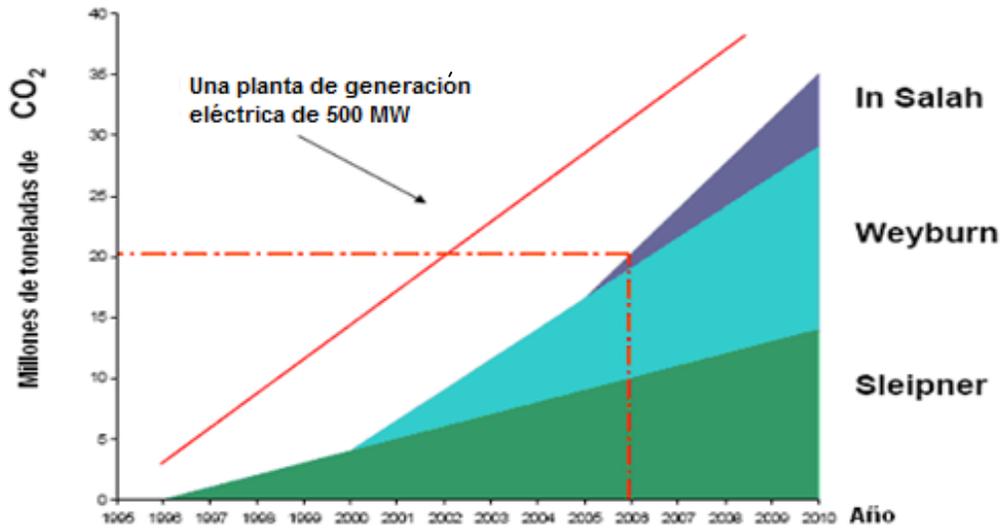


Figura 1.11 Inyección acumulada de CO₂ en los principales proyectos de secuestro⁸.

En los próximos años, la contribución de los proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ puede tener un fuerte impacto en el mundo si se consideran los volúmenes inyectados hasta la fecha y su prospección para años futuros, los cuales podrían alcanzar las 10 millones de toneladas al año y se compara con el ritmo actual de emisiones de CO₂, con esto se contribuiría a reducir de manera importante las emisiones anuales de CO₂ a nivel mundial (Figura 1.12).

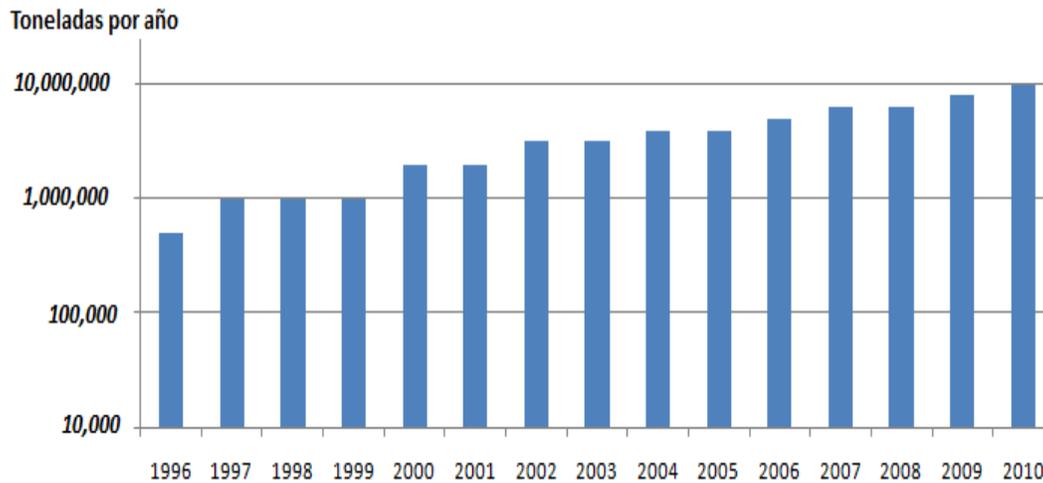


Figura 1.12 Inyección anual de CO₂ de proyectos comerciales⁹

CAPITULO II

CAPTURA DE CO₂

2.1.- PUNTOS DE CAPTURA DE CO₂

El primer paso del proceso de secuestro geológico, es la captura del CO₂ de una fuente estacionaria de emisiones, donde los costos estimados de captura del CO₂ varían en un amplio rango dependiendo de la clase de consideraciones hechas para los diferentes parámetros de captura como la fuente de emisión, las condiciones de operación de la planta de captura entre otras.

Se estima que casi el 75% de los costos de secuestro geológico están asociados a la captura y al proceso de compresión, más que al transporte y operaciones de almacenamiento. Sin embargo, existen oportunidades de disminuir los costos del proceso de secuestro geológico tomando ventaja de las oportunidades que ofrece la inyección del CO₂ para obtener un producto comercial, como es el caso de la recuperación mejorada de aceite y la recuperación mejorada de metano en minas de carbón.

El propósito de la captura de CO₂ es producir una corriente concentrada de CO₂, la cual puede ser transportada y almacenada. La captura del CO₂ se puede realizar de una mejor manera desde los puntos de origen de las emisiones como son las plantas de generación eléctrica y otras grandes fuentes de emisiones que incluyen refinerías, petroquímicas, plantas de procesamiento de gas y de fertilizantes, plantas de acero, químicas y de cemento.

Los principales puntos de captura de CO₂ provienen de tres fuentes potenciales (Figura 2.1).

1. Por mucho, actualmente la mayor fuente potencial para la captura de CO₂ son las plantas eléctricas que funcionan con combustibles fósiles, debido a que éstas, producen más de la tercera parte de las emisiones mundiales de CO₂.
2. Muchos procesos industriales producen corrientes altamente concentradas con CO₂ como resultado del proceso mismo. Aunque en una cantidad limitada, son un buen objetivo porque la captura del CO₂ es necesaria en el proceso de producción, lo que puede significar bajos costos en la captura. Por ejemplo, el gas natural producido de los pozos de los yacimientos de gas frecuentemente contienen una fracción importante de CO₂ que podría ser capturada y almacenada. Otros procesos industriales que permiten por sí mismos la captura de CO₂ son la manufactura de amonio, fermentación, producción de hidrógeno y en refinerías de aceite.
3. Es posible que futuras oportunidades para la captura de CO₂ sean resultado de la producción de combustibles como el hidrógeno derivado de gas natural, carbón y biomasa. El CO₂ producido sería relativamente puro y los costos de captura serían relativamente bajos^{1,10}.

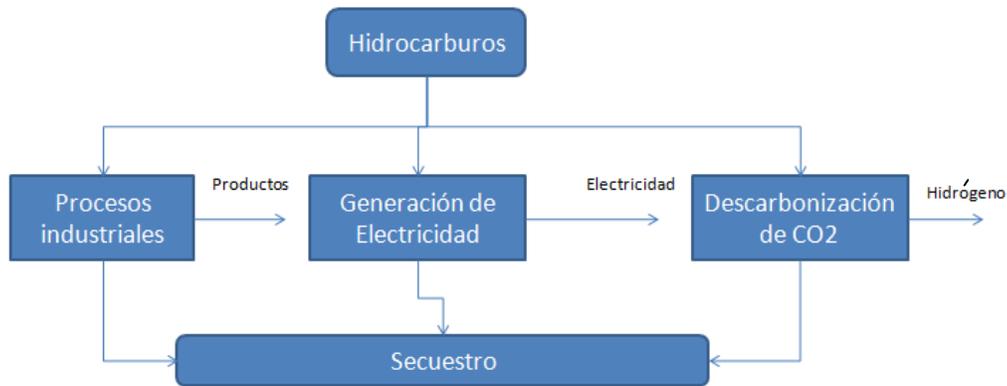


Figura 2.1 Puntos de Captura de CO₂¹⁰

Para disminuir la concentración de CO₂ en la atmósfera en el contexto de reducción de gases de efecto invernadero se debe evaluar, el costo y factibilidad de la captura de CO₂ de las fuentes de emisión. En teoría la corriente entera de gas del proceso de combustión se puede almacenar, evitando la necesidad de capturar el CO₂. Sin embargo, si se quisiera almacenar todo el gas de combustión, la cantidad de energía requerida para la compresión del gas para su transporte y almacenamiento, haría que el proceso fuera muy ineficiente y por consecuencia, muy costoso. También el porcentaje de CO₂ en las corrientes de gas de combustión es relativamente bajo (4 a 15%) ocasionando una muy baja efectividad de la capacidad de almacenamiento en los yacimientos.

En ocasiones las plantas industriales producen corrientes con alta pureza de CO₂, pero en volúmenes muy pequeños que no requieren de un importante trabajo para su captura. Pero cuando el CO₂ es un contaminante en productos comerciales, como gas natural o hidrógeno, la captura del CO₂ se vuelve necesaria.

2.2.- CONSIDERACIONES Y PARAMETROS PARA LA CAPTURA.

En la selección de la tecnología y costos de captura del CO₂, influyen un gran número de factores los cuales dependerán del tipo de planta y el combustible utilizado.

Cantidad: Se refiere a la masa real o volumen de CO₂ puro emitido a la atmósfera de las diferentes clases de fuentes de CO₂. Este parámetro tiene una especial atención relacionada a las más grandes fuentes de emisión de CO₂, como es el caso de las producidas por plantas eléctricas que funcionan con combustibles fósiles, cuyos gases de combustión no son muy fáciles de capturar, pero que de manera comercial resulta viable.

Calidad: Es otro parámetro muy importante para considerarse en la evaluación de la fuente de emisiones, que se refiere al porcentaje de CO₂ en el gas de combustión y la composición total. La calidad del CO₂ emitido afectará en la selección de la tecnología usada. Por ejemplo, la producción de amonio en procesos industriales produce una corriente de gas casi exclusivamente de CO₂ puro, lo que elimina la mayoría de requerimientos de captura. Otra consideración importante del parámetro calidad son las impurezas presentes en los gases de combustión como el SO₂ y la humedad, lo que podría afectar la tecnología de captura empleada.

Presión: Generalmente, si la presión de los gases emitidos es muy alta, se pueden reducir los costos de captura. Una presión alta implica un menor volumen y más opciones de tecnología de captura. También en las tuberías de transporte es muy importante la presión. Para transportar el volumen de CO₂ a través de las tuberías se requiere la compresión del CO₂ a presión supercrítica de 1,070 lb/pulg², presión a la que el CO₂ se encuentra en su fase más densa. La presión supercrítica del CO₂ es la condición de presión superior al punto crítico en la que el fluido se encuentra en un estado con propiedades intermedias entre líquido y gas. Si la corriente de gas es emitida a una presión igual o mayor a ésta, no se necesitará una energía adicional en la compresión del gas. Esto es importante debido a que una gran parte de la energía total del sistema que se utiliza en la separación y captura del CO₂ se usa para la compresión del gas¹.

2.3.- TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO₂

Se consideran 5 principales tecnologías disponibles para la separación del CO₂, y la elección de ésta, dependerá del estado de CO₂ (concentración, presión y volumen) que se va a capturar.

Las tecnologías más usadas para la captura del CO₂ son:

- Absorción Química
- Absorción Física.
- Adsorción Física.
- Separación de CO₂ mediante membranas.
- Separación Criogénica¹¹.

2.3.1.- Absorción Química

La absorción química se refiere al proceso donde el gas (CO₂) es absorbido en un solvente líquido para formar una concentración débil de componentes químicos, que después se rompe por la aplicación de calor, regenerando los solventes originales para reutilizarlo y producir una corriente de CO₂.

Al principio del tratamiento se remueven las partículas de sulfuros óxidos de nitrógeno y se envía a un solvente líquido, este solvente se encuentra en una columna de absorción donde remueve preferentemente el CO₂ de las emisiones de gas. Después el solvente pasa a través de un unidad de regeneración donde el CO₂ absorbido es liberado del solvente por una contracorriente de vapor a 100-120 °C. El vapor de agua es condensado, dejando una corriente de gas con una alta concentración de CO₂ cercana al 99%, la cual debe ser comprimida para uso comercial o para su almacenamiento. Finalmente el solvente usado es enfriado entre 40 y 65 °C y reciclado en la columna de absorción (Figura 2.2).

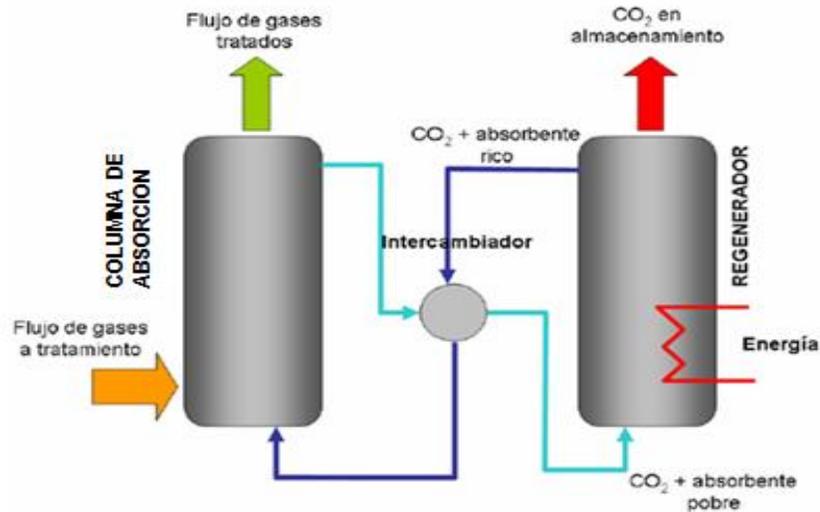
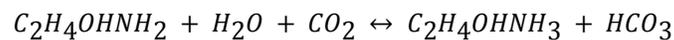


Figura 2.2 Esquema de proceso de absorción química¹²

El fluido de absorción más comúnmente usado para la captura de CO₂ es la monoetanolamina (MEA) y la reacción fundamental para este proceso es:



Durante el proceso de absorción, la reacción se produce de izquierda a derecha, y durante la regeneración la reacción, va de derecha a izquierda. El enfriamiento y calentamiento del solvente, el bombeo y compresión requiere de una energía de entrada del ciclo térmico de la planta.

Los solventes más comunes que se usan en este tratamiento son las alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA).

La *monoetanolamina* puede reducir la concentración de CO₂ a menos de 100 ppm a presiones bajas como 200 lb/pulg².

La *dietanolamina* (DEA) es un solvente adecuado cuando las concentraciones de CO₂ y la presión total son altas; sin embargo, la corrosión del acero en las unidades de aminas siguen siendo una problemática cuando se usan dichas sustancias.

La *metildietanolamina* generalmente se selecciona cuando existe presencia de H₂S con el CO₂ en una corriente de gas natural con un alto contenido de CO₂. Especialmente esta sustancia absorbe el CO₂ a condiciones de alta presión y requiere un calentador de entrada para la regeneración y producir una corrosión menor.

El proceso de absorción con aminas para la separación de CO₂, se ha usado en la industria petrolera para tratamientos de gas natural y otros procesos donde se necesita que el CO₂ sea removido, también ha sido utilizado a pequeña escala en industrias como lo son la de fertilizantes y bebidas. En las plantas de generación de electricidad el reto principal para aplicar este proceso es encontrar solventes que toleren el oxígeno residual en las emisiones de gases de combustión y otros contaminantes que puedan estar presentes.

Actualmente existe un gran potencial para mejorar la tecnología de captura con aminas lo que podría incrementar la eficiencia del solvente, reducir el tamaño de la planta de limpieza, reducir el deterioro y minimizar la energía necesaria para la regeneración.

2.3.2.- Absorción Física.

En este proceso el CO₂ es físicamente absorbido en un solvente que disuelve el CO₂, sin que se produzcan enlaces químicos para después ser regenerado usando calor o/y una reducción de presión, en el cual se requiere una mínima o nula energía. En general, se considera una absorción física cuando la presión parcial del CO₂ en los gases de alimentación es mayor a 50 lb/pulg² y la concentración de hidrocarburos pesados es baja.

Los solventes típicos usados en este proceso son el Selexol (dimetileter o glicol polietileno) y Rectisol (metanol frio). La mayor ventaja del proceso utilizando Selexol es que el CO₂ puede ser producido a una presión alta, reduciendo la potencia requerida para la compresión en la tubería de transporte. La absorción física es usada comúnmente en las instalaciones de tratamiento de gas para producir CO₂ destinado a operaciones de recuperación mejorada de aceite, la cual requiere una corriente de CO₂ con alta pureza (98%)¹¹.

2.3.3.- Adsorción Física.

Es un proceso que retiene el CO₂ haciendo pasar la corriente de gas a través de un material poroso, tipo zeolita o carbón activo, explicado de otro modo; es el proceso por el cual la molécula gaseosa de CO₂ es capturada, fijada y acumulada en la superficie de otra sustancia, normalmente sólida (Figura 2.3).

La cantidad de gas adsorbida en el sólido depende de los siguientes parámetros:

- Masa del adsorbente
- Presión
- Temperatura
- Naturaleza del gas
- Naturaleza de la superficie sólida

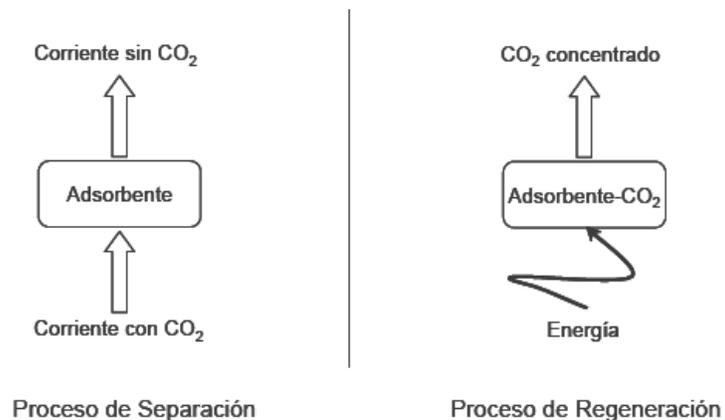


Figura 2.3 Esquema del proceso de separación por medio de métodos de Adsorción Física¹³

Los materiales adsorbentes para este proceso deben tener las siguientes propiedades:

- Elevada porosidad.
- Alta capacidad de adsorción de CO₂.
- Adsorbentes sólidos regenerables.
- Alta selectividad al CO₂ en la mezcla gaseosa.
- Diferencia entre la temperatura de adsorción y desorción (liberación del material adsorbido) relativamente estrecha.

Algunos de los materiales adsorbentes que pueden usarse son:

- Materiales mesoporosos
- Zeolitas de cenizas
- Carbones activos
- Materiales a alta temperatura: hidrotalcitas y alúminas

2.3.4.- Separación con membranas

Existen dos tipos de operaciones de separación de CO₂ con membranas: separación de gas y absorción de gas.

1.-La separación de gas con membrana funciona basándose en la diferencia entre las interacciones físicas y químicas del gas y la membrana. Esto causa que algunos componentes del gas crucen permanentemente la membrana más rápido que otros componentes, como es el caso del dióxido de carbono (CO₂), hidrogeno (H₂), helio (He) y el vapor de agua que generalmente son gases altamente permeables.

2.-La absorción del gas con membranas se efectúa manteniendo el contacto permanente entre la corriente de alimentación de gas de combustión y el fluido de absorción. El fluido de absorción selectivamente remueve ciertos componentes del gas de alimentación en un lado de la membrana, mientras que la membrana simplemente ofrece un área de contacto sin mezclar el gas de alimentación y el fluido de absorción. Las membranas de absorción de gas no seleccionan los componentes del gas como las membranas de separación de gas sino, que es el solvente el que selectivamente absorbe el CO₂.

2.3.5.- Procesos Criogénicos

Las tecnologías criogénicas funcionan a alta presión pero con temperaturas muy bajas cercanas a -130 °C, con las cuales, el CO₂ es separado directamente por condensación o usando solventes hidrocarburos como el butano.

Un problema de esta tecnología es que el agua puede congelarse o formar hidratos a temperaturas criogénicas, por lo que la corriente de alimentación del gas debe ser deshidratada antes de ser enfriada.

Los métodos criogénicos generalmente requieren que la presión del gas de alimentación se vaya incrementando substancialmente, haciendo que este proceso se vuelva más costoso; sin embargo, el almacenamiento geológico requiere el manejo de CO₂ a altas presiones. Esta tecnología ofrece una ventaja al producir el CO₂ a alta presión porque parcialmente reduce los costos de compresión.

2.4.- PROCESOS DE CAPTURA DE CO₂

Existen tres procesos generales de captura de CO₂, los cuales son aplicados dependiendo de las características de la corriente de gas como lo es la presión, la concentración y el volumen. De estos procesos generales dependerá la incorporación de equipo y/o modificaciones a las plantas y sistemas existentes (Figura 2.4).

- Post-combustión: el CO₂ se captura del flujo de gas después de la combustión del combustible fósil.
- Pre-combustión: se remueve el CO₂ del combustible fósil antes de la combustión.
- Oxidación: se provoca la combustión del combustible fósil con oxígeno puro en vez de aire.

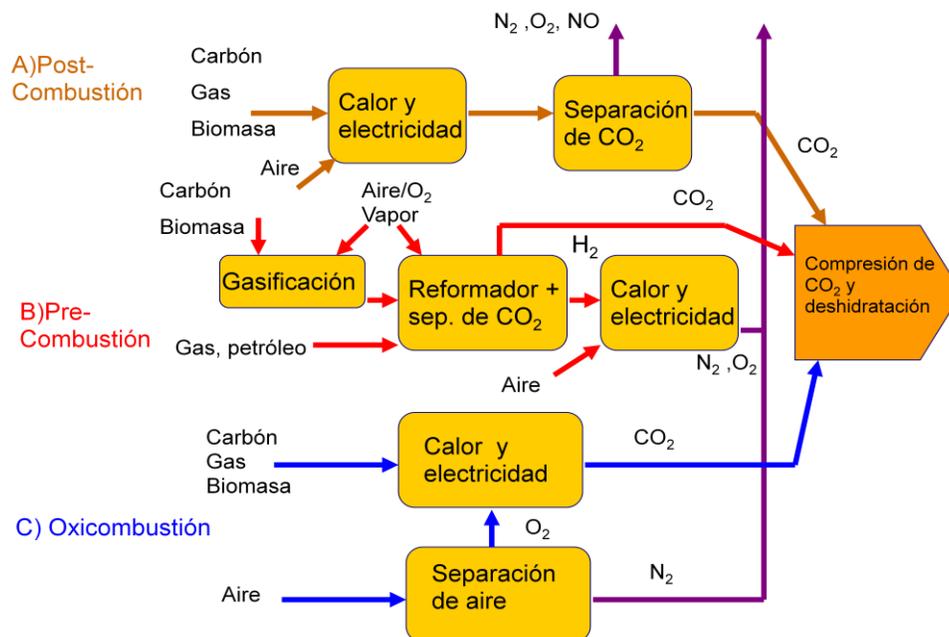


Figura 2.4 Procesos de Captura de CO₂⁷

2.4.1.- Captura del CO₂ después de la combustión (Post-Combustión)

Se conoce como captura después de la combustión o de post combustión a la captura del CO₂ a partir de los gases producidos por la combustión de biomasa o combustibles fósiles, donde las emisiones se componen generalmente de una mezcla de CO₂, nitrógeno, óxido nitroso y una fracción de oxígeno (Figura 2.5).

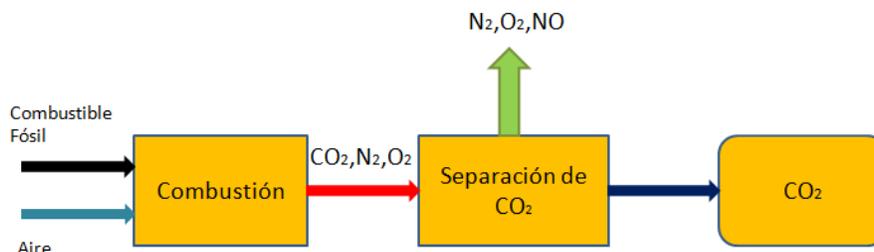


Figura 2.5 Esquema general de captura post-combustión¹⁴

En este proceso, los gases resultantes de la combustión generalmente contienen pequeñas fracciones de CO₂ que pueden ir del 4 al 14 %. Éste se captura por la interacción de los gases de combustión con un líquido, típicamente aminas que absorben únicamente el CO₂ (como un solvente orgánico enfriado o comprimido) permitiendo que el oxígeno y el nitrógeno sean liberados a la atmósfera. Entonces el CO₂ casi puro puede ser liberado del líquido, al calentarlo o al reducir su presión.

Generalmente después del proceso de absorción del CO₂, el fluido de absorción y el CO₂ son separados en una columna de regeneración, donde se calienta el fluido de absorción reduciendo su capacidad de retener el CO₂, lo que provoca la regeneración del fluido de absorción, el cual puede ser reutilizado; mientras que el CO₂ abandona la columna de regeneración como una corriente de CO₂ con alta pureza y este gas puede ser transportado a un sitio de almacenamiento de CO₂ (Figura 2.6). Con este proceso puede ser capturado del 80 al 90% del CO₂.

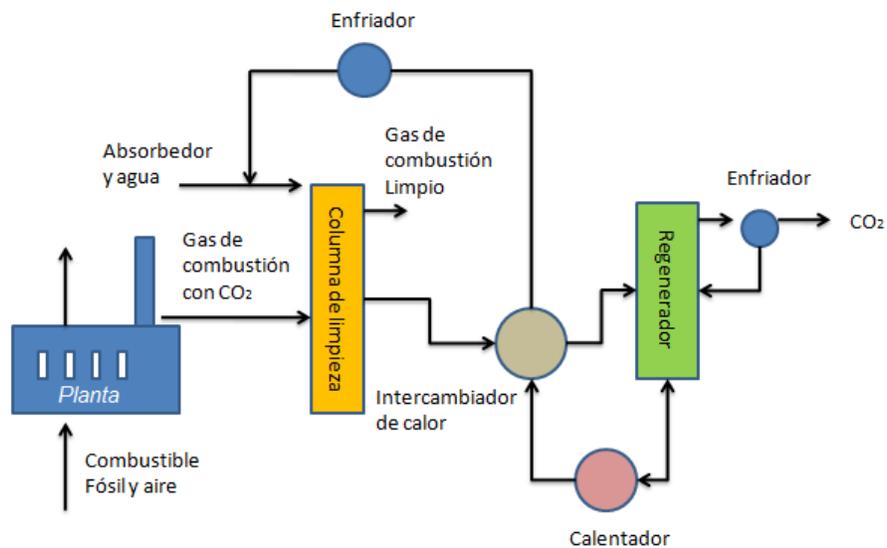


Figura 2.6 Proceso de captura de post-Combustión¹⁶

Antes del proceso de captura los gases de combustión necesitan primero ser enfriados para posteriormente remover ciertas impurezas reactivas como los sulfuros y óxido nítrico, ya que de otra forma estas impurezas reaccionarían con el solvente causando proporciones inaceptables de corrosión en la planta. En este proceso se requiere una gran cantidad de energía para regenerar el solvente y comprimir el CO₂ para su transporte.

Ventajas

- Muchas de las tecnologías son comerciales (absorción química).
- Requiere menores modificaciones en las plantas existentes.
- Posibilidad de utilizar varios sistemas en serie para optimizar el proceso.

Desventajas

- Bajas concentraciones de CO₂ en la corriente de gas de combustión, debido a que los métodos para separar el CO₂ de los gases de combustión son más efectivos con corrientes de gas de combustión con altas concentraciones de CO₂.
- Necesidad de solventes más fuertes para la captura del CO₂, requiriendo una gran cantidad de energía para la regeneración del solvente y para liberar el CO₂.
- Mayor volumen de gases a tratar, que en el proceso de pre-combustión.
- Presencia de impurezas: (óxidos) que afectan el sistema de captura.
- Mayores requerimientos de compresión y de energía.
- Necesidad de nuevas materias primas.

2.4.2.- Captura del CO₂ antes de la combustión (Pre-Combustión)

El proceso de pre-combustión comprende capturar el carbono del combustible fósil descarbonizándolo antes de su combustión (Figura 2.7).

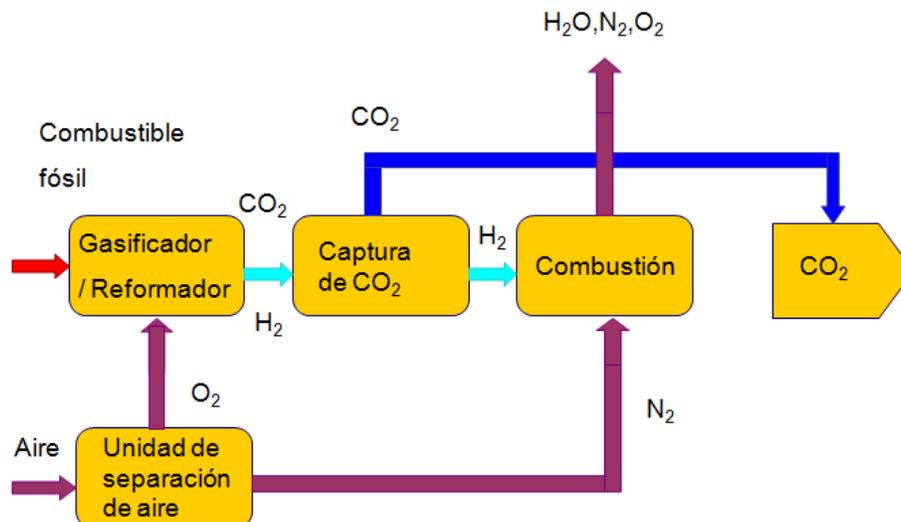


Figura 2.7 Esquema general de captura pre combustión¹⁴

Involucra la reacción del combustible con oxígeno o aire, y en algunos casos vapor; para producir un gas compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), conocido como gas sintético. Después el monóxido de carbono reacciona con vapor en un reformador o en un catalizador para producir más hidrógeno y CO₂. Posteriormente el CO₂ es separado mediante la aplicación de tecnologías como adsorción física, química y membranas entre otros. El resultado de este proceso es una corriente de gas rica en hidrógeno que puede ser usada como combustible y que al momento de su combustión no produzca CO₂ (Figura 2.8).

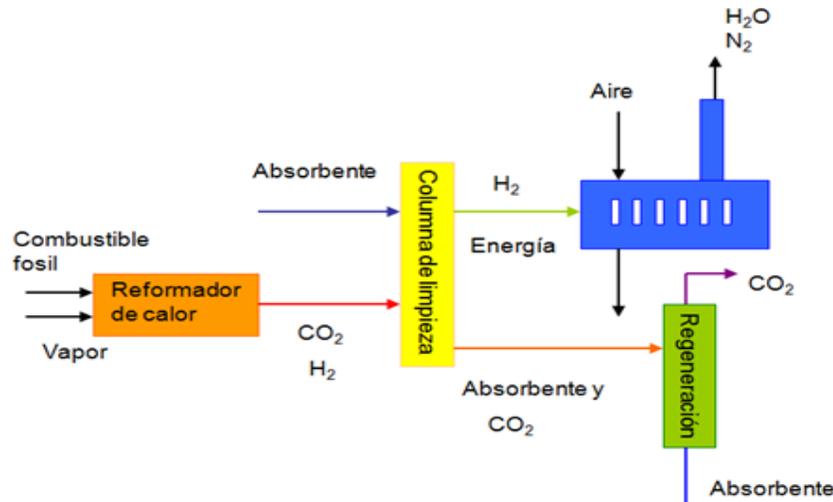


Figura 2.8 Proceso de captura de pre-combustión¹⁶

El proceso puede aplicarse en el gas natural, petróleo o carbón, pero en estos dos últimos tipos de combustibles se necesita un equipo adicional para remover impurezas como componentes de sulfuros, cenizas u otras partículas. Por ejemplo, en la gasificación del carbón se emplean solventes para producir monóxido de carbono [CO] y H₂. La reacción del CO con el agua produce CO₂ y más H₂. El CO₂ puede ser procesado, transportado y almacenado, mientras que el H₂ podría alimentar turbinas de gas para la generación de electricidad. Esta tecnología constituye el núcleo de proyectos tales como el FutureGen de EUA, y el proyecto HyPOGEN Europeo para la creación de una planta eléctrica alimentada con carbón con un nivel de cero emisiones, que capte el CO₂ y produzca H₂ para ser utilizado en las celdas de combustibles.

Actualmente a nivel mundial las plantas gasificadoras de carbón no generan electricidad, pero producen gas sintético y otros derivados. En estas instalaciones el CO₂ es separado después de la etapa de gasificación de otros gases como metano, hidrógeno o mezclas de monóxido de carbono e hidrógeno.

Con el proceso de captura de pre-combustión, casi el 90% del CO₂ generado por las plantas eléctricas puede ser removido, aunque esta tecnología requiere de modificaciones importantes en sus instalaciones y estas solo pueden realizarse en plantas relativamente nuevas¹⁶.

Adicionalmente el gas sintético producido puede ser usado para procesos de hidrot ratamiento en refinerías para producir combustibles limpios.

Ventajas

- La ventaja de la separación del CO₂ antes de la combustión, sobre la separación de post-combustión, es que se produce un volumen pequeño de gas; debido a que el CO₂ no se ha mezclado con el aire.
- La separación vía solvente químico está probada.
- Las altas concentraciones de CO₂ permiten utilizar varias tecnologías alternativas de separación, como solventes físicos que requieran menor cantidad de energía para operar o membranas selectivas permeables.

- Se pueden aplicar métodos de separación más eficientes, mediante la presurización de los solventes de absorción, como metanol o glicol polietileno comercialmente llamados Rectisol y Selexol.
- Los gases de salida están a mayor presión y mayor concentración de CO₂, lo que reduce los costos de captura y hace más fácil la separación.
- Utiliza bajos volúmenes de solventes y su porcentaje de captura es alto.
- Los costos de compresión son menores que en la post-combustión.
- Produce menor cantidad de impurezas: óxidos de azufre y nitrógeno.
- Es posible utilizarlo en un amplio rango de combustibles fósiles.
- Menor tamaño de las plantas de separación de gas.

Desventajas

- El combustible primario debe ser convertido a gas sintético previamente.
- Se pueden realizar sólo en plantas nuevas.
- Las turbinas de gas, calentadores y calderas deben ser modificados para la utilización de hidrógeno como combustible.

2.4.3.- Oxidación

En este proceso se quema el combustible con oxígeno en lugar de aire para producir un gas de combustión rico en CO₂ (Figura 2.9).

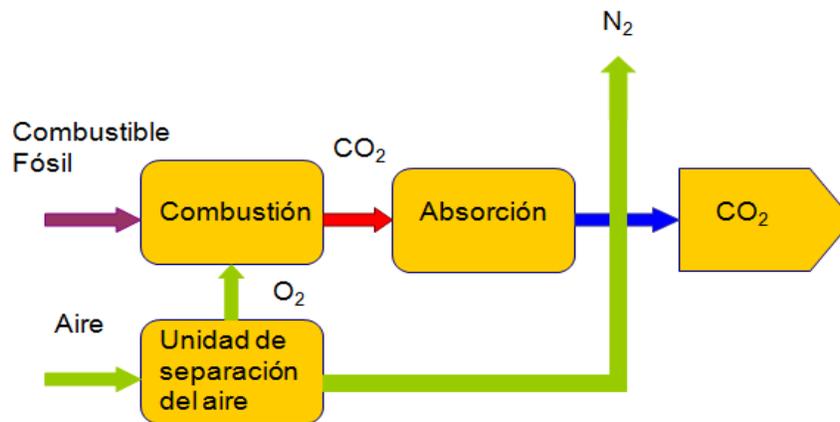


Figura 2.9 Esquema general de captura oxidación¹⁴

Generalmente cuando un combustible fósil (carbón, aceite y gas natural), entra en combustión con el aire, la fracción de CO₂ en las emisiones de gas van de un rango de 4 al 14%, dependiendo del contenido de carbono en el combustible y de la cantidad excedida del aire necesario para el proceso de combustión. Esto, porque el mayor componente del aire es nitrógeno en un 78% y si no hubiera nitrógeno, la captura del CO₂ de las emisiones se simplificaría significativamente.

Una alternativa es usar oxígeno puro (O₂), en lugar de aire durante la combustión, ya sea en calderas, turbinas u otros mecanismos. La ventaja de esta técnica llamada oxicombustión es que el gas producido por la combustión únicamente contiene vapor de agua y CO₂, ya que estos dos componentes son fáciles de separar a través de mecanismos de enfriamiento que ocasionan que el agua se condense y que el CO₂ sea liberado para formar una corriente de gas con alta concentración. Por otro lado el uso de oxígeno puro para la combustión provoca que la temperatura de la flama sea excesivamente alta, lo que hace necesario que parte de la corriente de gas de CO₂ necesite ser reciclada en la cámara de combustión para controlar la temperatura de la flama.

Una vez que la humedad es removida, el gas producido por la combustión tiene una concentración de CO₂ típicamente mayor al 90% comparado con el 4 a 14 % producido en la combustión con aire. Cerca del 100% del CO₂ puede ser capturado con este proceso.

Para este proceso es necesaria, la purificación del aire para separar el oxígeno de sus otros componentes. Las tecnologías actuales disponibles para la producción de oxígeno puro se basan principalmente en la separación criogénica del aire, donde éste es separado en oxígeno líquido, y gases de nitrógeno, argón y otros componentes menores en el aire. Sin embargo, es un proceso muy caro debido a los costos de energía, por lo que se están realizando muchas investigaciones para desarrollar tecnologías para separar más eficientemente el oxígeno del aire.

En la actualidad hay poca experiencia en esta opción de captura y existen muchas dudas operacionales que deben ser resueltas antes de que pueda desarrollarse completamente a escala comercial. Estas incluyen:

- Incertidumbres operacionales de la caldera.
- Minimizar la entrada de aire.
- El grado de limpieza que necesita el gas de combustión antes de la captura del CO₂.
- Si se tiene una baja temperatura en el gas de combustión puede causar corrosión.
- Para conseguir altas temperaturas de salida tal vez se requiera cambios en los sistemas de alimentación del combustible.

Otros procesos novedosos buscan evitar la necesidad de una unidad de separación de aire, la cual necesita una gran cantidad de energía. Por ejemplo, en algunos procesos químicos se usa la reacción de oxidación de los metales para separar el oxígeno y luego provocar una reducción del óxido del metal para producir el oxígeno necesario para quemar el combustible fósil.

Diversos estudios indican que el método de Oxicombustión para capturar el CO₂ puede ser más conveniente en plantas existentes de carbón pulverizado, mientras que en el proceso de generación de electricidad sólo ha sido demostrado en pruebas a pequeña escala, aunque puede ser una opción atractiva para adaptar las estaciones eléctricas que funcionan en base a un ciclo de vapor donde las modificaciones para usar este proceso serían menores. El proceso de oxicombustión puede aplicarse en calderas o turbinas de gas.

Ventajas.

- Produce un gas de combustión con una alta concentración de CO₂.
- Como la combustión ocurre en un ambiente con escasa presencia de nitrógeno, la formación de óxidos de nitrógeno se reduce substancialmente.

- Producción solamente de vapor de agua y CO₂ durante la combustión.
- Fácil separación.

Desventajas.

- Necesita una unidad de separación de aire para la producción del oxígeno, la cual es muy costosa, tanto económica como energéticamente.
- Existen varias incertidumbres en el proceso.

2.5.- DESHIDRATACIÓN DEL CO₂

El proceso de separación generalmente no produce CO₂ puro, otros gases como vapor de agua pueden estar presentes en la corriente de CO₂, por lo que debe ser deshidratado antes de ser enviado a la tubería para su transporte. La deshidratación tiene un doble propósito que es, prevenir la corrosión y evitar la formación de hidratos. Los hidratos de CO₂ pueden formarse en presencia de agua libre a una temperatura de casi 11 °C. Estos sólidos pueden crear varios problemas operacionales como taponamientos en el equipo y líneas de flujo, además de provocar fallas en los intercambiadores de calor.

Si hay presencia de agua libre, el CO₂ reacciona con ésta para producir ácido carbónico que corroe el carbono del acero de los compresores, tuberías de transporte y tuberías de pozos. Para disminuir la corrosión, el contenido de agua en el CO₂ debe ser mínimo o nulo con el fin de evitar alcanzar la solubilidad a cualquier presión y temperatura de operación.

Con el fin de reducir este problema, se pueden utilizar disolventes como el metano para reducir significativamente el contenido de agua. También el agua puede ser removida entre cada etapa de compresión como condensado, además el vapor de agua puede ser removido por una solución de glicol trietileno.

2.6.-CONSIDERACIONES DE IMPLANTACION EN PLANTAS NUEVAS O EXISTENTES

Estas tres opciones de captura de CO₂ (post-combustion, pre-combustion, oxicombustion) pueden ser aplicadas en plantas nuevas o adaptadas a las instalaciones existentes.

La construcción de nuevas plantas tiene la ventaja de permitir una máxima integración del equipo de captura en la planta para tener una mayor eficiencia. También evita las limitaciones de espacio asociadas a la instalación de equipo nuevo y podría permitir que la planta se localice cerca del equipo o lugar de almacenamiento para reducir los costos de transporte.

El acondicionamiento de plantas existentes pueden ser más económico; sin embargo, esta ventaja se reduce si se necesita de un gran mantenimiento para extender el tiempo de vida operacional de la planta. Además, el acondicionamiento a plantas de carbón necesitaría de una inversión adicional para tecnologías de desulfurización y eliminación de óxido de nitrógeno de los gases de combustión. Dado que las plantas eléctricas que funcionan con combustibles fósiles emiten la mayoría de CO₂ a la atmósfera comparado con las fuentes industriales, la principal problemática tecnológica para la captura del CO₂ es la de adaptar las plantas existentes con mecanismos de captura o construir plantas nuevas específicamente diseñadas para la captura de CO₂. Este problema es importante ya que el tiempo promedio de funcionamiento de las plantas de generación eléctrica a base de combustibles fósiles es de casi 50 años y actualmente, la mayoría de las plantas podrían tener más de la mitad de su tiempo de funcionamiento esperado.

Las plantas existentes, en comparación con las plantas nuevas presentan algunos problemas cuando son adaptadas para procesos de captura de CO₂, principalmente:

- Las opciones de tecnología de captura son limitadas ya que se deben considerar ciertas condiciones específicas de las plantas existentes.
- Las plantas existentes pueden tener mucho tiempo de funcionamiento, son pequeñas y tienen baja eficiencia.
- Las plantas existentes no están equipadas con sistema de separación de sulfuros para las corrientes de gas, por lo que se debe adicionar un sistema de captura de sulfuros de alta eficiencia que minimice la contaminación del solvente de captura por impurezas como el SO₂.

Hay un gran número de aplicaciones industriales que involucran la separación de CO₂, pero no existen muchas instalaciones a escala comercial que se usen en el sector de generación de electricidad. Los EUA y Canadá planean construir plantas de demostración donde se implementen los procesos de pre-combustión y oxicombustión en los próximos años, para probar que estas tecnologías puedan ser consideradas viables.

De estas tecnologías el proceso de oxicombustión es el menos experimentado, pero con un fuerte atractivo al vislumbrarse algunas ventajas sobre los otros dos procesos ^{10,14,15}.

- Menores necesidades de espacio.
- Menor consumo de agua.
- Cero emisiones de óxidos.

CAPITULO III

ALMACENAMIENTO DE CO₂

3.1.- ALTERNATIVAS PARA EL ALMACENAMIENTO.

La etapa siguiente al proceso de captura, es el almacenamiento del CO₂, cuyo objetivo principal es que este gas no sea liberado a la atmósfera.

Existen diversas maneras de almacenar el CO₂. Algunas implican el mejoramiento de los sumideros naturales en los ecosistemas terrestres con la reforestación de terrenos. Otra alternativa, es el almacenamiento en los océanos, mediante su fertilización con hierro y una tercera opción, es el almacenamiento en formaciones geológicas que comprenden, acuíferos salinos profundos, yacimientos de aceite y gas agotados, para fines de recuperación mejorada y minas de carbón no explotables.

Si bien el almacenamiento de las emisiones antropogénicas de CO₂ requerirá probablemente la combinación de diversas opciones de almacenamiento, muchos científicos consideran el almacenamiento geológico como la alternativa que plantea un mínimo riesgo.

Para la elección del tipo de almacenamiento deben ser considerados los siguientes criterios:

- a) El periodo de almacenamiento debe ser prolongado preferentemente de cientos a miles de años.
- b) El costo del almacenamiento debe ser minimizado, incluyendo el costo del transporte del CO₂ de la planta de captura al sitio de almacenamiento.
- c) El riesgo de accidentes debe ser eliminado.
- d) El impacto ambiental debe ser mínimo.
- e) El método de almacenamiento no debe violar ninguna regulación o ley nacional o internacional.

3.2.- ALMACENAMIENTO EN OCÉANOS

Por mucho el océano representa el más grande potencial como sumidero para CO₂ antropogénico comparado con la atmósfera y la biósfera terrestre. Adicionalmente el agua de las profundidades del océano no contiene grandes cantidades de CO₂.

Se estima que si todo el CO₂ antropogénico fuera inyectado en las profundidades del océano con el doble de concentración que el atmosférico, éste podría cambiar la concentración de carbono en el agua por lo menos en un 2% y disminuiría su pH por lo menos 0.15 unidades.

Eventualmente en una escala de tiempo de 1000 años, más del 80% de las emisiones antropogénicas de CO₂ podrían ser transferidas al océano, descargándose el CO₂ directamente en sus aguas, con lo que podríamos acelerar este continuo pero lento proceso natural y reduciríamos las concentraciones de CO₂ y su incremento en la atmósfera.

Sin embargo, para comprender el almacenamiento oceánico de CO₂, algunas propiedades del CO₂ y el agua de mar deben ser entendidas.

- a) El CO₂ debe ser descargado en su fase líquida para un transporte eficiente y económico. Si es descargado aproximadamente a menos de 500 m de profundidad en el mar, éste se encontrará a una presión hidrostática menor a las 735 lb/pulg², por lo que el CO₂ líquido inmediatamente se convertiría en gas y en forma de burbujas subiría hacia la atmósfera.
- b) Entre 500 m y cerca de los 3,000 m de profundidad, el CO₂ en estado líquido es menos denso que el agua de mar, por lo que éste ascendería por flotación. Se ha demostrado por medio de modelos hidrodinámicos, que si el CO₂ líquido fuera liberado a estas profundidades a través de un difusor, el líquido irrumpería en gotas de diámetro menor a 1 cm y posteriormente las gotas ascendentes se disolverían completamente en el agua antes de alcanzar los 100 m.
- c) A profundidades mayores de los 3,000 m, debido a la alta compresibilidad del CO₂, comparada con el agua de mar, el CO₂ líquido se vuelve más denso que el agua y provocaría que descendiera a mayores profundidades. Sin embargo, se debe considerar que cuando el CO₂ en fase líquida está en contacto con el agua a temperaturas menores a los 10 °C y presiones mayores a 653 lb/pulg², se forma un sólido llamado hidrato en el cual una molécula de CO₂ ocupa el centro de una estructura molecular rodeada de moléculas de agua.

Existen principalmente dos métodos considerados para la inyección del CO₂ en el océano:

- 1) El primer método involucra disolver el CO₂ a profundidades medias de 1,500 m a 3,000 m, inyectándolo al fondo mediante tuberías provenientes desde tierra o de tuberías remolcadas por un tanque móvil de CO₂.
- 2) El segundo método consiste en inyectar el CO₂ líquido en las profundidades de los océanos, explotando el contraste de densidad entre el CO₂ líquido y el agua salada. A profundidades mayores a los 3,000 m, el CO₂ se vuelve más denso que el agua de mar y cae al fondo del océano para formar lo que se conoce como “lagos de CO₂”

El beneficio del método de disolución radica en su disponibilidad comercial y tecnológica. También permite alcanzar una alta disolución del CO₂ en el agua, lo que podría minimiza cualquier impacto ambiental local, ocasionado por el incremento de la concentración del CO₂ o la reducción del pH (Figura 3.1).

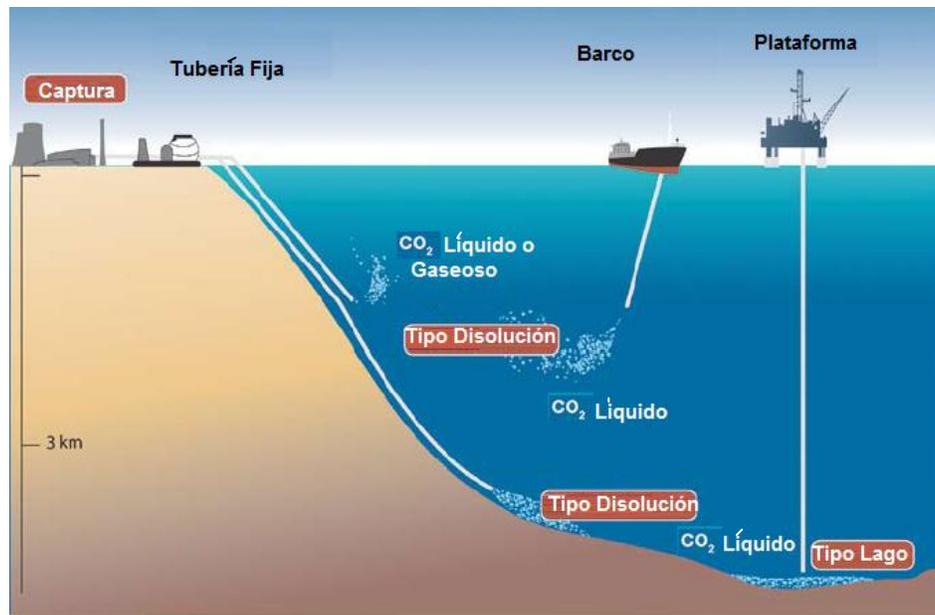


Figura 3.1 Almacenamiento de CO₂ en Océanos⁴.

Una opción alterna encontrada, es inyectar el CO₂ en forma de iones de bicarbonato en solución. Por ejemplo, el agua del mar puede ser puesta en contacto con los gases de chimenea de un reactor de una planta de generación eléctrica, y esa agua enriquecida de CO₂ al ser expuesta con minerales carbonatados, los disolvería para formar iones bicarbonato. La ventaja de este esquema es que se puede realizar a una profundidad somera de inyección menor a 200 m y no habría cambios en el pH del agua. La principal desventaja es la necesidad de grandes cantidades de agua y minerales carbonatados.

A pesar de que el océano representa el potencial de almacenamiento total más grande (Tabla 3.1), el posible impacto ambiental sobre la vida marina en las proximidades del punto de inyección constituye una desventaja importante por lo que algunos grupos ambientalistas presentan una fuerte oposición a la descarga del CO₂ en el fondo oceánico.

Aunque el CO₂ no es tóxico en el mar, ya que el CO₂ disuelto y los carbonatos son componentes naturales del agua de mar, además de que el CO₂ proveniente de la atmósfera eventualmente tendrá que disolverse en el agua, no quiere decir que el agua de mar no se acidifique por la inyección de CO₂. La magnitud del impacto en los organismos marinos dependerá de la magnitud del cambio de pH y el tiempo de exposición. Este impacto por la inyección de CO₂ puede ser mitigado, dispersando el dióxido de carbono inyectado con un arreglo de difusores, o agregando caliza pulverizada al CO₂ inyectado para el control del ácido carbónico.

Sin embargo, es poco probable que el almacenamiento en el océano se convierta en el modo preferido, dado que no se ha abordado adecuadamente el tema del impacto ambiental, no es muy seguro y no es una opción duradera de almacenamiento.

Tipo de Secuestro	Capacidad (GtC)
Oceánico	1,000-10,000
Formaciones Salinas Profundas	100-10,000
Yacimientos de Aceite y Gas	100-1,000
Depósitos de Carbón	10-100
GtC=Giga toneladas de Carbón Equivalente	

Tabla 3.1 Capacidad de almacenamiento para diversas opciones de secuestro ¹⁰.

3.3.- ALMACENAMIENTO EN FORMACIONES GEOLOGICAS

La captura y almacenamiento en formaciones geológicas profundas es una de las tecnologías emergentes más prometedoras para la reducción a gran escala de las emisiones de CO₂. Algunos proyectos ya se están concretando para reducir los gases de invernadero y mitigar el calentamiento global, donde el CO₂ almacenado debe mantenerse fuera de la atmósfera por cientos o miles de años (Figura 3.2).

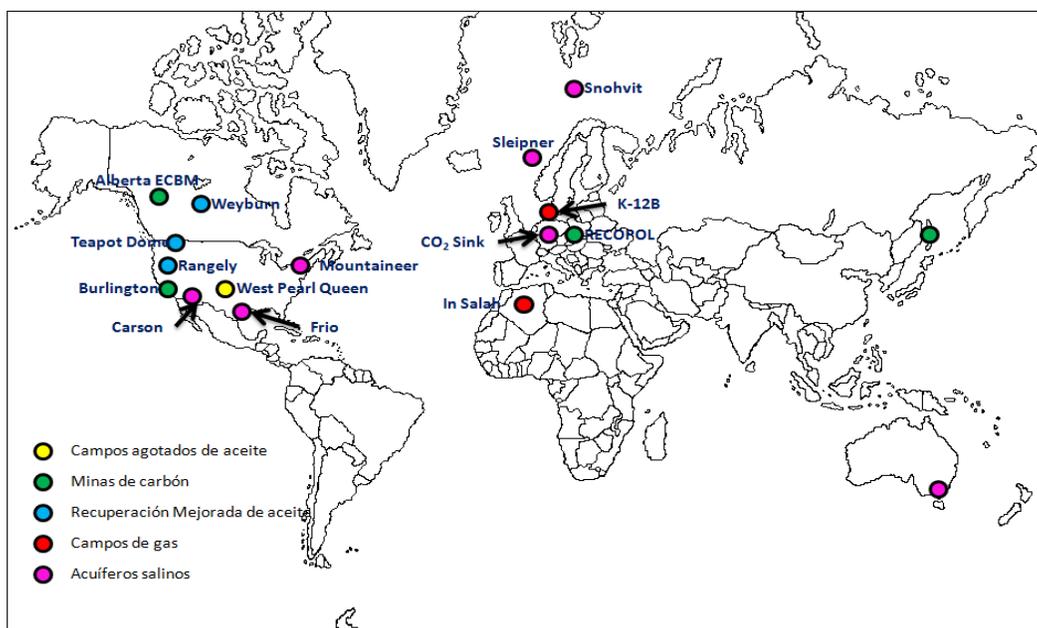


Figura 3.2 Proyectos de Secuestro geológico de CO₂ en el mundo ¹⁷.

Desde 1970 la tecnología para el almacenamiento de CO₂ ha sido utilizada en muchos lugares. La experiencia con algunos proyectos de almacenamiento de CO₂ en todo el mundo, muestra que puede ser almacenado de forma segura sin fugas. En la actualidad, no existen barreras técnicas que impidan completamente la implantación del almacenamiento geológico de CO₂, pero es necesario establecer un Acuerdo Internacional que sirva como Marco Regulatorio de trabajo.

La captura y almacenamiento de CO₂ es una opción buena y viable para reducir las emisiones de CO₂, porque pueden ser implantados a gran escala. Si este tipo de proyectos se implantan completamente, hay un potencial de captura y almacenamiento global de 236 billones de toneladas de CO₂ para el año 2050. Esto corresponde a una reducción del 33% en las emisiones globales de CO₂ en dicho año comparado con los niveles de emisiones actuales. Pero para tener un efecto significativo en las concentraciones atmosféricas de CO₂, los yacimientos de almacenamiento tendrían que ser relativamente grandes para contener las emisiones anuales (Figura 3.3).

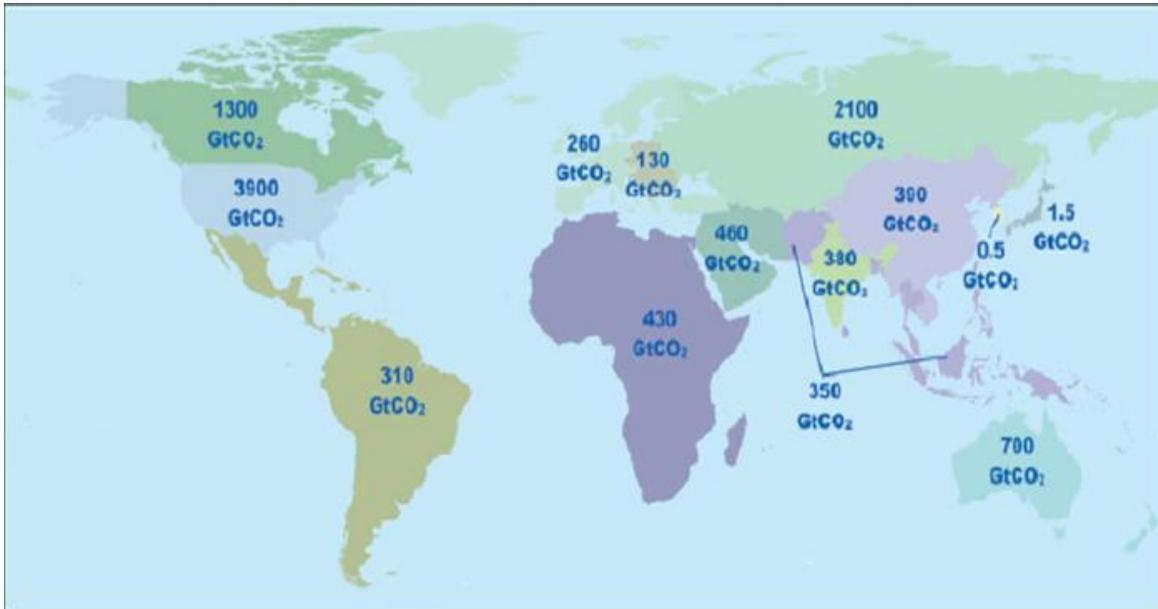


Figura 3.3 Capacidad teórica de almacenamiento en el mundo¹⁸.

3.3.1.- Sitios de almacenamiento geológico.

El almacenamiento geológico de CO₂ puede llevarse a cabo en una variedad de escenarios geológicos en cuencas sedimentarias. Las cuencas sedimentarias son depresiones de áreas de subsidencia con continuo depósito de sedimentos, tanto terrestres como marinos. Dentro de este grupo encontramos a los yacimientos de hidrocarburos, depósitos profundos de carbón y formaciones con acuíferos salinos, siendo éstos, posibles sitios de almacenamiento.

Otras formaciones geológicas que podrían servir como sitios de almacenamiento incluyen cavernas, basaltos y lutitas orgánicas.

En general, los sitios de almacenamiento geológico deben tener las siguientes características:

- Una buena profundidad (> 800 m).
- Una adecuada capacidad de almacenamiento e inyectividad.
- Una porosidad adecuada, espesor (para la capacidad de almacenamiento) y permeabilidad (para la inyección), son considerados factores críticos.
- Una capa de roca sello (por ejemplo, lutitas o arcillas) que prevenga la migración o escape de gas a la superficie.
- Un ambiente geológico suficientemente estable.

Un requisito importante en el análisis del potencial de secuestro de CO₂ en un yacimiento, es la identificación de zonas permeables para realizar la inyección, la cual involucra la inyectividad del yacimiento que servirá para definir el número de pozos de inyección necesarios.

Una relación usada para determinar la inyectividad del CO₂ a partir de su movilidad es:

$$Inyectividad_{CO_2} = 0.0208 * Movilidad_{CO_2}$$

Donde la inyectividad del CO₂ es igual al gasto másico de CO₂ que puede ser inyectado por unidad de espesor de yacimiento y por diferencia de presión de fondo de pozo. La movilidad del CO₂ es igual a la permeabilidad absoluta del CO₂ dividida por la viscosidad del CO₂¹.

Como se ha mencionado, la permeabilidad es un factor crítico para establecer el ritmo de inyección del CO₂ y el volumen de almacenamiento. Por lo que es más conveniente la inyección en zonas altamente permeables, dado que la presión de inyección sería relativamente baja, reduciendo el riesgo de un fracturamiento que abra conductos para la migración y posible fuga del CO₂.

Para un almacenamiento seguro, la formación almacenadora debe ser cubierta por una extensa unidad confinada o roca sello (como arcillas, sal o depósitos de anhidrita) que asegure que el CO₂ no escape y atraviese las unidades de rocas superiores y finalmente llegue a la superficie.

En el caso de cuencas sedimentarias con extensas fallas, fracturas o en partes altas, particularmente en áreas sísmicas activas, se requiere una cuidadosa caracterización para considerarlos como buenos candidatos para el almacenamiento de CO₂.

Los sitios de almacenamiento de CO₂ incluyen yacimientos agotados de aceite y gas, o para fines de recuperación mejorada de aceite, minas de carbón no explotables, y formaciones porosas profundas (Figura 3.4), que en conjunto pueden almacenar cientos de miles de gigatoneladas de carbón (GtC), y cuya tecnología de inyección de CO₂ en el subsuelo está bien establecida. También se debe considerar que el CO₂ es almacenado en formaciones geológicas por diferentes mecanismos de trampa, el mecanismo exacto dependerá del tipo de formación.

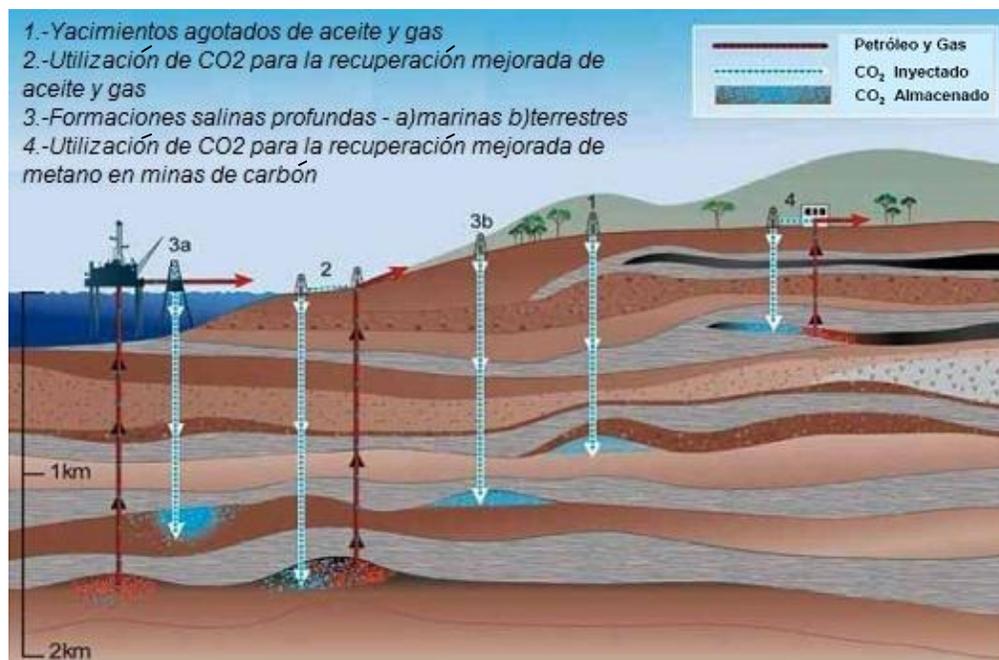


Figura 3.4 Opciones de secuestro geológico de CO₂¹⁹.

3.3.2.- Minas de carbón no explotables.

Las minas de carbón abandonadas o cuya explotación no resulta económicamente posible son un medio potencial de almacenamiento, así como los depósitos de carbón que son demasiado profundos para ser minados.

El almacenamiento se produce cuando el CO₂ se difunde a través de la estructura porosa del carbón y es físicamente absorbido por él. Este proceso es similar al proceso en el cual el carbón activo remueve impurezas del aire o el agua.

La superficie expuesta del carbón tiene una afinidad preferente por la absorción de CO₂ más que el metano con una relación de 2:1. En este caso, el CO₂ también puede ser usado para incrementar la recuperación del metano del depósito de carbón (CMB) En algunos casos, esto puede tener un costo efectivo muy alto o tener un costo libre, como resultado adicional de la recuperación de metano que puede compensar el costo del almacenamiento de CO₂.

En la última década, la producción de metano de minas de carbón en Estados Unidos se ha incrementado convirtiéndose en importante componente del suministro de gas natural de ese país. En el año 2000, aproximadamente 40 billones de metros cúbicos estándar de metano fueron producidos de minas de carbón, lo que representaba cerca del 7 % de la producción total de gas natural de Estados Unidos. Cerca del 85% del total de la producción de metano, provenía de la cuenca de San Juan al sur de Colorado y al norte de Nuevo México, el otro 10% era producido en la cuenca de Black Warrior en Alabama y el 5% restante provenía de las cuencas de Rocky Mountain en Utah, la Cuenca de Raton en Colorado y Nuevo México y la Cuenca de Powder River en Wyoming.

También existe un gran potencial para la recuperación de metano en minas de carbón alrededor del mundo, identificándose algunas cuencas importantes en Australia, Rusia, China, India, Indonesia y otros países. El potencial total de recuperación de metano en minas de carbón en el mundo se estima en 2 trillones de metros cúbicos estándar con casi 7.1 billones de toneladas asociadas al almacenamiento de CO₂.

3.3.3.- Acuíferos salinos en formaciones profundas

Existen muchas trampas geológicas subterráneas que jamás contuvieron gas o petróleo y que generalmente sus poros están llenos de agua, por lo que son llamados depósitos acuíferos. Constituyen los depósitos más adecuados para almacenar CO₂ a grandes profundidades en el subsuelo por tener el potencial más grande de secuestro, y ser los yacimientos más extensos y con mayor volumen para el almacenamiento de CO₂. Normalmente están llenos de agua salada, de modo que no son adecuados para suministrar o almacenar agua para consumo humano. El CO₂ puede ser secuestrado en dos tipos de acuíferos salinos:

1. Acuíferos cerrados.- tienen límites geológicos bien definidos, como lo son pliegues o fallas, lo que reduce considerablemente la posibilidad de movimientos laterales de los fluidos y la migración del CO₂ hacia los acuíferos de agua dulce o a la superficie. Este tipo de acuíferos esta directamente ligado a los yacimientos de hidrocarburos, donde el yacimiento actúa como una trampa geológica.

2. Acuíferos abiertos.- son acuíferos que no tienen sellos laterales, por lo que para evitar que el CO₂ escape verticalmente es necesaria una capa de roca impermeable, además de un flujo descendente para transportar el CO₂ lejos de la superficie obligando al CO₂ a entrar en el acuífero (trampa hidrodinámica). Teóricamente, esto sería suficiente para brindar un almacenamiento seguro. Si los canales de flujo en el acuífero son demasiado grandes, el CO₂ podría disolverse totalmente o someterse a una reacción mineral antes de que éste, alcance los márgenes de la cuenca, quedando atrapado permanentemente en el yacimiento.

Algunos mecanismos que juegan un papel importante en el almacenamiento de CO₂ en un yacimiento completamente saturado con agua o atrapado en un acuífero son ²⁰:

- El desplazamiento del agua de formación por la inyección de CO₂.
- La disolución de CO₂ en el agua de formación.
- La reacción de los minerales y fluidos del yacimiento.

En este sitio de almacenamiento, el CO₂ se puede disolver parcialmente en el agua del acuífero y en algunos tipos de rocas, podría reaccionar con minerales para formar depósitos carbónicos estables, almacenando permanentemente al CO₂.

En esta opción de almacenamiento, es necesario realizar estudios geológicos como los que se hacen rutinariamente para las reservas de petróleo y gas, para confirmar que el depósito acuífero no dejará fugarse el CO₂.

Se debe considerar que actualmente se carece de información respecto a los acuíferos que no están localizados en las cercanías de donde se han realizado actividades exploratorias de aceite y gas, lo que podría variar considerablemente las estimaciones globales del potencial de almacenamiento de CO₂.

Además, a diferencia de los yacimientos de hidrocarburos agotados donde la presión del yacimiento ha sido substancialmente reducida debido a la producción de los fluidos del yacimiento, la presión hidrostática en los acuíferos es mayor, por lo que para asegurar que la presión de fractura de un acuífero no sea alcanzada, es necesario que los pozos de inyección estén localizados en regiones con alta permeabilidad y que la cantidad total de CO₂ inyectado deba estar delimitada.

Desplazamiento del agua de formación por el CO₂

Si el dióxido de carbono es inyectado a una presión mayor que la presión de los fluidos del yacimiento, el CO₂ podría desplazar al agua de formación. El grado de facilidad con la que el agua puede ser desplazada dependerá de la permeabilidad y transmisibilidad de la roca del yacimiento, las propiedades del agua congénita, el CO₂, y si el agua de formación está en contacto con otro cuerpo de agua. Sin embargo, por su baja densidad el CO₂ tiene una capacidad limitada para desplazar el agua de formación, lo que produce que el CO₂ flote en el agua por segregación gravitacional, además por su baja viscosidad, este se mueve mucho más rápido en los poros que el agua de formación, lo que ocasiona que en lugar de provocar un desplazamiento de agua, el CO₂ la desvía o canaliza, formando heterogeneidades en el yacimiento²⁰.

3.3.4.- Yacimientos agotados de aceite y gas.

Aunque es una idea relativamente nueva en el contexto de la mitigación del cambio climático, la inyección del CO₂ en campos de aceite o gas agotados o en declinación ha sido practicada por muchos años. El principal propósito de estas inyecciones es el manejo de gases ácidos, compuesto de la mezcla de CO₂, H₂S y otros productos derivados de la explotación y refinamiento del aceite y gas.

En 2001 se inyectaron cerca de 200 millones de metros cúbicos de gas ácido en más de 30 locaciones diferentes en Alberta Columbia. La inyección de gas ácido se ha convertido en una popular alternativa a la recuperación con sulfuro y gas ácido, particularmente en el Oeste de Canadá. Esencialmente, los esquemas de inyección de gas ácido remueven el CO₂ y el H₂S de la corriente de aceite o gas producido, lo comprimen y transportan mediante tuberías hasta el pozo inyector, para posteriormente re-inyectar los gases dentro de las diferentes formaciones disponibles. Los autores de este esquema de inyección de gas ácido, establecen que éste tiene un menor impacto ambiental que las alternativas del procesamiento y manejo de estos gases indeseados. En muchos de los casos el CO₂ representa el mayor componente de los gases ácidos, típicamente hasta el 90% del volumen total inyectado disponible. La inyección exitosa de gas requiere un yacimiento cercano con suficiente porosidad y que éste aislado de los yacimientos de producción y zonas de agua. Históricamente, los yacimientos productivos y agotados han sido contenedores extremadamente eficaces de hidrocarburos y gases ácidos durante mucho tiempo¹⁰. La mayoría de los métodos directos de secuestro de CO₂, comprenden la inyección en formaciones geológicas en acuíferos salinos profundos, minas de carbón inexplorables y yacimientos de gas agotados o en declinación. Sin embargo, los yacimientos de aceite agotados están disponibles para una inmediata aplicación de esta tecnología, además de tener distintas ventajas sobre las otras opciones:

1. *Conocimiento base.*- se han caracterizado extensamente un gran número de yacimientos de aceite. Adicionalmente el uso del CO₂ para operaciones de recuperación mejorada se ha realizado por más de tres décadas, brindando información de la interacción entre el CO₂, la roca del yacimiento y los fluidos, que podría ser útil para estimar la capacidad y predicción del almacenamiento de CO₂ a largo plazo.
2. *Infraestructura.*- la mayor ventaja de los yacimientos de gas y aceite consiste en que muchos pozos han sido perforados en esos lugares. Un gran porcentaje de esos pozos tienen una gran posibilidad de convertirse en pozos de inyección o monitoreo. Además, por las operaciones de recuperación mejorada se cuenta con la infraestructura de tuberías para el transporte de CO₂.
3. *Economía.*- los yacimientos de aceite agotados tienen la posibilidad de incrementar la recuperación de aceite que puede mejorar considerablemente el aspecto económico para estos proyectos.

También existen ciertas desventajas al respecto; tomando en cuenta las estimaciones iniciales, estos yacimientos tienen menos capacidad de almacenamiento comparado con los acuíferos salinos. Además, existen un gran número de pozos abandonados en estos yacimientos y en algunos casos la localización de ellos es desconocida y dependiendo de la calidad del abandono, estos pozos pueden ser un canal potencial de fuga del CO₂.

Antes de que los proyectos de secuestro geológico de CO₂ puedan ser usados a gran escala, la seguridad en esta tecnología debe ser establecida siguiendo diversas consideraciones. En el caso de los yacimientos de aceite se requerirán proyectos que no son típicos de recuperación mejorada cuyas estrategias buscan un barrido uniforme, optimizar la ubicación de los pozos, la inhibición de la viscosidad y una mínima inyección de CO₂. Estas estrategias se basan en metas económicas que pueden diferir de las metas del secuestro de CO₂, siendo estas últimas incrementar al máximo el volumen y una mayor duración de la inyección de CO₂ en las formaciones.

3.3.5.- Recuperación mejorada de gas.

Un yacimiento de gas parcialmente agotado representa un blanco atractivo para el almacenamiento del CO₂ por muchas razones, entre éstas, se encuentran que tiene una trampa geológica, y gracias a los años de producción, existe la infraestructura para el transporte e inyección del CO₂.

Aunque se encuentre parcialmente agotado, este yacimiento sigue conteniendo gas natural. La inyección del CO₂ puede ser una manera de incrementar la producción de gas gracias al aumento o al mantenimiento de presión del yacimiento. Muchos estudios indican que se puede producir metano adicional con la inyección de CO₂. Otros trabajos han determinado la óptima estrategia de inyección, mostrando que la mejor recuperación se obtiene en los casos de una declinación convencional en el yacimiento de gas hasta abandonarlo con una posterior inyección de CO₂.

Para evaluar la factibilidad de secuestro de carbón con recuperación mejorada de gas CSEGR (Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery) en formaciones geológicas es esencial comprender los fenómenos físicos y químicos que actúan en el yacimiento. Una vez en el yacimiento, el CO₂ se moverá debido al gradiente de presión y efectos gravitacionales. El CO₂ es mucho más denso que el metano, tanto en estado supercrítico, como en estado gaseoso a cualquier presión. Debido a esto, tendrá una tendencia a fluir hacia la base del yacimiento desplazando el metano y represionando el yacimiento. El desplazamiento será más estable a medida que el CO₂ sea más viscoso.

El principal problema en el proceso de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de gas en declinación o parcialmente agotados, se refiere a la posibilidad de que el gas natural se mezcle con el CO₂ inyectado, reduciendo su valor económico. Aunque estudios experimentales han demostrado que el proceso de dispersión y difusión es el mismo para fluidos supercríticos, como para gases y fluidos en condiciones normales, se encontró que el almacenamiento de CO₂ combinado con la recuperación mejorada de gas, muestra una limitada capacidad del metano (CH₄) y el CO₂ para mezclarse, ocasionada por la alta densidad y viscosidad del CO₂ en contraste con el CH₄, especialmente en yacimientos con alta homogeneidad en sus propiedades de flujo.

En general, el grado en que los gases del yacimiento se mezclan, es muy variable y depende de la geometría del yacimiento, anisotropía, heterogeneidad, fracturamiento y otras propiedades de la roca, pero se puede considerar que el desplazamiento del metano por el CO₂ es incondicionalmente estable (Mot et al. 1992).

En yacimientos de gas que no han sido invadidos por algún acuífero de la formación, durante o después de la producción, la capacidad de almacenamiento de CO₂ es relativamente fácil de estimar, basándose en los hidrocarburos producidos. El volumen inicial de gas puede calcularse a partir de la cantidad de gas recuperado y su factor de expansión. Con esto, se puede establecer que el volumen producido de gas del yacimiento, será el que estará completamente disponible para el almacenamiento de CO₂, pero esta estimación será parcial, ya que parte del CO₂ se disolverá en el agua de formación²⁰.

3.3.6.- Recuperación mejorada de aceite.

La inyección de dióxido de carbono en formaciones geológicas para la recuperación mejorada es una tecnología madura. En el año 2000, estaban en operación alrededor del mundo 84 proyectos de recuperación mejorada con CO₂ a nivel comercial o en desarrollo. Estados Unidos, país líder en esta tecnología, contaba con 72 de los 84 proyectos más los localizados en la cuenca Pérmica. En conjunto, estos proyectos producían 200,772 barriles de aceite por día, una pequeña pero importante fracción (0.3%) de los 67.2 millones de barriles por día de la producción mundial en ese año¹⁰.

El depósito de gases de invernadero en yacimientos de aceite en declinación se podría emplear como una técnica de recuperación mejorada, donde el CO₂ se inyecta en campos maduros, para recuperar aceite adicional. El proceso puede ser miscible o inmisible, dependiendo si la presión de inyección es o no, superior a la presión mínima de miscibilidad (PMM). El desplazamiento miscible es más efectivo que el desplazamiento inmisible. Los principales mecanismos que intervienen en la inyección de CO₂ son:

- Reducción en la viscosidad del aceite.
- Expansión del aceite.
- Una limitada cantidad vaporizada y extraída.
- Empuje de gas en solución durante la caída de presión.
- Reducción de la tensión interfacial.
- Incremento en la presión de yacimiento.

Los siguientes factores han sido identificados para que los proyectos cotidianos de recuperación mejorada de aceite con CO₂ sean exitosos.

- El CO₂ que se encuentra en el yacimiento, debe tener una presión mayor a la presión mínima de miscibilidad. Esto significa que el yacimiento generalmente debe estar a una profundidad mayor a los 2,500 pies (762 m).
- El CO₂ es más efectivo con aceites ligeros con densidades mayores a 25 °API.
- Debido a que el CO₂ fluye en el yacimiento más fácil que el aceite, es mejor el proceso de recuperación en yacimientos con poca heterogeneidad. Si algunas capas del yacimiento son más porosas que otras, el CO₂ tendrá una preferencia de flujo en lugar de mantener un frente uniforme y con una alta eficiencia en el barrido.
- Algunos tipos de estratificaciones, zonas fracturadas y zonas adyacentes como el casquete de gas pueden ocasionar una pérdida de CO₂ y reducir la recuperación del aceite.
- El campo debe estar en un área donde exista una infraestructura de generación de CO₂ además de tuberías para su distribución²¹.

Se deben considerar ciertas limitaciones para implantar estos procesos algunas son presentadas en la tabla 3.2

LIMITACIONES EN LAS PROPIEDADES DEL ACEITE	LIMITACIONES EN LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO
Densidad mínima del aceite de 25 °API (900 kg/m ³) aunque algunos otros sectores consideran que una densidad mayor a 22 °API es adecuada.	Saturaciones de aceite mayores a 0.05.
Viscosidad menor a 10 cp.	Capacidad de flujo K x h (permeabilidad por espesor) mayor o igual a 10 ⁻¹⁴ .
No es adecuado en aceites con baja concentración de hidrocarburos intermedios especialmente C5-C12 y con alta presencia de componentes aromáticos.	Se dificulta si se ha realizado previamente otro proceso de recuperación.
	La Profundidad del yacimiento debe ser de al menos a 600 m.
	Se debe evitar en yacimientos con grandes casquetes de gas.

Tabla 3.2 Limitaciones para la implantación de procesos de recuperación mejorada²¹.

Para un proceso miscible de recuperación mejorada con CO₂, algunos autores han establecido diversos criterios para su implantación (Tabla 3.3)²².

Parámetros de Yacimiento	Carcoana (1982)	Taber & Martin (1983)	Klins (1984)	Taber et al. (1997)
Profundidad (m)	< 3000	> 700	> 914	1) > 1219 2) >1006 3) > 853 4) > 762
Temperatura (°C)	< 90	N.C	N.C	N.C
Presión (lb/pulg ²)	> 12,038	N.C	> 14,938	N.C
Permeabilidad (mD)	> 1	N.C	N.C	N.C
Densidad (°API)	> 40	> 26	> 30	1) 22-27 2) 28-31.9 3) 32-39.8 4) >40
Viscosidad (cP)	<2	<15	<12	<10
Fración de aceite remanente	> 0.30	>0.30	>0.25	>0.20

Tabla 3.3 Criterios de selección para la aplicación de un proceso miscible de recuperación mejorada con CO₂²².

Un método de optimización de parámetros, realizado a partir de los resultados obtenidos de varias simulaciones numéricas, encontró una serie de valores óptimos de propiedades de yacimiento y del aceite para un eficiente proceso de recuperación mejorada con CO₂, incluyendo su importancia relativa o factor de peso²² (Tabla 3.4).

Parámetros de Yacimiento	Valor óptimo	Valor Ponderado
Densidad API °	37	0.24
Saturación de aceite remanente	60%	0.2
Presión arriba de la Mínima Presión de Miscibilidad (lb/pulg ²)	203.05	0.19
Temperatura (°C)	71	0.14
Espesor neto de aceite (m)	15	0.11
Permeabilidad (mD)	300	0.07
Porosidad	20%	0.02
Echado del Yacimiento	20°	0.03

Tabla 3.4 Optimización e importancia de los parámetros en un proceso de recuperación mejorada²².

Capacidad de almacenamiento de CO₂ en proyectos de recuperación mejorada

La capacidad de almacenamiento del yacimiento incluye el CO₂ remanente al final de la operación de recuperación mejorada y el CO₂ adicional que puede ser inyectado después del proyecto de recuperación mejorada. La experiencia en los campos de Estados Unidos indica que aproximadamente 40% del CO₂ inyectado originalmente en el yacimiento durante estas operaciones se produce en los pozos productores y puede ser reinyectado. Esto supone una eficiencia de retención bruta de CO₂ de aproximadamente 60% durante la irrupción del CO₂, esto si no se considera la separación y reinyección del CO₂ después de la irrupción. Para calcular la capacidad de almacenamiento en términos de la masa CO₂ en el yacimiento (MCO_2) durante las operaciones de recuperación mejorada de aceite, existe un método el cual está en función del factor de recuperación, el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento y el encogimiento del aceite²².

Al momento de la irrupción (BT):

$$MCO_2 = \rho_{CO_2RES} \cdot FR_{BT} \cdot NB_{oi} / sh$$

A cualquier momento de la inyección en el volumen de poros ocupado por hidrocarburos (HCPV).

$$MCO_2 = \rho_{CO_2RES} \cdot [FR_{BT} + 0.6 \cdot (FR_{\%HCPV} - FR_{BT})] \cdot NB_{oi} / sh$$

Donde:

El termino ρ_{CO_2RES} es la densidad del CO₂ a condiciones de yacimiento; FR_{BT} es el factor de recuperación al momento de la irrupción de CO₂; $FR_{\%HCPV}$ es el factor de recuperación a un porcentaje considerado de volumen de poros ocupado por hidrocarburos durante la inyección de CO₂; Sh es el factor de encogimiento del aceite $Sh = 1/Bo$; Bo es el factor de volumen de formación del aceite; NB_{oi} es el Volumen original de aceite a condiciones de yacimiento.

Otro método volumétrico similar fue desarrollado por ECL Technology en el 2001, para calcular el CO₂ neto retenido en el yacimiento para diferentes operaciones de recuperación mejorada. Para una inyección de gas alternada con agua (WAG):

$$CO_{2\text{Retenido}} = WAG_{IOR\text{ Eficiencia}} \cdot WAG_{\text{Eficiencia}} \cdot NBoi \cdot WAG_{co2\text{ factor alfa}} \cdot B_o/B_g$$

Donde:

WAG_{IOR} es el factor de recuperación incremental de aceite, producido por la operación de inyección de CO₂ alternada con agua (WAG); $WAG_{\text{Eficiencia}}$ es un factor entre 0 y 1, es 1 cuando el proyecto WAG se implantó de forma eficiente y completa; WAG_{CO_2} es un factor alfa que varía entre 1 y 2 y se relaciona con la eficiencia de utilización de CO₂ expresado en el volumen de yacimiento, indicando que una mayor cantidad de gas podría ser almacenado en el yacimiento que el requerido para la operación de inyección de gas alternada con agua; B_g es factor de volumen de gas.

Estas y otras expresiones pueden ser usadas para estimar el potencial de almacenamiento de CO₂ en los proyectos de recuperación mejorada asociados a una recuperación incremental, pero la consideración básica es que la capacidad teórica de almacenamiento de CO₂ en los yacimientos de aceite es igual al volumen que previamente estaba ocupado por el aceite y agua.

En la práctica, se necesitan otras consideraciones para cuantificar el almacenamiento de CO₂, como lo es el tipo de yacimiento, la profundidad, su tamaño y la seguridad de almacenamiento. Por ejemplo, en yacimientos someros se tiene una baja capacidad de almacenamiento debido a que el CO₂ se encontraría en su fase gaseosa ocupando mayor volumen, ocasionado que el almacenamiento no sea económico. Por otro lado, el almacenamiento de CO₂ en yacimientos muy profundos puede ser muy costoso por los requerimientos de compresión. Se recomienda para proyectos de recuperación mejorada de aceite combinados con almacenamiento de CO₂ una ventana operacional que va de 900 m a 3,500 m de profundidad²².

Retos técnicos

1. Características poco favorables en el yacimiento, que causen una pobre eficiencia de barrido debido a la temprana irrupción del CO₂ resultado del contraste de moviidades y la heterogeneidad del yacimiento. Se debe evitar yacimientos con alto contenido de fracturas verticales, porque puede presentarse una pérdida del volumen inyectado de CO₂ en la zona y/o una temprana irrupción de CO₂. Los yacimientos que tienen muy alta o muy baja permeabilidad son malos candidatos para este proceso de recuperación mejorada. Una baja permeabilidad puede reducir tanto la inyectividad del CO₂ como la del agua y reducir la eficiencia de barrido, mientras que los yacimientos con grandes espesores y alta permeabilidad pueden causar la segregación gravitacional del CO₂ inyectado.
2. El espaciamiento entre pozos es otro factor que puede causar una menor efectividad. Los pozos con espaciamiento mayor a 80 acres (0.3 km²) se consideran como malos candidatos, debido a la reducción en la eficiencia de barrido.
3. El CO₂ puede dañar las instalaciones superficiales y subsuperficiales del pozo y al yacimiento, causando severa corrosión en las tuberías de transporte, tuberías del pozo y equipo de bombeo. En el yacimiento puede provocar el depósito de sólidos como asfáltenos, producidos por la interacción del CO₂ con los fluidos del yacimiento.

4. En muchos de los proyectos de recuperación mejorada de aceite, mucho del CO₂ inyectado en el yacimiento es solo almacenado temporalmente. Esto es porque el principio de funcionamiento de dichos proyectos usualmente involucra el aumento de la presión del yacimiento para maximizar la recuperación. En ocasiones resulta que el CO₂ es liberado, y otra pequeña pero significativa cantidad del CO₂ inyectado permanece disuelto en el aceite en fase inmóvil.

En conclusión, en este proceso la recuperación se puede alcanzar el 40% del aceite residual. Aunque el dióxido de carbono usado en las operaciones de recuperación mejorada, tiene ciertos requerimientos en los que los recursos antropogénicos pueden no ser convenientes. Incrementando la refinación y la cantidad de material no refinable, y otros aspectos ambientales que deben ser considerados. Sin embargo, el almacenamiento en yacimientos de aceite y gas agotados se considera un sumidero seguro para el almacenamiento de CO₂, considerando que los yacimientos de hidrocarburos siempre han existido asociados a trampas estratigráficas y estructurales a lo largo del tiempo geológico demostrando su conveniencia para el almacenamiento de CO₂.

3.4.- CONDICIONES DE INYECCIÓN DEL CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ requiere un proceso de compresión del CO₂ que permita su inyección y el uso completo de la capacidad de almacenamiento del yacimiento, para esto, el CO₂ debe ser almacenado en su fase más densa o supercrítica, arriba de su presión crítica de 7.4 MPa (1,073 lb/pulg²) y mayor a su temperatura crítica de 31.1 °C. Para garantizarlo, es preciso comprender el comportamiento de fase del CO₂ considerando las modificaciones de las condiciones de temperatura y presión del yacimiento a lo largo del proyecto⁵ (Figuras 3.5 y 3.6).

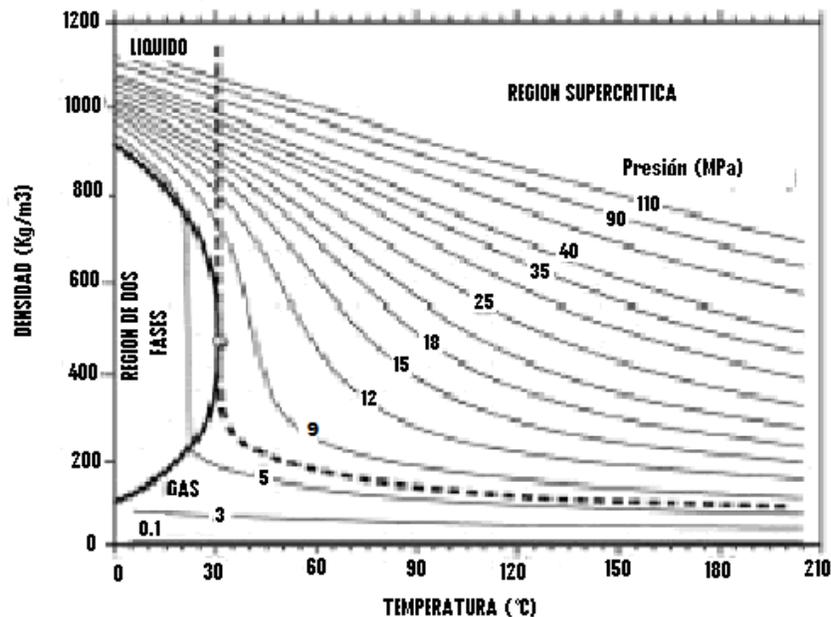


Figura 3.5 Efecto de presión y temperatura en la densidad²³.

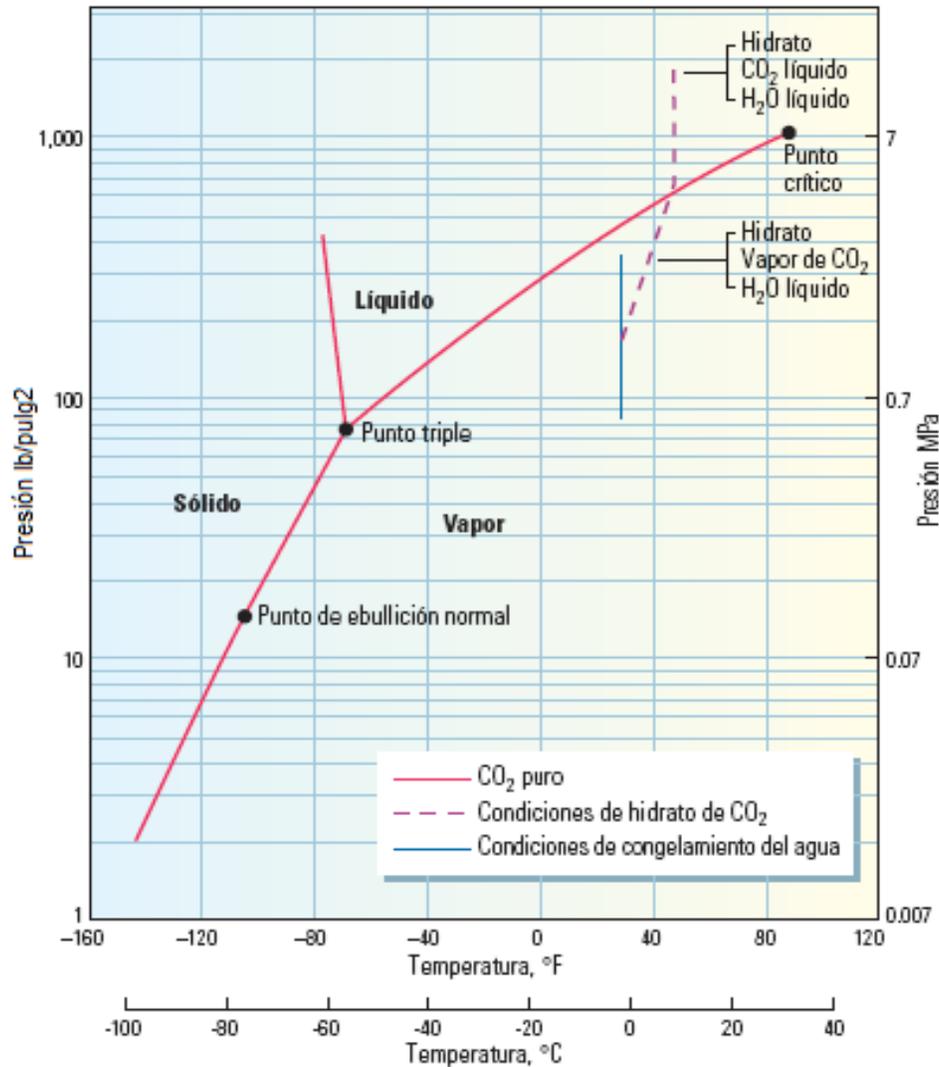


Figura 3.6 Diagrama de fases del CO₂⁵.

Para un gradiente de presión hidrostática de 1,522 lb/pg² por Km, la densidad del CO₂ se incrementa con la profundidad, y es aproximadamente cerca de los 800 metros o a mayores profundidades donde el CO₂ inyectado, se encontrará en la fase más densa o estado supercrítico.

A profundidades mayores de 800 m, la densidad relativa del CO₂ se encuentra en un rango entre 0.5 y 0.9 (Figura 3.7), la cual es menor que la de la salmuera del acuífero, por lo que el CO₂, tiene una tendencia natural a viajar a la parte superior del yacimiento, donde una trampa geológica es necesaria para asegurar que el CO₂ no escape a la superficie. En el caso de que no se distinga una trampa geológica, es necesaria una capa de roca impermeable sobre el yacimiento.

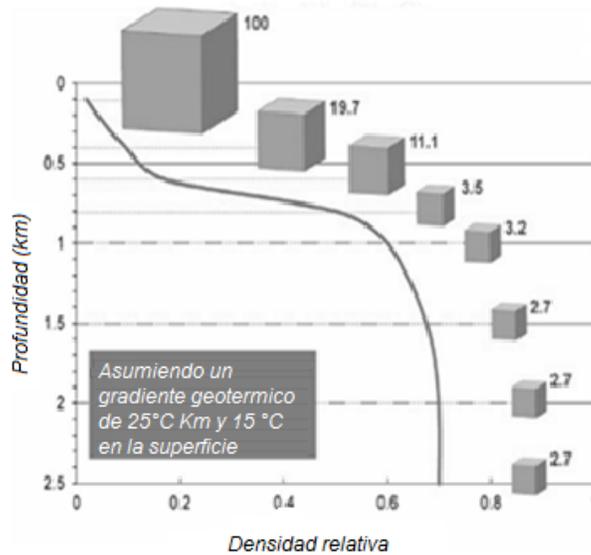


Figura 3.7 Capacidad de almacenamiento en relación a la Profundidad⁷.

El CO₂ supercrítico es un componente no polar y es un buen solvente para los componentes orgánicos. Su densidad y viscosidad están en función de la presión y la temperatura (Figura 3.8). A condiciones supercríticas de 1,073 lb/pulg² y temperatura de 31.1 °C su densidad es aproximadamente de 600 kg/m³ y su viscosidad de 0.4 cp.

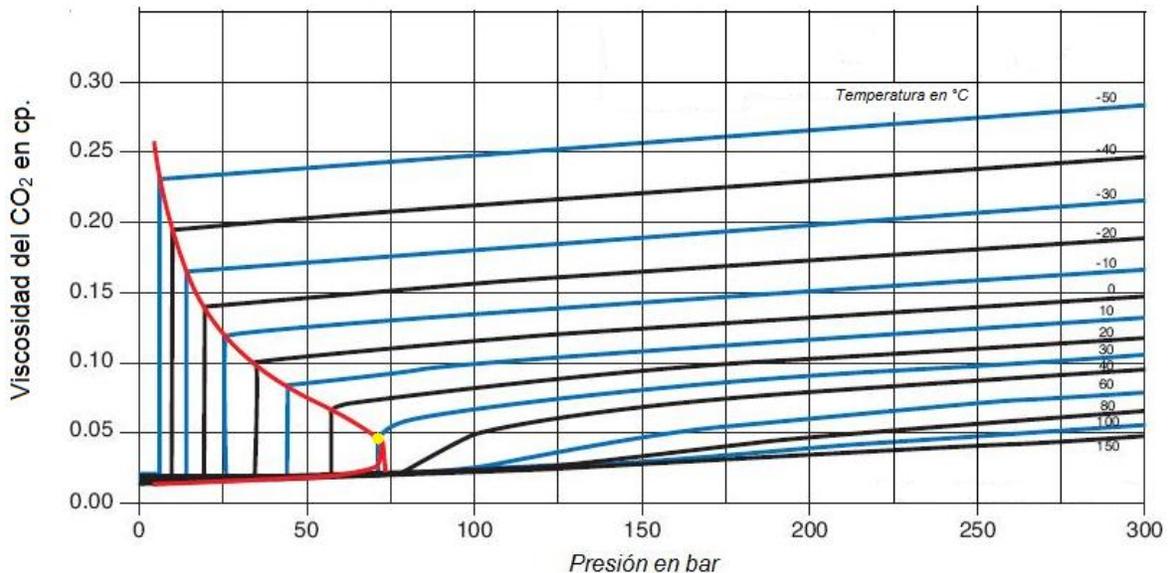


Figura 3.8 Comportamiento de la densidad y viscosidad del CO₂ con respecto a la presión y temperatura²⁰.

La densidad supercrítica del CO₂ se reduce significativamente si está contaminado con metano, por ejemplo a una presión de 2,799 lb/pulg² y a una temperatura de 60 °C, la densidad disminuye de 700 kg/m³ para CO₂ puro, a un valor de 500 kg/m³ para CO₂ con 3% de metano.

En cuanto a la solubilidad del CO₂ en el agua, ésta se incrementa al aumentar la presión y disminuye si se incrementa la temperatura y/o la salinidad del agua.

3.5.- MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂

El concepto de almacenamiento geológico reconoce cuatro mecanismos principales por los que el CO₂ puede ser secuestrado dentro de las formaciones geológicas²⁴.

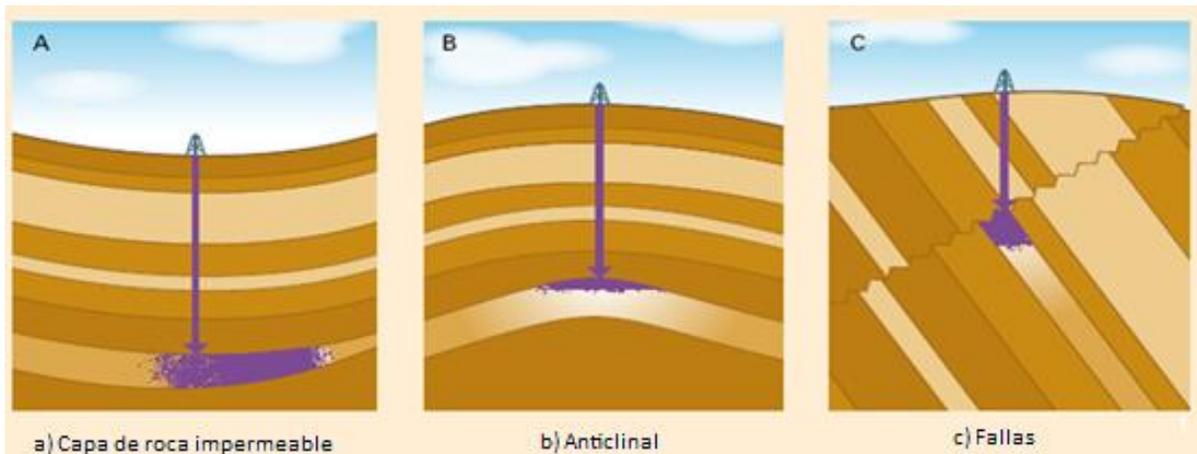
- *Entrampamiento geológico.*
- *Solubilidad.*
- *Mineralización.*
- *Entrampamiento de fase.*

El almacenamiento en acuíferos salinos profundos o en yacimientos de gas o aceite, se lleva a cabo mediante una combinación de procesos: desplazamiento de los fluidos in situ por el CO₂ y las reacciones químicas con los minerales presentes en la formación para generar una forma estable como carbonatos sólidos. Para un secuestro geológico a largo plazo de CO₂, es deseable obtener productos finales sólidos como (CaMg)CO₃ debido a su estabilidad química, naturaleza no tóxica y escasa capacidad de flujo que favorezca una rápida migración.

Inicialmente durante el almacenamiento predomina el desplazamiento de CO₂, pero a lo largo del tiempo (décadas y cientos de años) la disolución y reacción del CO₂ se vuelve más importante.

3.5.1.- Entrampamiento geológico.

El CO₂ puede quedar entrampado como gas o fluido supercrítico bajo una capa de roca de baja permeabilidad (una trampa estructural o estratigráfica), (Figura 3.9). A condiciones de inyección supercríticas, el CO₂ es menos denso que el agua de formación o aceite, este naturalmente se elevará a la cima del yacimiento, haciendo necesaria una trampa geológica para asegurar que no alcanzará la superficie.



3.9 Entrampamiento estructural y estratigráfico¹⁵.

En términos volumétricos, este mecanismo es el contribuyente más grande y rápido en el proceso de almacenamiento de CO₂.

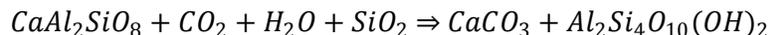
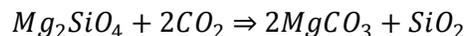
3.5.2.- Solubilidad.

El entrapamiento por solubilidad involucra la disolución del CO₂ en los fluidos del yacimiento; el CO₂ puede disolverse con la fase líquida (agua y aceite). En yacimientos de aceite, éste disminuye la viscosidad y barre el aceite, lo cual es la base para una de las más comunes técnicas de recuperación mejorada. La importancia del entrapamiento por solubilidad depende de un gran número de factores, como la eficiencia de barrido de la inyección de CO₂, formación de canalizaciones, y los efectos de la heterogeneidad de la formación. En este caso, la movilidad del CO₂ es menor, pero continúan siendo requeridos el monitoreo y verificación del CO₂.

3.5.3.- Mineralización.

El entrapamiento mineral involucra la reacción del CO₂ con los minerales presentes en la formación para formar compuestos sólidos estables como los carbonatos. El CO₂ puede reaccionar tanto directa como indirectamente con los minerales y materia orgánica en las formaciones geológicas, para convertirse en parte de los minerales sólidos de la matriz. Algunos ejemplos de trampas minerales es la formación de minerales carbonatados, como la calcita o siderita. Es un proceso lento, donde el CO₂ se vuelve inmóvil.

Los acuíferos asociados con rocas ígneas como basaltos, son buenos candidatos para el secuestro de CO₂, suponiendo que sus condiciones geológicas e hidrogeológicas son ideales para las altas presiones de inyección de CO₂. Cuando el CO₂ se inyecta a altas presiones en acuíferos profundos, esto puede acidificar el agua. Este ácido puede ser neutralizado por las reacciones con las rocas ígneas que lo rodean, representándose así esta ecuación.



A presiones altas, estas reacciones pueden originar la formación de carbonatos. Los mecanismos de trampas minerales y por solubilidad son particularmente importantes en el caso que se tenga un acuífero sin sellos laterales. Como el CO₂ se mueve a través de los canales de flujo, entra también en contacto con agua de la formación y minerales reactivos, una proporción del CO₂, se disuelve en el agua de formación y parte de este CO₂ disuelto, queda permanentemente en la roca por la reacción con los minerales.

3.5.4.- Entrapamiento de fase.

El CO₂ es retenido o adherido en la superficie del espacio poroso de la formación almacenadora porque éste se encuentra en una fase inmóvil. Dicho proceso ocurre cuando la permeabilidad relativa al CO₂ es cero. Es un proceso rápido, pero requiere de más yacimientos.

Las minas abandonadas o no explotables económicamente son otros sitios potenciales de almacenamiento. El CO₂ se propaga en la estructura porosa del carbón y es físicamente absorbido por él. Este proceso es similar a la forma en que el carbón activo remueve las impurezas del aire o el agua.

El orden relativo de estos mecanismos depende del tipo de formación para el secuestro. Por ejemplo, en formaciones con altas concentraciones de salmuera, la trampa por solubilidad es la más importante, al menos en un corto plazo. En cambio en formaciones de carbón, mucho del CO₂ es absorbido por la fase sólida.

El principio básico asociado con todos los métodos de almacenamiento de CO₂ in situ es su almacenamiento en una estructura geológica que lo contiene y evitar a un corto o mediano plazo que alcance la atmósfera. La estructura debe consistir de un estrato permeable que permita el ingreso del CO₂ y un estrato impermeable o de baja permeabilidad que evite el escape del CO₂ hacia la atmósfera ²⁴.

El CO₂ pierde movilidad con el tiempo, como resultado de los múltiples mecanismos de entrapamiento, disminuyendo la posibilidad de fuga, lo que brinda una seguridad en el almacenamiento geológico (Figura 3.10).

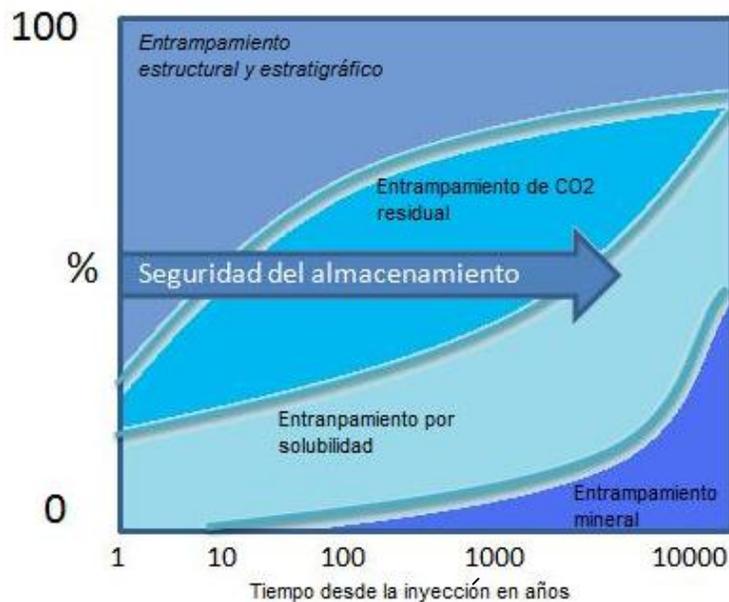


Figura 3.10 Seguridad del almacenamiento con respecto al tiempo¹⁹.

3.6.- PROCESOS FÍSICO-QUÍMICOS DURANTE EL ALMACENAMIENTO DE DIOXIDO DE CARBONO EN LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS

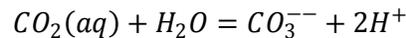
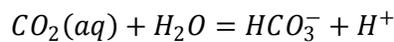
El almacenamiento de CO₂ principalmente en yacimientos agotados o en declinación se simula, incorporando la difusión molecular entre el CO₂ y el gas natural, la dispersión, la disolución del CO₂ en el agua, y la reacción química del CO₂ con la fase acuosa y la roca almacenadora.

Como el movimiento de fluidos se lleva a cabo en el medio poroso, el CO₂ se expande ocupando e incrementando su proporción en el flujo dominante. Este fenómeno de expansión es conocido como hidrodinámico y se origina por:

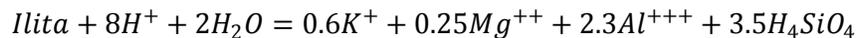
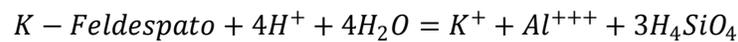
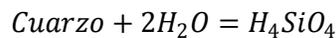
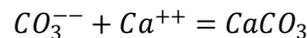
- La geometría microscópica del sistema poroso.
- La difusión molecular causada por la concentración de gradientes
- La variación en las propiedades de los fluidos como la densidad y viscosidad.
- Procesos físicos y químicos que afectan la concentración.
- La interacción entre los fluidos y la fase sólida (absorción, precipitación y disolución)²⁵.

El modelo de almacenamiento de CO₂ involucra no solamente procesos de difusión, sino también las reacciones químicas entre el gas, la fase acuosa y la roca, incluyendo la precipitación y la disolución. Después de la inyección de CO₂, parte del gas reaccionará con la fase acuosa presente en el yacimiento (disolución). Las reacciones químicas también ocurren entre los componentes en la fase acuosa y los minerales de la roca.

Cuando el CO₂ se disuelve en el agua, las siguientes reacciones ocurren en el yacimiento²⁵.

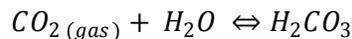


La ecuación es una reacción homogénea porque involucra únicamente componentes en fase acuosa. Eventualmente el ión carbonato CO₃ reaccionará con los iones metálicos presentes en el yacimiento para precipitar minerales carbonatados. En este caso, las reacciones que ocurren dependerán de la composición mineral de la roca que alojará el fluido. Las reacciones más comunes son:

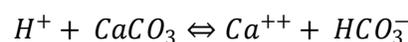


En el caso de la reacción del CO₂ en fase gaseosa con la roca y el agua de la formación se representa:

Reacción de CO₂ y agua.



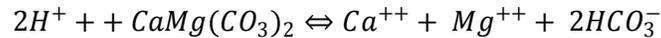
Reacción de CO₂ con calcita y agua de formación.



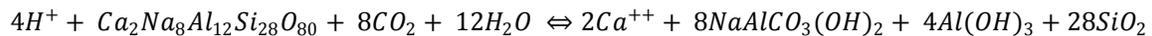
Reacción con sideritas.



Reacción con dolomías.



En el caso de yacimientos de areniscas, los feldespatos pueden reaccionar con el CO₂ disuelto, ocasionando la precipitación principalmente de carbonatos, arcillas y cuarzo. Si existe una reacción intensa, puede formarse caolinita y si la reacción es menos intensa, se puede precipitar illita, clorita o albita. Una reacción de este tipo es²⁷:



El efecto de estas reacciones, es el fenómeno conocido como trampa mineral donde el CO₂ disuelto en el agua reacciona lentamente con la roca para formar carbonatos. Este es muy efectivo en yacimientos con un gran número de sumideros de protones, como lo son los feldespatos y minerales arcillosos. Las reacciones homogéneas entre los componentes en la fase acuosa se comparan a las reacciones de precipitación/disolución. Algunos trabajos han demostrado que la inyección de CO₂ puede ocasionar una disminución de la porosidad en el yacimiento lo que puede ocasionar una gran disminución en la permeabilidad.

En el yacimiento el pH disminuye debido a la disolución, principalmente a la interacción entre la roca y la fase acuosa.

Los carbonatos como la calcita y dolomías son generalmente los materiales más reactivos y que tienden a precipitarse, mientras que principalmente los materiales arcillosos tienden a disolverse. Sin embargo, se ha demostrado que estos cambios dependen del tipo de roca y de las heterogeneidades del sistema, por lo que pueden afectar la permeabilidad e influir en la inyección del CO₂.

3.6.1.- Efectos de la gravedad.

Los efectos de la gravedad dominan, la movilidad de los fluidos. La fase gaseosa que es mucho menos densa que el agua, ocupa la cima del yacimiento. En lo que respecta a la fase gaseosa, el CO₂ que es mucho más denso que el gas natural, ocupa la parte baja de esta fase. Por lo tanto, el comportamiento total en el yacimiento no está influenciado únicamente por factores como la difusión molecular o solubilidad, sino que depende de muchos más factores que deben ser comprendidos²⁵.

3.6.2.- Efectos de solubilidad.

La mezcla de fluidos solubles se realiza gracias a los procesos de difusión molecular, dispersión microscópica y dispersión macroscópica. La difusión molecular es causada por el movimiento aleatorio de las moléculas. La dispersión microscópica resulta del flujo turbulento dentro de los canales intergranulares de los poros y, la dispersión macroscópica está determinada por los canales de flujo causados por diferencias en la permeabilidad.

La mezcla de fluidos ocasionada por la difusión molecular (disolución) de dos fluidos solubles puestos en contacto se puede representar con la ecuación de difusión de Fick:

$$\frac{dG_i}{dt} = -D_{oi}A \cdot \frac{dC_i}{dx}$$

Donde:

G es la cantidad que se ha difundido a través del plano de la interface original (moles); t es el tiempo [T]; D_o es el coeficiente de difusión molecular [L^2/T], A es la sección del área transversal de difusión [L]; C es la concentración [$moles/L^3$]; x es la distancia [L].

El coeficiente de difusión efectiva para un medio poroso puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$D/D_o = 1/F\Phi$$

Donde:

El término D es el coeficiente de difusión molecular efectiva; D_o es el coeficiente de difusión molecular; F es el factor de formación de resistividad eléctrica; Φ es la porosidad.

La disolución del dióxido de carbono ocurre en la interface de burbujas de CO₂ y el agua de formación, por lo que la cantidad de CO₂ disuelto será proporcional al área total de la interface agua-CO₂. La disolución estará en función del coeficiente de difusión (D_o), pero también estará determinada por los contaminantes en el CO₂, la composición del agua de formación, salinidad y posibles reacciones químicas entre los fluidos y minerales del yacimiento.

La solubilidad del CO₂ afecta fuertemente la capacidad de almacenamiento, pudiéndose subestimar dicha capacidad de almacenamiento, si se desprecian estos efectos. La capacidad de almacenamiento se incrementa cuando la solubilidad se considera en los cálculos, porque el acuífero puede almacenar parte del CO₂ inyectado. Esta diferencia es más visible cuando los ritmos de inyección son relativamente bajos. A bajos ritmos de inyección los efectos gravitacionales prevalecen, dando tiempo suficiente para que el fluido inyectado alcance el fondo del yacimiento y se mezcle con el acuífero. En algunos casos la eficiencia de almacenamiento no se ve seriamente afectada por la solubilidad cuando la saturación de agua es muy baja²⁰.

3.6.3.-Efectos del CO₂ en el aceite.

Cuando el CO₂ inyectado entra en contacto con el aceite del yacimiento puede causar cambios en el comportamiento y las propiedades del aceite (densidad y viscosidad), afectar las condiciones de equilibrio del sistema y alterar la proporción de resinas/asfáltenos en el aceite, favoreciendo la precipitación de sólidos orgánicos, principalmente asfáltenos.

Una vez que se precipitaron los asfáltenos en el aceite durante la inyección de CO₂, estos podrían continuar su flujo en forma de partículas suspendidas o depositarse en la superficie de la roca causando taponamientos o alteraciones en la mojabilidad de la roca, provocando un daño severo en la formación.

La depositación inicia con la absorción de las partículas floculadas de asfáltenos en ciertas superficies de la roca, particularmente en áreas con alta cantidad de minerales arcillosos, como la caolinita. Después continúa la retención hidrodinámica o proceso de entrapamiento de las partículas en las gargantas de poro de la roca, reduciendo el espacio poroso disponible para los fluidos. Otros mecanismos de daño a la formación podrían incluir la reducción de la permeabilidad y la alteración de la mojabilidad de la roca. Incluso los yacimientos de aceite con un contenido mínimo de asfáltenos, son susceptibles de precipitarlos, esto puede ser causado no solo por una caída de presión durante la recuperación primaria, sino también por el cambio en la composición del aceite durante la inyección del CO₂⁷⁴.

3.6.4.- Efecto de los ritmos de inyección.

Algunos trabajos han demostrado que la capacidad de almacenamiento disminuye conforme el ritmo de inyección aumenta. La máxima capacidad de almacenamiento se alcanza con el ritmo de inyección más bajo, resultando también en un largo periodo de inyección.

3.7.- INTEGRIDAD DE LOS SELLOS QUE LIMITAN EL ALMACENAMIENTO.

Para el almacenamiento geológico, el concepto de sello es diferente al usado comúnmente en la industria petrolera. Entonces un sello es una formación geológica capaz de formar un sello hidráulico a lo largo del tiempo geológico, y que mantenga sus propiedades a pesar de los cambios geomecánicos, geoquímicos e hidrogeológicos. Como la definición es muy diferente de la usada en las aplicaciones petroleras, hacen que la evaluación del comportamiento del sello sea más compleja, porque esencialmente una capa de roca no es hasta cierto punto un gran sello capilar, porque sufre cambios de ambiente a lo largo del tiempo.

Otro tipo de sello involucrado en el almacenamiento de CO₂ son los pozos usados para el acceso al yacimiento. El pozo es un potencial punto de fuga, porque éste, es esencialmente un canal que conecta la superficie con el yacimiento. Es importante enfatizar que el pozo no debe de penetrar el yacimiento para ser un canal potencial de fuga, pero como de manera continua existe una comunicación hidráulica entre el pozo y el yacimiento, los gases de invernadero podrían fugarse a través de él.

La inyección de CO₂ aumenta la variedad de procesos químicos que podrían afectar la integridad hidráulica de la roca. Así mismo, cuando el CO₂ es almacenado como un componente de proyectos de recuperación mejorada, la declinación inicial de yacimiento, y todas las influencias asociadas con los procesos de recuperación mejorada podrían afectar la integridad hidráulica de las capas de roca. Más allá de esto, es necesario entender como la integridad hidráulica está involucrada para hacer el almacenamiento geológico de gases de invernadero.

Los sellos constituyen una barrera contra la migración de CO₂ en los proyectos de almacenamiento geológico. La existencia de yacimientos de hidrocarburos, especialmente yacimientos de gas, ofrece una evidencia de la importancia de tener una capa de roca sello para el confinamiento del CO₂ inyectado para proyectos de recuperación mejorada. Pero en proyectos de almacenamiento geológico a gran escala, la inyección de CO₂ altera las características de estas capas de roca.

La inyección de CO₂ ocasiona un aumento en los procesos físicos y químicos, que afectarán los sellos que limitan el yacimiento y a la formación almacenadora. Lo más notable son los cambios en los esfuerzos del yacimiento debido a la presión de poro y cambios de temperatura, desplazamiento inmiscible de una de las fases ocasionado por el CO₂, la disolución parcial del CO₂ en la fase acuosa y las interacciones entre el CO₂ el acuífero y la roca. Además de esto, la permeabilidad se afecta por estos cambios, que a su vez modifica la integridad hidráulica de la roca durante el tiempo de vida del proyecto, esperando que dichos cambios sean más prominentes a corto plazo (escenarios de inyección). Adicionalmente con el paso del tiempo se afectará la integridad del pozo y sus componentes como tuberías de revestimientos o tapones de pozos abandonados.

En yacimientos petroleros la declinación inicial del yacimiento y todos los procesos que sufren durante la explotación, estimulación y la recuperación mejorada, pueden afectar la integridad de los sellos, por eso es fundamental comprender como la masa de la roca y sus propiedades se relacionan con la inyección de CO₂.

3.7.1.- Requerimientos de los sellos durante el tiempo

Existe una clara diferencia entre los requerimientos de los sellos durante un tiempo de almacenamiento para un corto o largo plazo.

A corto plazo durante los diferentes escenarios de inyección, un gran volumen de gas de inyección incrementará drásticamente la presión en las cercanías del pozo cambiando tanto la temperatura y el ambiente químico en los alrededores de la formación, la cual es el principal mecanismo de trampa. La capa de roca será el contenedor del CO₂ antes y después de que éste entre en solución y antes de que cualquier reacción química pueda convertir al CO₂ en un mineral estable. A corto plazo la principal preocupación es la estabilidad de la capa de roca sello y cómo reaccionará a un cambio brusco de ambiente y como serán afectadas sus propiedades geomecánicas, geotérmicas e hidrogeológicas.

A largo plazo las trampas hidrostatigráficas y /o geoquímicas serán los dos mecanismos básicos que eviten que el CO₂ alcance los recursos de agua dulce y/o biósfera. Cuando el principal mecanismo de trampa es hidrostatigráfico, su comportamiento se determinará por el frente de avance de CO₂ y por la continuidad y estabilidad de los sellos. Por otro lado cuando el elemento geoquímico es el principal mecanismo de trampa, su comportamiento se definirá por las reacciones químicas entre el frente de avance de CO₂ y la roca²⁶.

3.7.2.- Mecanismo geomecánicos que afectan el sello.

Existen diversos mecanismos geomecánicos que pueden afectar la integridad mecánica de la roca sello, provocando fugas y/o fallas. Los efectos iniciales de la inyección masiva pueden ser clasificados como almacenamiento inducido y de almacenamiento activado (Figura 3.11).

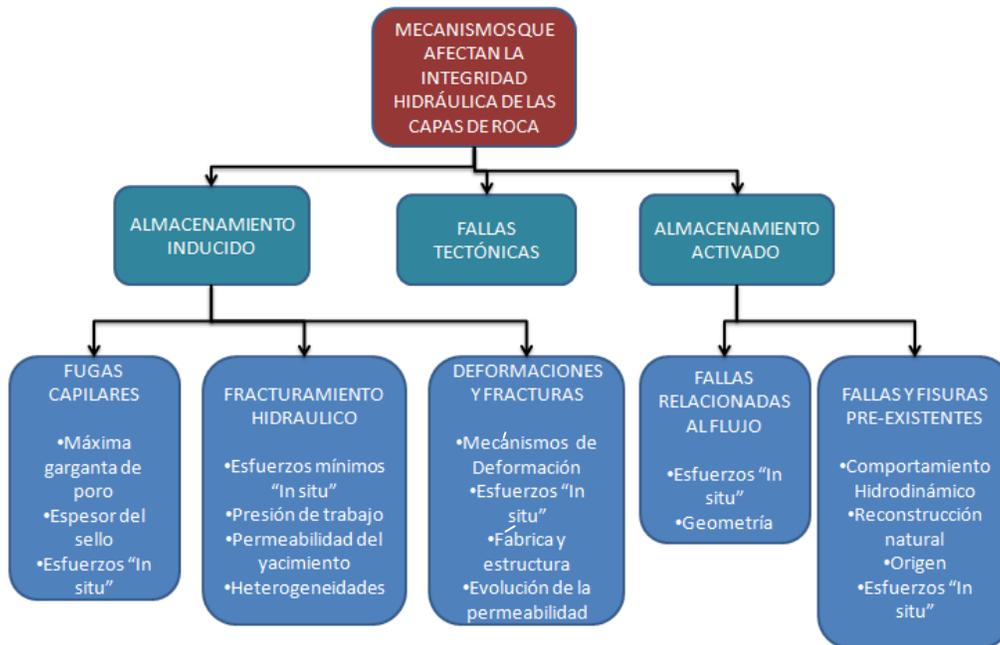


Figura 3.11 Esquema de los mecanismos geomecánicos que afectan el sello²⁶.

Las fugas capilares, fracturamiento hidráulico y deformaciones de la capa de roca son considerados como almacenamiento inducido. El flujo a través de fallas, fracturas y fisuras son considerados almacenamiento activado. Mientras que las regiones tectónicamente activas se consideran por separado²⁶.

Fugas capilares

Las fugas capilares se producen bajo ciertas condiciones hidráulicas cuando la diferencia de presión entre el fluido intrusivo y el agua en los poros adyacentes al sello excede la presión de desplazamiento o la presión capilar de entrada al sello.

Para un sello mojado por agua la presión capilar de entrada (P_c), puede determinarse por el radio de las gargantas de poro más largas conectadas en el sello (r_s) y la tensión interfacial (γ) entre el agua y otros fluidos. En el caso de hidrocarburos y CO₂ se representa.

$$\text{Esferas: } P_c = \frac{2\gamma}{r_s}$$

$$\text{Placas paralelas: } P_c = \frac{\gamma \cos \theta}{l}$$

De acuerdo a la teoría capilar las lutitas compactadas y las arcillas pueden retener una gran columna de hidrocarburos. Lo mismo ocurre en otros tipos de roca como rocas granulares compactas, sal y granitos, donde las fugas capilares son poco probables.

Fracturamiento hidráulico

Si la presión capilar en la roca es muy alta puede ocurrir un fracturamiento en la roca sello. Estas fracturas resultan al incrementar la presión de los fluidos en los poros, lo cual reduce el mínimo esfuerzo efectivo a cero, venciendo el esfuerzo de tensión del sello. Una vez que se forma la fractura, permitirá que los fluidos altamente presurizados escapen. El fracturamiento hidráulico parece ser un mecanismo constante de fuga y fallas en la roca sello en cuencas sobrepresionadas. Por lo tanto, este mecanismo afecta los criterios de protección de la capa de roca, el diseño y operación de las instalaciones de inyección (incluyendo su ubicación), el ritmo de inyección y el número de pozos.

Cortes de deformación / fracturamiento

Los cortes de deformación y fracturas pueden formarse en la parte superior de los sellos. Aunque no siempre se formarán extensas fracturas ni se producirán en respuesta a las altas presiones de los fluidos en la roca. Por otro lado, si el mecanismo de deformación y fracturamiento es por compactación, la permeabilidad podría no incrementarse sino reducirse.

Fallas relacionadas con el flujo

Las fallas usualmente actúan como barreras al flujo en cuencas sedimentarias, porque son planos en donde el máximo diámetro de la garganta de poro es muy pequeño. Esto puede ser resultado de diferentes mecanismos cataclásticos y efectos diagénéticos. Sin embargo, esporádicamente en la expulsión de fluidos de formaciones sobrepresionadas se ha observado el fenómeno llamado comportamiento de válvula de la falla, el cual está en función de la magnitud y dirección del esfuerzo efectivo.

La actividad de este fenómeno depende de la habilidad de las fallas de comportarse como un sello impermeable en condiciones estables, pero formando canales altamente permeables para el movimiento de los fluidos inmediatamente después del afallamiento, como consecuencia de la rugosidad inherente a la ruptura natural de las superficies. Para que ocurra el comportamiento de válvula de la falla, ésta debe cortar verticalmente a través del gradiente de presión del fluido de forma que exceda el gradiente hidrostático. Sin embargo, en ciertas condiciones el esfuerzo de corte marginal no necesita vencer el mínimo esfuerzo efectivo para tener el comportamiento de válvula.

Fracturas y fisuras pre-existentes.

La presencia de fisuras y fracturas en una masa de roca intacta podría incrementar su permeabilidad. Esto dependerá de las aberturas y su conectividad. Sin embargo, la presencia de las fracturas no siempre implica que el flujo se incremente, aparentemente otros parámetros como la porosidad, contenido de agua y la composición mineralógica pueden involucrarse.

Fallas tectónicas.

Las deformaciones tectónicas son las principales causas de fallas en los sellos de la roca que provocan extensos fracturamientos y fallas, por sistemas de compresión y tensión. Las fallas tectónicas no deben ser consideradas en el almacenamiento geológico, debido a que el almacenamiento geológico en regiones tectónicas activas representa un riesgo inaceptable.

3.7.3.- Integridad de pozos

Los pozos proveen una comunicación entre la superficie y el yacimiento convirtiéndolos en canales de flujo preferenciales para las fugas del yacimiento. Adicionalmente, los pozos atraviesan sobre fallas y discontinuidades que pueden estar comunicados con los yacimientos. Los pozos se componen principalmente de cuatro elementos.

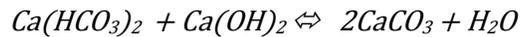
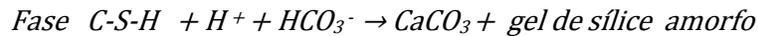
- El agujero mismo.
- Espacio anular entre el agujero y la tubería de revestimiento.
- La tubería de revestimiento y conexiones hidráulicas.
- Espacio interno en la tubería de revestimiento (el cual debe contener un tapón de abandono).

La integridad del sistema de pozos se altera por varios de los mismos procesos geomecánicos, geoquímicos e hidrogeológicos que afectan a la roca sello.

Debido a que los pozos son discontinuidades en la roca hechas por el hombre, están propensos a fugas que dependerán principalmente de la calidad del sistema de pozos y su historia operacional. Adicionalmente son más fáciles de revisar los mecanismos que podrían afectar cronológicamente la integridad hidráulica de los pozos y después ligarlos a los eventos que afectan la capa de roca sello y que pueden influir en los pozos. La primera preocupación se produce durante la perforación, donde las fallas en el agujero son comunes. La estabilidad del agujero durante la perforación depende de los esfuerzos in situ, las propiedades geomecánicas de las diferentes litologías, propiedades geométricas del agujero, técnicas de perforación, tiempo de exposición e interacción entre el fluido de perforación y la formación y la máxima presión de fondo de pozo (BHP). En tanto que, la configuración de la terminación después de la perforación tiene un efecto en la integridad del pozo a largo plazo. La información más relevante en la etapa de terminación es el tipo de tubería de revestimiento, la presión de fondo de pozo (BHP) durante la cementación, la interacción entre el cemento y la formación y la calidad del trabajo.

La historia operacional del pozo refleja los procesos de producción, inyección y estimulación que han ocurrido en el pozo. En la mayoría de los casos estos procesos podrían afectar su integridad hidráulica, por lo que es una enorme tarea evaluarla debido a todos los escenarios posibles e interacciones entre las operaciones de pozo, los tipos de T.R. y las litologías. Una posible preocupación es el deterioro de la tubería de revestimiento debido a agentes degradantes y procesos como el enfriamiento/calentamiento durante trabajos de estimulación o la interacción química en otras operaciones, así como la presión de inyección usada en estas técnicas y el daño a la formación ocasionado. Todo esto puede ocasionar una pérdida en la integridad del pozo.

También el cemento de los pozos puede degradarse y comprometer la integridad del pozo. Cuando se disuelve con agua, aproximadamente un 1% del CO₂ forma ácido carbónico disociado (HCO₃), que reacciona químicamente con los compuestos del cemento hidratado, como lo es el gel hidratado de silicato de calcio (C-S-H) y el hidróxido de calcio (Ca (OH)₂). Los principales productos de la reacción son carbonatos de calcio y gel de sílice amorfo. El cemento fraguado pierde resistencia gradualmente y se vuelve más permeable. Esta reacción se representa a continuación.



Así mismo debe ser considerada la interacción entre el pozo y el yacimiento como un sistema. Esto incluye fallas ocasionadas por esfuerzos de compactación, de tensión o por esfuerzos de sobrecarga, que pueden cortar al pozo en los planos de sobrecarga más débiles o en discontinuidades pre-existentes.

Finalmente, los pozos abandonados son la principal preocupación por dos razones. Primero, no está bien definida la integridad de los taponos o mecanismos de sello a largo plazo, se desconocen las características de deterioro y no existen evidencias de la estabilidad y del cambio en el comportamiento del sello con el tiempo. La segunda razón involucra las condiciones para el abandono de pozos, como serán taponados y como estos mecanismos de sello podrán ser evaluados. Por estas razones el abandono es un tema crítico y complicado que necesita más investigación antes de ser incluido como una estrategia segura.

3.8.- CARACTERIZACIÓN Y MONITOREO.

La caracterización del sitio es un prerrequisito indispensable para garantizar la seguridad del almacenamiento geológico del CO₂. La caracterización del lugar significa la evaluación del sitio de almacenamiento en términos de su potencial de almacenamiento, capacidad y seguridad para la inyección de CO₂. Los siguientes datos son esenciales para la caracterización de cualquier sitio de almacenamiento²⁹.

- Descripción geológica del campo a partir de la información de pozos. La perforación de pozos es necesaria para caracterizar las propiedades de la formación almacenadora y sello.
- Estudios sísmicos para definir la estructura geológica que se encuentra en el subsuelo e identificar fallas y/o fracturas que pudieran crear canales de fuga.
- Mediciones de la presión de formación para localizar las dimensiones y direcciones de flujo de los acuíferos.
- Muestras de calidad de agua, para conocer cuál es la profundidad que separa a los diferentes acuíferos de la región.

La caracterización se debe realizar en las etapas más tempranas de los proyectos de secuestro geológico de CO₂, y en muchos casos puede ser hecha utilizando el control existente de pozos, datos sísmicos y/o literatura publicada durante la exploración y desarrollo de los yacimientos petroleros. Existen muchos criterios que se consideran importantes en la evaluación y posicionamiento de los diferentes sitios potenciales de almacenamiento. Estos incluyen no solo a los de tipo técnico, también a los comerciales, económicos, organizacionales y de naturaleza política. Varios de estos criterios son muy importantes por su capacidad de identificar riesgos a corto y largo plazo en el proyecto de almacenamiento.

Existen tres criterios que se consideran claves para que el proyecto funcione o fracase y estos son:

- Se debe mantener la fase supercrítica o fase más densa del CO₂ en la formación, para mantener el secuestro del CO₂ durante un largo tiempo. Para ello, se requiere un margen de seguridad y una profundidad mínima de inyección.
- Yacimiento/sellos: La formación almacenadora debe ser cubierta por una capa regional de roca impermeable y continua. El yacimiento y la calidad de los sellos son factores importantes que tienen un impacto directo en la viabilidad y riesgos en el proyecto de captura y almacenamiento del CO₂.
- Salinidad: En el caso de los acuífero se debe medir su salinidad, ya que debe ser lo suficientemente alta (> a 50 g/L) para garantizar que no sea utilizable en un futuro como un suministro de agua para consumo humano. Muchas formaciones geológicas profundas caen en esta categoría.

En muchos casos no existen suficientes detalles disponibles para la caracterización, por lo que se debe realizar un trabajo de valoración mediante la perforación de pozos con el propósito de tener un mejor entendimiento del yacimiento y de las características del sello. El proceso es análogo a la fase de exploración de los yacimientos de aceite y gas.

El objetivo de estos pozos es encontrar formaciones adecuadas para el almacenamiento y que tengan un costo efectivo accesible para la implantación en todo el campo y a su vez puedan almacenar los volúmenes planeados de CO₂ en estado supercrítico. El éxito de estos pozos iniciales se determinará por la permeabilidad y el espesor de las formaciones candidatas para el almacenamiento de CO₂.

Debido a la presurización de la formación durante la inyección del CO₂ (limitada a no exceder la presión de fractura para eliminar el riesgo de fracturamientos) y la interferencia resultante entre los pozos se requieren ciertas consideraciones del área de trabajo. El número de pozos requerido dependerá de las especificaciones del ambiente de depósito (depositación/diagenéticos), de los riesgos del proyecto e incertidumbres que necesitan ser atenuadas, así como de la presencia de pozos previos y datos sísmicos para el control y calibración de las predicciones geológicas.

3.8.1.- Modelo Estático

La fase de elaboración de modelos estáticos de los proyectos de secuestro geológico es generalmente similar al empleado en la construcción de los modelos geológicos usados para el desarrollo de proyectos de campos de aceite y gas, quizás con algunas pequeñas excepciones. El equipo de trabajo que típicamente incluye a disciplinas como la geología, geofísica y petrofísica, quienes bajo procesos iterativos ayudan a establecer el modelo geológico y en donde la ingeniería de yacimientos puede realizar predicciones útiles acerca del comportamiento a corto y largo plazo de la inyección de CO₂. Algunas de las consideraciones que pueden necesitar mayores esfuerzos incluyen:

- La heterogeneidad del yacimiento es especialmente importante para comprender la capacidad de almacenamiento (eficiencia de barrido), las dimensiones del desplazamiento de CO₂, y el riesgo potencial de posibles puntos de fugas.

- La calidad del sello regional, los espesores y continuidad de la formación es necesaria para elaborar el modelado de manera correcta, debido a que el fluido que se inyecta es reactivo y los efectos geoquímicos deben ser considerados en la fase del modelo dinámico.
- Es necesario un entendimiento regional de la cuenca y su sistema hidrodinámico para modelar el movimiento de los acuíferos salinos a largo plazo.

Los datos existentes probablemente serán muy dispersos para su manejo, especialmente en el modelado de los acuíferos salinos, por lo que puede ser requerido el uso de modelos geoestadísticos para establecer el rango de los posibles eventos²⁹.

3.8.2.- Modelo Dinámico

La simulación de yacimientos en los proyectos de secuestro de CO₂ comparten muchos aspectos en común con los modelos convencionales de gas y aceite para el desarrollo de campos, pero el incremento en el dimensionamiento de tiempo y espacio para el trabajo de simulación puede ser significativo. Aún con el software más avanzado, la simulación es muy lenta debido a la necesidad de aproximar la inyección para un periodo mayor de 1000 años a futuro y cubrir los escenarios más complicados: heterogeneidades en el yacimiento, inyección de multicomponentes dentro de la corriente de inyección (muchas corrientes contienen impurezas, incluyendo hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, óxidos de sulfuro y nitrógeno, agua, etc), determinación de las reacciones geoquímicas que impactan a corto plazo en la inyección y a largo plazo en la mineralización, determinación de las reacciones geomecánicas como el fracturamiento local y el incremento regional de presión que deteriore el sello o cause la reactivación de alguna falla. Por esta razón se necesita realizar un balance para aumentar la velocidad de cómputo considerando un mayor escalamiento o la reducción del número de celdas en la malla; el uso de correlaciones de aceite negro; acoplar la interacción de datos para dar mayor velocidad en los ciclos iterativos; la incorporación de ecuaciones de difusión y dispersión; y el desarrollo de diseños experimentales para obtener un apropiado rango de resultados basados en las incertidumbres.

Adicionalmente la simulación puede incluir dos modelos, uno a pequeña escala con el modelo de inyección de CO₂ y la optimización de los costos de pozos; y otro a gran escala del modelo a largo plazo para la detección de fugas potenciales y el aseguramiento del almacenamiento.

Algunos de los parámetros más críticos a evaluar en el modelado dinámico de los proyectos de almacenamiento de CO₂, son la permeabilidad relativa, la presión capilar y el fracturamiento térmico. Aunque estos no son los únicos parámetros que se consideran para el control de pozos, también se consideran el impacto areal, el espaciamiento entre los pozos inyectoros, el control de la cantidad de CO₂ que permanece almacenada debido a la fase residual entrampada a causa de la histéresis en la curva de permeabilidad relativa del CO₂. Estas consideraciones demuestran la necesidad de tomar decisiones cautelosas en la implantación de los proyectos de CO₂, debido a la significativa incertidumbre en la permeabilidad relativa asociada a otros parámetros de inyección. Las consideraciones usadas deben ser establecidas para definir el comportamiento de un sitio en específico, mediante pruebas de flujo en núcleos y pruebas piloto de inyección de CO₂ para la decisión final en la investigación²⁹.

3.8.3.- Monitoreo, medición, y verificación (MMV)

La experiencia obtenida durante muchos años en yacimientos de aceite y gas, en las propiedades de los fluidos, registros geofísicos, sísmica 4D y las técnicas de sensores remotos en diversos aspectos geológicos se pueden adaptar a los requerimientos de los proyectos de almacenamiento de CO₂. Esto se vuelve más importante en la inyección de una sustancia que no se encuentra de manera natural dentro de la formación, especialmente una tan complicada como lo es el CO₂, la cual es geoquímicamente reactiva y con alta movilidad.

Los planes actuales pueden combinar diversos sistemas de MMV que permitan por medio de las diferencias en sus respuestas, evaluar la inyección de CO₂, considerando las características específicas del sitio de inyección, como son:

- Un monitoreo detallado de la atmósfera y la superficie, así como de los acuíferos cercanos a la superficie para identificar la presencia de fugas de CO₂ y/o componentes para su reparación si existe alguna evidencia de fuga detectada.
- Realizar una simulación dinámica del yacimiento, ajustada con la historia de monitoreo mediante los datos de pozo y datos de sensores remotos tales como pruebas sísmicas. En un modelo más exacto, un buen ajuste nos permite predecir el movimiento del CO₂ lo suficientemente bien para asegurar su confinamiento a futuro.
- Medición de la cantidad del CO₂ en la formación en intervalos de tiempo específicos, usando tanto métodos de detección directos como remotos. Cuantificar el material inyectado y monitorear el movimiento del CO₂ a lo largo del tiempo.

3.8.4.- Monitoreo acercamientos y tecnologías

Numerosos estudios han recopilado y evaluado las tecnologías para el monitoreo de proyectos de almacenamiento de CO₂, demostrando que las herramientas disponibles para el monitoreo son diversas y ofrecen una seguridad razonable de que la localización del desplazamiento de CO₂ pueda ser rastreado.

Las prácticas de monitoreo desarrolladas para la exploración y producción de campos de gas y aceite incluyen grandes levantamientos sísmicos superficiales, mediciones gravimétricas y eléctricas, sísmica entre pozos, sísmica en un sólo pozo, perfiles sísmicos verticales (VSP), registros electromagnéticos entre pozos y tomografía de resistencia eléctrica (electrical resistance tomography ERT).

Las técnicas geofísicas se basan en las propiedades químicas y geofísicas de las formaciones geológicas para monitorear el movimiento de los fluidos del yacimiento en el subsuelo. También utilizan las propiedades sísmicas y eléctricas de la formación, las cuales dependen de la composición mineralógica de la roca, de la porosidad, fluidos de formación y del estado de esfuerzos in situ. La efectividad de cada técnica dependerá de muchos factores, que incluyen la magnitud del cambio en las mediciones de las propiedades geofísicas producidas por el CO₂ y la resolución inherente de cada técnica. Debido a que las mediciones geofísicas ofrecen varios indicios indirectos de la presencia de CO₂, se requiere el uso de múltiples técnicas para reducir la ambigüedad en la interpretación de los resultados.

Además de las mediciones geofísicas, también se busca obtener mediciones hidrológicas y geoquímicas que brinden información adicional acerca de la distribución del CO₂ en la región. Algunos de los métodos se describen a continuación:

Métodos Sísmicos

Los métodos sísmicos funcionan considerando la relación entre las velocidades sísmicas, la densidad, la rigidez y los fluidos contenidos de la formación. Estos métodos son muy útiles tanto en acuíferos profundos como en yacimientos de aceite, debido a que el CO₂ es menos denso y más compresible que la salmuera y el aceite, además porque durante la inyección del CO₂ se altera la densidad de la roca, el coeficiente de Poisson y la velocidad de las ondas sísmicas en la formación geológica, lo que se refleja en una alteración en la reflexión de las ondas sísmicas y del tiempo de tránsito. Entre algunos de los métodos sísmicos utilizados para el monitoreo del secuestro de CO₂ encontramos:

Sísmica superficial: los arreglos sísmicos convencionales involucran el uso de una fuente controlada de energía sísmica (dinamita, pistolas de aire) en una región, con el objetivo de medir la propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo, ocasionada por la reflexión, refracción y difracción de las ondas en las heterogeneidades del subsuelo, detectando esta energía sísmica mediante un arreglo areal o lineal de sismómetros (geófonos) instalados en la superficie.

Los levantamientos sísmicos 3D se usan comúnmente en la industria del aceite y del gas, pero para mejorar su alcance se realiza un levantamiento sísmico 3D antes, durante y después de la inyección del CO₂ para originar una imagen por lapsos de tiempo del movimiento de los fluidos en el subsuelo (sísmica 4D).

Sísmica pasiva: es una técnica que utiliza un arreglo sísmico superficial que mide la ocurrencia de eventos microsísmicos naturales, incluyendo el movimiento frontal de los fluidos en el yacimiento.

Sísmica de Superficie a Pozo o Perfiles Sísmicos Verticales (VSP): Los perfiles sísmicos verticales es una técnica sísmica que mide las ondas acústicas entre el pozo y la superficie. Esta técnica tiene mayor resolución que las técnicas sísmicas superficiales y permite una correlación directa entre la estratigrafía del subsuelo y las reflexiones sísmicas medidas en la superficie.

Sísmica entre pozos o sísmica cruza de pozos: esta tecnología sísmica ofrece una alta definición para la caracterización de la zona entre los pozos perforados en el yacimiento, mediante el registro de las ondas sísmicas transmitidas entre un pozo emisor y un pozo receptor.

Sísmica sencilla de pozo: esta técnica ofrece una alta definición para la caracterización del subsuelo en la vecindad de un pozo, combinando los receptores y la fuente de emisión en el fondo del pozo.

Sísmica de multicomponentes: la sísmica 9C o de nueve componentes es considerada la mejor tecnología para monitorear tanto el barrido lateral como el barrido vertical en operaciones de recuperación mejorada de aceite, por que los componentes tienen diferente sensibilidad a la saturación de los fluidos, presión y propiedades del yacimiento.

Métodos Eléctricos y Electromagnéticos

Las técnicas eléctricas miden la resistividad eléctrica o conductividad de diferentes materiales y campos magnéticos. Puesto que la porosidad, la conductividad de los fluidos en los poros, la saturación y temperatura tienen una influencia importante en la conductividad eléctrica, estos métodos tienen directamente una mayor relación con las propiedades de los fluidos del yacimiento en lugar de sus parámetros sísmicos. La presencia del CO₂ en la formación altera su resistividad eléctrica haciendo visible la acumulación de CO₂, cuya conductividad eléctrica es muy similar a la del petróleo.

Tomografía de resistencia eléctrica (ERT): produce una visualización 2D o 3D del subsuelo por la generación de una corriente eléctrica de baja frecuencia usando electrodos y midiendo la distribución que resulta del flujo de corriente en el subsuelo. La ERT puede usarse durante la inyección para obtener una serie de imágenes que muestran un cambio relativamente rápido en la resistividad eléctrica.

Tomografía electromagnética (EMT): mide la resistividad eléctrica de diferentes materiales del subsuelo, campos electromagnéticos y ondas. La inducción electromagnética entre dos pozos (EM) permite generar un mapa de la resistividad del subsuelo con diferentes frecuencias entre los pozos. En la EMT, la inductancia se mide usando un campo eléctrico de corriente alterna para excitar el subsuelo. Esta técnica se usa típicamente en formaciones cuya distribución de materiales se caracteriza por su alta conductividad eléctrica o por su carácter electromagnético

Métodos Geoquímicos y Trazadores.

Los métodos geoquímicos pueden usarse para obtener información de la migración del CO₂ en el yacimiento, sus transformaciones químicas así como la reacción con los fluidos y roca del yacimiento.

El muestreo geoquímico de los fluidos de la formación, puede realizarse con muestreadores de fondo o con muestras en la cabeza de pozo en el caso de que se tenga un sistema de bombeo. El muestreo de fondo ofrece muestras más representativas de la formación, pero son considerablemente más costosas que las muestras de cabeza de pozo. Las técnicas de análisis disponibles para las muestras incluyen análisis de iones, estabilidad de isótopos, pH, alcalinidad y composición de gas.

Los trazadores químicos naturales o introducidos a la formación son sensibles a la conductividad hidrodinámica de la formación y a los procesos químicos, lo que proporciona información adicional de la migración y transporte del CO₂ en el subsuelo. Los trazadores pueden ser muy útiles para estimar el tiempo de residencia del CO₂ y de los mecanismos de almacenamiento, evaluar los procesos de optimización y riegos de fugas. Algunos trazadores usados en la investigación del monitoreo del secuestro de CO₂ incluyen isótopos, gases nobles asociados con la inyección de CO₂, isótopos introducidos, SF₆ y PFC.

Registros de pozos

Una gran variedad de registros de pozos como el registro sónico, el eléctrico, el de conductividad eléctrica, el de potencial espontáneo (SP), de rayos gama natural y el registro neutrón de porosidad, se han usado en la exploración y producción de gas y aceite, con el objetivo de determinar las condiciones de pozo, la mineralogía de la formación, permeabilidad, porosidad, composición de los fluidos de formación entre otras aplicaciones. En lo que respecta a los proyectos de secuestro de CO₂, estos registros serán fundamentales para la selección y caracterización inicial del sitio de almacenamiento de CO₂. Además será necesaria la obtención de registros adicionales de los pozos a lo largo del tiempo de vida del proyecto, con el fin de usarlos para evaluar el comportamiento del CO₂, incluyendo el comportamiento de la presión y de los fluidos de las formaciones superiores, identificar fugas potenciales y detectar fugas en el pozo.

Las principales desventajas de los registros de pozo para la evaluación de la formación y el monitoreo del secuestro de CO₂ son:

- 1) La limitada capacidad de penetración de los registros, lo que limita el monitoreo al área cercana al pozo.
- 2) Aumenta el riesgo de fugas debido a la naturaleza intrusiva de las técnicas.

Métodos superficiales de medición de CO₂.

Muchos métodos de monitoreo proporcionan mediciones directas del CO₂ en el suelo, agua y aire, las cuales podrían usarse para la detección de fugas del yacimiento primario de almacenamiento. Comúnmente las industrias que manejan CO₂ utilizan sensores como tecnología de monitoreo, dentro de esta tecnología se incluyen los analizadores infrarrojos de gas, que típicamente por ser muy compactos y portátiles facilitan su uso en el campo. Adicionalmente para garantizar una mayor seguridad en el monitoreo puede requerirse de muestreos periódicos de gas y análisis cromatográficos.

Una desventaja importante de esta tecnología es que los cambios climáticos, la humedad en el suelo, la respiración de las plantas y la actividad microbológica pueden afectar de forma importante las mediciones de CO₂ de la superficie. Por esta razón, resulta de gran utilidad monitorear estas fluctuaciones naturales de CO₂ del suelo antes de la inyección del CO₂ y durante el proyecto.

Deformaciones superficiales e imágenes espectrales

Algunos métodos para identificar deformaciones de la superficie y que podrían ser efectivos para identificar posibles canales de fuga incluyen inclinómetros e imágenes aéreas o satelitales como el InSAR (Interferometric Synthetic Aperture radar). Además, algunos medios visuales o imágenes espectrales que identifiquen los cambios en la sensibilidad del CO₂ y biomasa podrían ayudar a reconocer ciertas áreas donde ya ha ocurrido alguna fuga de CO₂.

3.8.5. Oportunidades de monitoreo

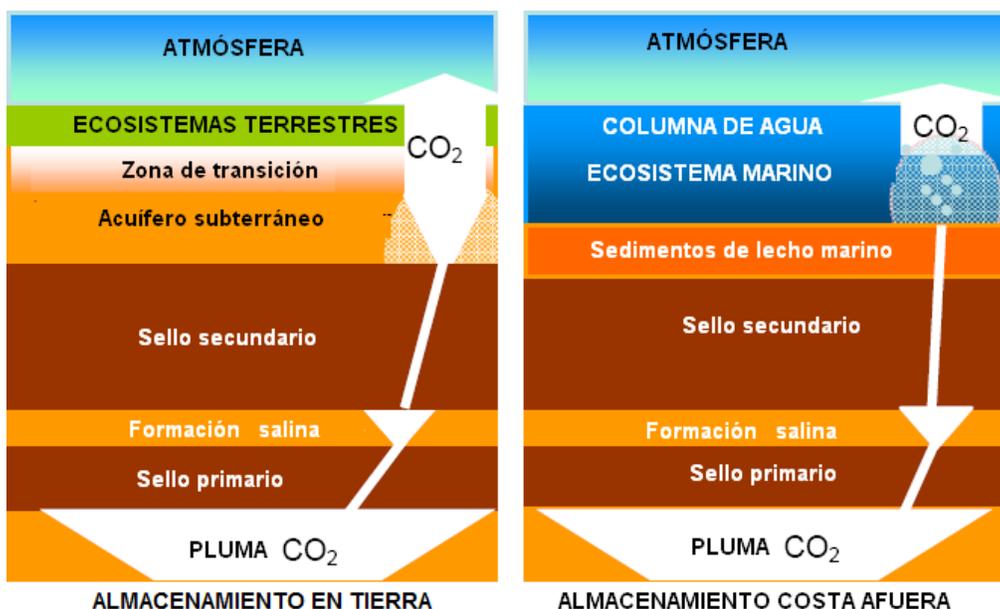


Figura 3.12 Oportunidades de monitoreo³⁰

La figura 3.12 muestra los componentes del sistema de almacenamiento y las oportunidades presentadas para el monitoreo. Por ejemplo, para yacimientos de almacenamiento costa adentro o terrestres el monitoreo de las fugas puede tener lugar en el mismo yacimiento; en los sellos primarios; en formaciones salinas profundas (acuíferos salinos) que contengan una acumulación secundaria de CO₂; en sellos secundarios; en acuíferos subterráneos; en los ecosistemas terrestres y finalmente por el monitoreo directo de las emisiones dentro de la atmosfera. Mientras que las fugas en las fallas y fracturas (indicadas por líneas sub-verticales blancas en el diagrama) también contendría CO₂, pero su detección sería probablemente difícil, como resultado de su reducido tamaño y desfavorable geometría. Para los yacimientos de almacenamiento costa afuera los componentes más profundos del sistema son los mismos que en los yacimientos costa adentro. Pero, a medida que el CO₂ se aproxime al lecho marino, el ambiente físico, los ecosistemas y el monitoreo se vuelven un poco diferentes. La disolución dentro del agua de mar, el transporte en la columna de agua y la descarga en la interface entre el mar y el aire presentan retos especiales de monitoreo³⁰.

Como indica la información de las tablas 3.5, 3.6 y 3.7, existen un gran número de aproximaciones y opciones para el monitoreo de las emisiones de los yacimientos almacenadores. Hoy, el más práctico y efectivo en relación al costo y confiabilidad, es la combinación de las mediciones y modelos de predicciones para determinar las emisiones anuales del yacimiento de almacenamiento geológico. Pero la misma combinación de mediciones podría no ser apropiado para todos los sitios de almacenamiento, por lo que podría ser benéfico tener una flexibilidad en el monitoreo evaluando los atributos geológicos específicos del sitio de almacenamiento.

Por ejemplo, si el yacimiento de almacenamiento está cubierto por una formación salina debajo de un sello secundario, el monitoreo de la presión acompañado de imágenes sísmicas, pueden ser extremadamente efectivas para la detección de una migración fuera del yacimiento almacenador, particularmente cerca de vulnerabilidades conocidas, como pozos abandonados o fallas.

Componente del Sistema.	Método de Monitoreo.	Beneficios.	Desventajas.
Yacimiento de Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Sísmica • Gravimetría • Registros de pozo • Muestras de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de historia para calibrar y validar modelos • Advertencias tempranas de la migración fuera del yacimiento de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • El balance de masa dificulta el monitoreo • La disolución y mineralización del CO₂ es difícil de detectar
Formaciones salinas bajo sellos secundarios (acuíferos salinos)	<ul style="list-style-type: none"> • Sísmica • Presión • Gravimetría • Registros de pozo • Muestras de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Buena sensibilidad a pequeñas acumulaciones secundarias (10³ toneladas) y ritmos de fugas , • Advertencias tempranas de fugas 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil detección si no ocurre acumulación secundaria. • El CO₂ disuelto y mineralizado dificulta la detección.

Tabla 3.5 Opciones generales del monitoreo del almacenamiento³⁰

Costa Afuera			
Componente del Sistema.	Método de Monitoreo.	Beneficios.	Desventajas.
Columna de Agua	<ul style="list-style-type: none"> • Barcos de muestreo de fluidos y análisis. • Vehículos autónomos con sensores cíclicos CO₂, pH y carbono. 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa de la columna de agua y flujos 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil distinguir entre los flujos relativos al almacenamiento y las variaciones naturales de emisiones • Cuantificar por separado la fase CO₂ en el flujo • Significativo esfuerzo para nulos resultados
Atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> • Métodos ópticos • Torbellino de covarianza 	<ul style="list-style-type: none"> • Mediciones directas de los ritmos de emisión 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología no suficientemente desarrollada para esta aplicación. • Cuantificación de emisiones impráctica • Huellas cambiantes de las Emisiones de los océanos • Probablemente costoso mantenimiento • Significativo esfuerzo para nulos resultados

Tabla 3.6 Opciones de monitoreo para el almacenamiento costa afuera³⁰

Terrestres			
Componente del Sistema.	Método de Monitoreo.	Beneficios.	Desventajas.
Acuíferos subterráneos	<ul style="list-style-type: none"> • Sísmica • Presión • EM • Gravimetría • SP • Registros de pozo • Muestras de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilidad a pequeñas acumulaciones secundarias (102-103 toneladas) y ritmos de fuga • Más métodos de monitoreo disponibles. • Detección del CO₂ disuelto menos costoso con pozos superficiales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detección después de que una significativa migración ha ocurrido. • Detección después de que impactos potenciales en el acuífero subterráneo han ocurrido.
Zona de gas	<ul style="list-style-type: none"> • Muestreo de CO₂ y zona de gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Las acumulaciones en la zona de gas hacen la detección más fácil comparada con la detección atmosférica. • La detección temprana en la zona de gas puede acelerar las acciones de remediación antes de que una fuga grande ocurra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Esfuerzo significativo para nulos resultados (ejemplo CO₂ de almacenamiento detectado). • Detección solo después de que grandes emisiones son inminentes. • No provee información cuantitativa en ritmos de emisiones
Ecosistemas terrestres	<ul style="list-style-type: none"> • Alteración en vegetación 	<ul style="list-style-type: none"> • La vegetación puede ser o vigilada con una rutina de observación. • Satélite y planos basados en métodos disponibles para un rápido reconocimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detección sólo después de que las emisiones han ocurrido. • La alteración en la vegetación puede ser causada por otros factores. • El cambio de uso de la tierra podría alterar la línea base. • No provee datos cuantitativos de los ritmos de emisiones. • Puede no ser útil en muchos ecosistemas.
Atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> • Torbellino de flujo de covarianza y cámara acumulativa • Métodos ópticos 	<ul style="list-style-type: none"> • Bueno para la cuantificación de las emisiones 	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesita un monitoreo extenso para distinguir las emisiones del almacenamiento de los ecosistemas naturales y recursos industriales • Puede no ser el mejor para la detección de anomalías en las emisiones por el pequeño tamaño de las huellas comparado con el tamaño del frente de gas.

Tabla 3.7 Opciones de monitoreo para el almacenamiento en tierra³⁰

Una opción prometedora para el monitoreo de muchos sitios es el monitoreo sísmico del CO₂ que ha migrado fuera del yacimiento de almacenamiento y se ha entrampado como una acumulación secundaria. Aunque un programa de monitoreo que muestre la acumulación de CO₂ dentro del yacimiento de almacenamiento, debería ser una suficiente prueba para afirmar que no hay escape de emisiones del yacimiento almacenador. Aceptando esto como prueba, se requiere que las condiciones geológicas sean favorables para la producción de una imagen de las acumulaciones secundarias o la detección de una acumulación producida por una fuga. Este puede determinarse durante la fase de preinyección con la caracterización del sitio. Hay sin embargo condiciones bajo las cuales otras estrategias de monitoreo pueden ser más efectivas. Por ejemplo, si no existen sellos secundarios o formaciones permeables sobre el yacimiento de almacenamiento, el monitoreo en esta región provoca que la aproximación pueda no ser efectiva. En este caso el monitoreo de la atmósfera y en profundidades cercanas a la superficie puede ser preferido como aproximación. De nuevo, se deben tener consideraciones cuidadosas para el diseño del programa de monitoreo.

El propósito primario del monitoreo superficial debe ser la detección, existan o no emisiones en ese momento. Esto se puede realizar dirigiendo el programa de monitoreo a los conocimientos y vulnerabilidades del lugar tales como pozos abandonados, manifestaciones en la superficie, fallas y/o fracturas.

Otra forma de monitoreo superficial son las alteraciones en la vegetación causadas por la elevada cantidad CO₂, la presencia de altas concentraciones puede detectar áreas con posibles fugas. El uso de satélites y planos hechos a partir de imágenes hiperespectrales pueden usarse para localizar áreas donde las emisiones son probables. Alternativamente, simples observaciones del lugar pueden servir para encontrar los cambios en la vegetación o el monitoreo de gases de invernadero. Las torres de remolinos de covarianza y/o las cámaras de acumulación del flujo pueden ser usadas para cuantificar los ritmos de emisión, aunque con un límite de detección.

En el almacenamiento del CO₂ existen riesgos potenciales asociados al proceso, por esta razón es necesario un sistema de monitoreo eficiente que los identifique y permita una respuesta oportuna. La tabla 3.8 muestra algunos riesgos y métodos de mitigación³⁰.

Riesgos asociados	Métodos de Mitigación
Fuga vía pozos (exploración existente, producción existente, compostura existente, nueva inyección de CO ₂)	Reparación de pozos
Fuga vía sello	Reducción de los ritmos de inyección
Fuga vía fallas	Redistribución de la inyección del CO ₂ en un campo existente
Incremento de presión regional	Uso de pozos de liberación de presión
Incremento de presión local	Respiradero temporal de CO ₂
Movimiento hidrodinámico del CO ₂	Realización de la extracción y purificación de agua.
Fracturas producidas por terremotos y Direccionamiento de la migración	Desarrollo de sitio alternativo para la inyección del CO ₂

Tabla 3.8 Riesgos y soluciones asociados al almacenamiento geológico de CO₂²⁹

3.9.-GENERALIDADES DEL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂

En resumen el almacenamiento geológico de CO₂ presenta un número de características que hacen que la evaluación de su comportamiento sea diferente de otras técnicas de inyección/depósito, que incluyen:

1. El tiempo de la operación, el gasto de inyección y el volumen acumulado inyectado tienen órdenes de magnitud mayores a cualquier otra técnica de inyección similar que haya sido realizada.
2. El tiempo de residencia del CO₂ es del orden de cientos de años, lo que aumenta el reto científico desde el punto de vista del modelado, monitoreo y evaluación del comportamiento.
3. El desplazamiento del CO₂ cubrirá un área muy grande, por lo que las heterogeneidades en el yacimiento y sus capas de roca jugarán un papel clave en la migración del CO₂, aumento de presión, reacciones geoquímicas, y canales potenciales de fugas.
4. El CO₂ es menos denso y viscoso que los fluidos que se encuentran en la formación, lo que se traduce en una facilidad de flujo, canalizaciones, gran movilidad y otros efectos.
5. Las reacciones químicas entre el CO₂ y la masa de roca pueden afectar sus propiedades hidromecánicas. Por ejemplo, la permeabilidad disminuye cerca de los pozos inyectoros o afecta la integridad hidráulica de la capa de roca.
6. Pueden cambiar los esfuerzos efectivos en el yacimiento, ocasionando consolidaciones, expansiones y deformaciones. Esto afectaría la integridad hidráulica de la roca, porque la permeabilidad depende fuertemente de su comportamiento mecánico.
7. Los pozos abandonados deben permanecer sellados por periodos de tiempo muy largos, según estimaciones podría ser de 1000 años. Diversos mecanismos a corto o largo plazo podrían ocasionar fugas como lo son: prácticas inapropiadas en los mecanismos de sello, deformaciones y esfuerzos de sobrecarga en el yacimiento o en los pozos, condiciones subsuperficiales impredecibles, interacción entre discontinuidades conductivas y largo tiempo de degradación de los sellos²⁶.

En términos generales, para realizar un proyecto de secuestro geológico de CO₂ en cualquiera de las opciones de almacenamiento que se describieron, se requieren los siguientes puntos:

- La Integración de la información del yacimiento
- Pruebas de laboratorio (presión, PVT, salinidad, composición etc.)
- Simulación de yacimientos
- Experimentos geoquímicos y geomecánicos.
- Monitoreo del proceso de inyección y migración del CO₂
- Análisis de riesgo⁶.

Un esquema general de las diversas etapas involucradas en los proyectos de secuestro geológico se presenta a continuación en la Figura 3.13:

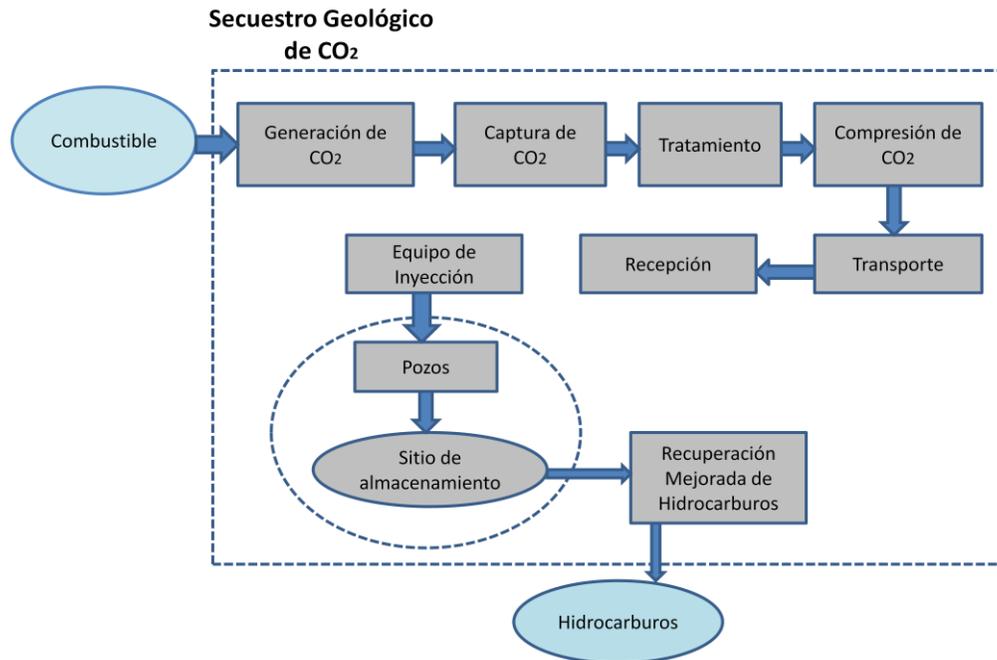


Figura 3.13. Proceso de Secuestro Geológico de CO₂

Para la etapa de almacenamiento geológico de CO₂ se recomienda seguir la siguiente metodología Figura 3.14

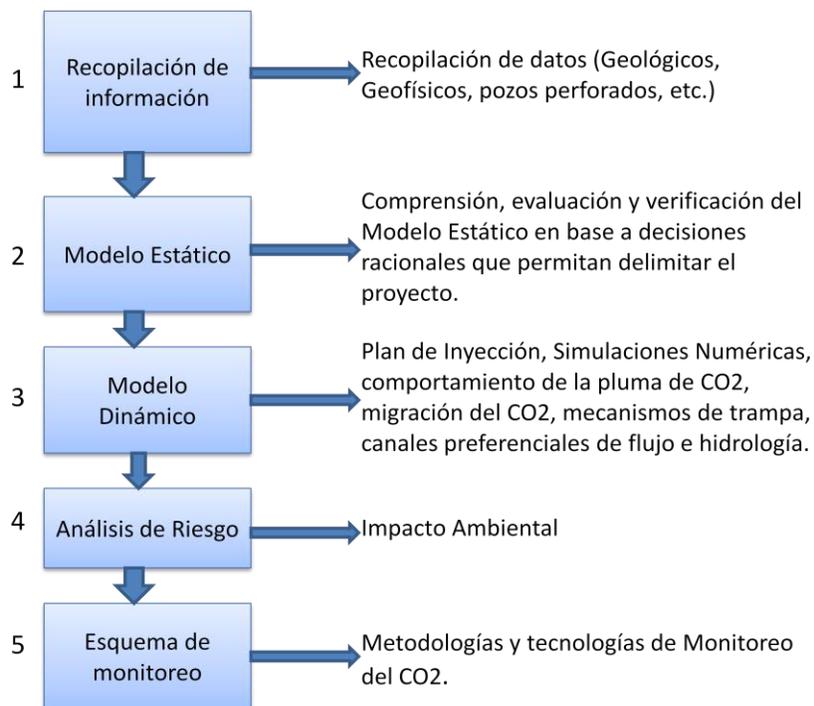


Figura 3.14. Metodología a seguir en la etapa de Almacenamiento Geológico.

CAPITULO IV PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN ACUIFEROS SALINOS

4.1.- PROYECTO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂ EN EL VALLE DE OHIO.

El proyecto de almacenamiento de CO₂ en el Valle de Ohio estaba destinado a examinar el potencial de secuestro de CO₂ de una región en los EUA con altos índices de emisiones, donde se utilizan intensamente grandes plantas de generación eléctrica a base de hidrocarburos (Figura 4.1).

El proyecto inició en noviembre de 2002 y contó con el soporte del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL) del Departamento de Energía de EUA, los Laboratorios Battelle, la compañía American Electric Power (AEP), British Petroleum (BP), la Oficina de Desarrollo de Carbón de Ohio (OCDO), la Autoridad de Desarrollo de la Calidad del Aire de Ohio, el Laboratorio Nacional Pacific Northwest y Schlumberger. El soporte técnico también proviene de la Universidad de Virginia del Oeste, del Servicio Geológico de Ohio y de la Universidad de Stanford³³.

Específicamente el proyecto se concentró en la caracterización del subsuelo de la región debajo de la planta de generación de electricidad Mountaineer de la compañía American Electric Power en New Haven, en Virginia del Oeste.



Figura 4.1 Ubicación geográfica del sitio Mountaineer³¹.

La Planta Eléctrica de Mountaineer, fue seleccionada como sitio del proyecto porque se ubica sobre objetivos potenciales de almacenamiento geológico situados en las profundidades de los estratos Cámbricos y Ordovícicos, además de encontrarse en una de las regiones que produce más emisiones de CO₂ en los Estados Unidos. La planta, produce 1,300 MW de energía a partir de carbón pulverizado y emite más de 6.4 millones de toneladas de CO₂ por año.

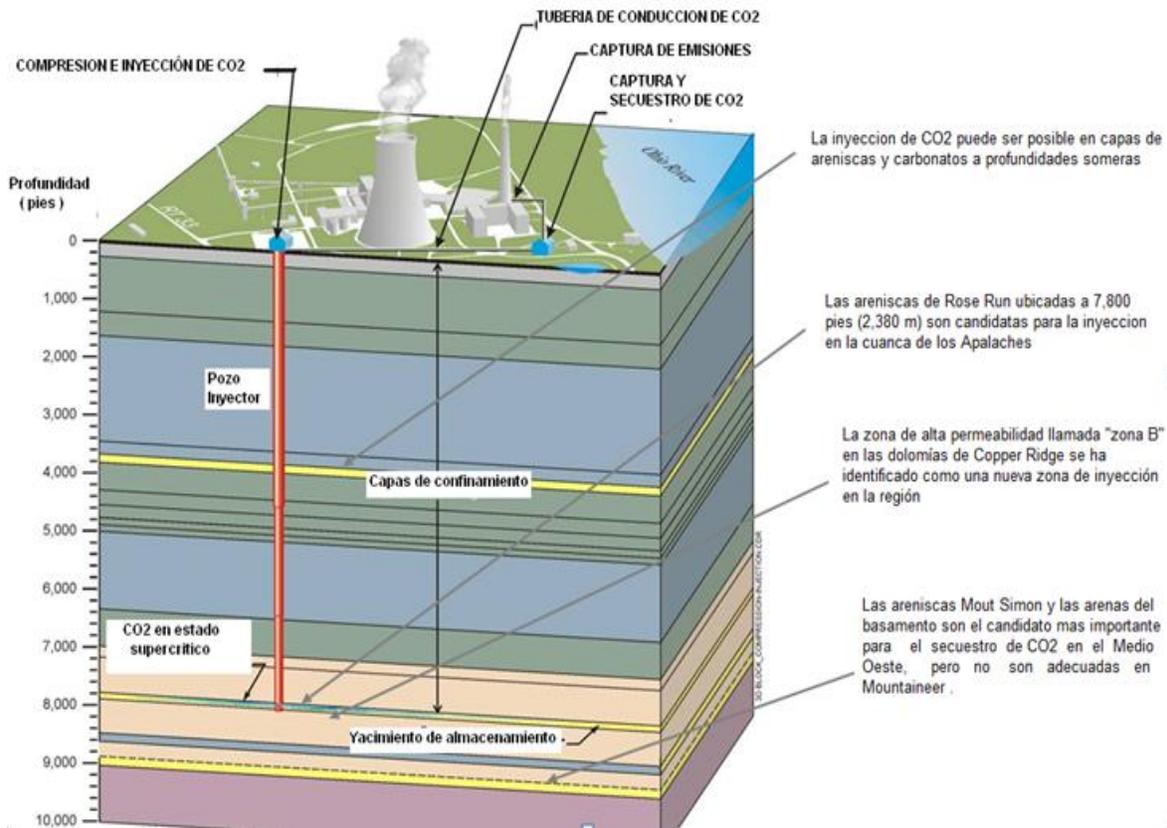


Figura 4.2 Inyección en la zona de Mountaineer³².

Este proyecto representa el primer esfuerzo de evaluación del subsuelo de un sitio en cuya superficie se localiza la planta generadora de emisiones.

OBJETIVO

El principal objetivo del proyecto es determinar que el secuestro de CO₂ en formaciones profundas es factible desde el punto de vista económico y de ingeniería, que puede ser una práctica segura y aceptada por la población. Además, el proyecto se diseñó para evaluar la geología de las formaciones profundas en la región del río del Valle de Ohio³².

El objetivo del proyecto se desarrolló utilizando estudios sísmicos, registros de pozos, análisis de núcleos y la perforación de un pozo de prueba (AEP#1) de 9,190 pies (2,800m) de profundidad para determinar:

1. El potencial de secuestro a largo plazo en formaciones profundas regionales de areniscas.
2. Evaluar la integridad de la capa de roca sello, para estimar su efectividad para evitar las fugas de CO₂.

Las pruebas de inyectividad o de minifracturamiento, ayudaron a los ingenieros a determinar la presión de fracturamiento hidráulico en las posibles zonas de inyección y calcular la presión máxima sostenible en la roca sello.

Durante la caracterización mediante registros de porosidad y de permeabilidad, se identificaron dos zonas potenciales de inyección la dolomías Copper Ridge y las areniscas Rose Run (Figura 4.2).

Una amplia gama de mediciones reveló que las formaciones investigadas eran continuas, pero bastante heterogéneas. La sección dolomítica de Copper Ridge contenía intervalos delgados con buena porosidad y alta permeabilidad. Las areniscas Rose Run poseían suficiente permeabilidad, pero su porosidad era variable, lo que limitaba su volumen potencial de almacenamiento de CO₂. Mientras la dolomía Beekmantown mostraba capas delgadas con buenos valores de porosidad y permeabilidad, pero el volumen de almacenamiento de CO₂ bruto de esta formación era escaso en esta localización.

GEOLOGIA.

La formación Knox está formada principalmente por dolomías, tiene más de 1,360 pies de espesor en la parte sur del estado de Ohio. La dolomía Knox está asociada con muchas unidades de rocas, esta unidad se subdividió en orden ascendente por su estratigrafía en Copper Ridge, Rose Run, y Beekmantown.

Ohio tiene tres ocurrencias importantes en cuanto a petróleo.

- La caliza Trenton (Cima del ordovícico medio) en el Noroeste de Ohio.
- La arenisca Clinton (parte baja del silúrico) en el Este de Ohio.
- Grupo Knox (Dolomía Brekmantown, Arenisca Rose Run, Dolomía Copper Ridge/trempealeau del Cámbrico Superior a Ordovícico Inferior) en el medio Este de Ohio.

ESTRATIGRAFIA LOCAL

Se perforó un pozo de 9,190 pies de profundidad para evaluar el potencial de almacenamiento de CO₂ en una secuencia sedimentaria completa en la Cuenca de los Apalaches en la planta Mountanner en New Haven en Virginia del Oeste (Figura 4.3).

Areniscas Rose Run

En las areniscas Rose Run, pertenecientes al grupo Knox se ubican a una profundidad entre los 2,355 m y 2,388 m (Figura 4.3). La depositación del intervalo ocurrió en una amplia plataforma con bajo relieve que fue sujeta a cambios periódicos en la elevación del mar, lo cual resultó en una mezcla de secuencias entre carbonatos y siliciclastos. El espesor de las areniscas tiene un rango entre los 50 y 150 pies con un promedio de 100 pies.

Litología				
Periodo	Predominante	Formación	Espesor (pies)	
Cenozoico	No consolidados	Aluviales	100	
permico	Calizas, Areniscas/Lutita/ carbon		-1100	
Carbonifero				
Devonico	Calizas, areniscas/arcillas	Logan, Cuyahoga Berea, Huion	-500	
	Lutita	Lutitas del Devonico	1,720	
	Lutita	Merecilia	80	
	Arenisca	Oriskany	120	
	Caliza	Helderberg	600	
	Caliza	Newburg	230	
Silúrico	Caliza	Rose	220	
	Caliza	Shell/Clinton	150	
	Caliza	Shell/Clinton	120	
Ordovico	Lutita	Queenstone/Re edsville	1,320	
	Caliza	Black River	640	
	Dolomía	Wells Creek	190	
	Dolomía	Beekmantown	610	
	Arenisca	Rose Run	110	
Cambrico	Dolomía	Copper Ridge	630	
	Lutita	Nolichucky	100	
	Dolomía	Mayville	370	
	Arenisca	Lower Maryville	80	
Precambrico	Gneiss	(Precambrico)		

Figura 4.3 Estratigrafía local del Valle de Ohio⁴⁰.

Dolomías Copper Ridge

Esta zona de alta porosidad llamada zona B tiene un espesor aproximado de 50 pies, se ubica bajo las areniscas Rose Run a una profundidad entre 8,100-8,300 pies. De acuerdo al trabajo de caracterización de dos pozos en la zona, el intervalo manifestó un gran espesor en el área de estudio y en la mayor parte del medio Oeste, por lo que se piensa que las dolomías Copper Ridge tienen un potencial de inyección y almacenamiento similar o mayor que las areniscas Rose Run (Figura 4.3).

La arenisca Rose Run representa una zona efectiva de confinamiento para el secuestro de CO₂ por la ausencia de fracturas abiertas o fallas. El confinamiento en las unidades de areniscas Rose Run comprende un sello formado por la dolomía Beekmantown del Ordovícico. En Ohio, estas unidades pueden alcanzar un espesor total de hasta 1,500 pies, dependiendo de la localización en la cuenca de los Apalaches.

Rose Run representa es un excelente candidato para el secuestro del CO₂ considerando sus características de yacimiento que incluyen porosidades promedio del 9% y permeabilidades promedio de 5 mD, un espesor adecuado, continuidad lateral sobre la región y su ocurrencia a una profundidad de miles de pies de las secuencias de sello formadas por carbonatos. Estas buenas cualidades de yacimiento, han hecho que este intervalo sea una importante unidad productora de hidrocarburos en el Este y centro de Ohio, y uno de los más activos "plays" en la cuenca de los Apalaches. Así también, los campos de aceite y gas de Rose Run tienen un gran potencial en el secuestro de CO₂.

ESTUDIOS GEOQUÍMICOS.

Los resultados químicos de las salmueras de la formación indican que su composición contiene principalmente sodio-cloro o sodio-calcio-cloro, componentes típicos de los dos tipos de salmueras que se encuentran comúnmente en la cuenca de los Apalaches.

La concentración de la salmuera para las dos zonas de muestreo en el pozo se encuentra en un rango alto de sólidos disueltos de 200,000 y 325,000 mg/L.

El principal problema de una alta salinidad en la salmuera es la reducción tanto en su solubilidad como en las reacciones del CO₂ con los minerales de la formación. A pesar de esto, el principal mecanismo de almacenamiento en la formación sería la capa de roca sello y el mecanismo por saturación residual.

Los resultados del modelo geoquímico en las posibles formaciones de almacenamiento, no indicaron ninguna reacción adversa que tuviera un impacto negativo en la inyección del CO₂.

MODELO GEOMECÁNICO

A partir de la recopilación de datos en Mountaineer, se llevó a cabo un análisis en las areniscas Rose Run y las formaciones adyacentes a la zona potencial de inyección para evaluar el potencial de almacenamiento de CO₂ antropogénico. Debido al rango de permeabilidad y porosidad que iba de baja a moderada en las zonas potenciales de inyección, es probable que sea necesario un fracturamiento hidráulico y/o la perforación de pozos horizontales de inyección para incrementar la inyectividad y permitir un secuestro más efectivo.

El análisis geomecánico cuantificó la magnitud y orientación de tres esfuerzos principales que fueron usados para determinar el estado de los esfuerzos que afectan la viabilidad para que las areniscas Rose Run actúen como una unidad de almacenamiento efectivo de CO₂. Los tres esfuerzos principales son el esfuerzo vertical (S_v), el máximo esfuerzo horizontal (S_{Hmax}) y el mínimo esfuerzo horizontal (S_{Hmin}). Una vez que los esfuerzos fueron determinados, se usó la información para obtener presiones de inyección seguras, investigar métodos de estimulación, y modelar un fracturamiento hidráulico para mejorar la inyectividad, comparándolo con sitios similares de inyección e investigar la posibilidad de sismica inducida en el lugar.

La variación de la magnitud del esfuerzo vertical con respecto a la profundidad encontrada en el estudio geomecánico resultó beneficioso para el secuestro potencial de CO₂ en las areniscas Rose Run. Debido al bajo valor de los principales esfuerzos mínimos en las areniscas Rose Run y en sus alrededores, es posible fracturar esta zona durante la inyección sin comprometer la integridad de la capa de roca sello (Figura 4.4).

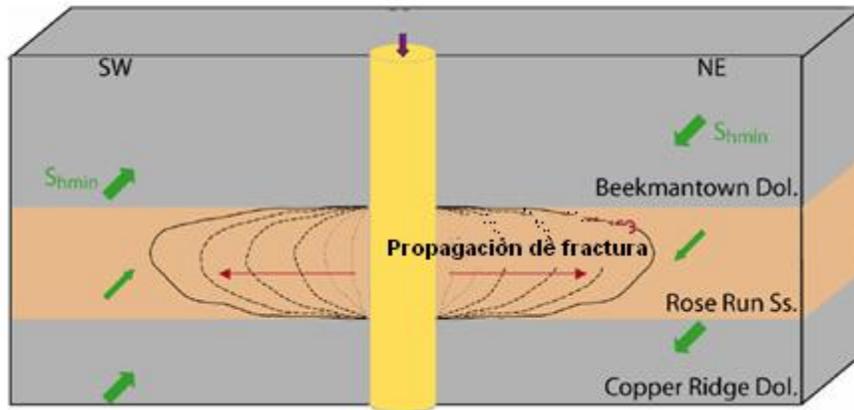


Figura 4.4 Una baja magnitud en el esfuerzo mínimo horizontal S_{Hmin} en la zona de inyección en Rose Run es benéfico para el fracturamiento hidráulico y el secuestro geológico⁴¹.

Otra opción considerada para incrementar la inyección del CO₂ es la perforación de pozos horizontales que se extiendan hasta cientos de kilómetros en la zona de inyección.

INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD MEDIANTE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Con la información recopilada durante la caracterización de Mountaineer se construyeron dos modelos 3D del yacimiento. Los dos modelos usados en este estudio representaban las areniscas Rose Run: uno en el estado nativo y el otro con una estimulación por fracturamiento hidráulico. El ritmo de inyección estaba controlado por la diferencia de presión en el fondo de pozo, en el modelo no fracturado de 4,641 lb/pulg² y en el modelo fracturado con un valor de 6,091 lb/pulg², esto considerando la presión de fractura en Rose Run y de la capa de roca sello. La relación entre la permeabilidad vertical y horizontal fue de 0.5.

En el modelo de fracturamiento hidráulico, fueron estudiadas dos distribuciones de permeabilidad que diferían en orden de magnitud, con un límite en el rango inferior de permeabilidades de 1 a 15 mD y un rango en el límite superior de permeabilidad de 10 a 150 mD, la porosidad de estos modelos eran del 1 al 12 % con una media de 4%.

Se simuló la inyección del CO₂ para 30 años en 20 escenarios, encontrándose que la fractura hidráulica incrementó los gastos de inyección y la inyección acumulada de 3.5 a 4 veces más que en las simulaciones de modelos no fracturados.

En la simulación con el límite inferior de permeabilidad, el gasto de inyección permaneció constante después de 5 años a casi 8 ktCO₂/año con el modelo sin fracturamiento y de 31 ktCO₂/año con el modelo fracturado.

Usando el límite superior de permeabilidad en los modelos, la inyección acumulada después de 30 años es casi 12 veces mayor a las hechas usando los límites inferiores de permeabilidad³⁸ (Figura 4.5).

En el modelo fracturado con el rango mayor de permeabilidad, el CO₂ alcanzaba una extensión lateral de 6 km x 6 km. Estos resultados indican que por cada 10 o 12 Mt de CO₂ inyectadas se requeriría un área de casi 6 km x 6 km, de acuerdo al espesor y porosidad de las areniscas Rose Run (Figura 4.5).

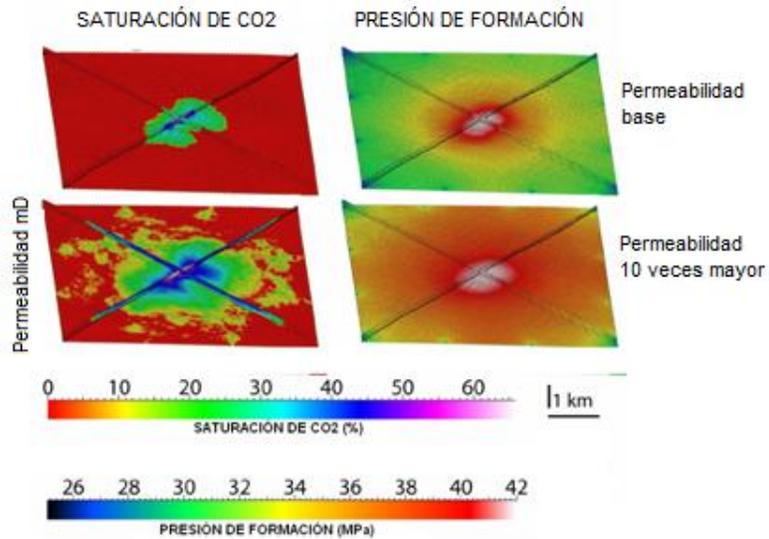


Figura 4.5 Simulación a 30 años con fracturamiento hidráulico⁴¹.

SIMULACIÓN DE YACIMIENTO

La simulación numérica de la inyección fue realizada usando el simulador STOMP-WCS-Sc, el cual representa los procesos hidrológicos, químicos y térmicos (flujo multifásico, cantidad de CO₂ en la fase acuosa y la precipitación de sal) buscando simular con exactitud las propiedades de los fluidos.

Para generar las propiedades hidráulicas se prepararon modelos geoestadísticos basados en los datos de los registros realizados.

Simulación en las areniscas Rose Run

La simulación se enfocó en la evaluación de los posibles ritmos de inyección y el resultado del comportamiento del CO₂ (Presión de operación, propagación, disolución, etc.) en la zona de Rose Run.

Para un periodo de simulación a 3 años de la inyección, los ritmos de inyección que se observaban eran de 56 y 589-KtCO₂/año, con un valor medio de 215-ktCO₂/año, para un escenario sencillo de un pozo vertical. Los ritmos de inyección fueron sensibles a la permeabilidad de las capas de areniscas y las variaciones fueron casi lineales con respecto a este parámetro.

Se desarrollaron simulaciones a escala del proyecto con ritmos de inyección de 30 tCO₂/día y 100 tCO₂/día. Para ritmos de inyección de 30 tCO₂/día, mucho del CO₂ inyectado se encontró a 1,000 pies del pozo inyector después de 3 años. Esto mismo se presentó para un ritmo de inyección de 100 tCO₂/día, con la diferencia de que era evidente una mayor distribución vertical³⁸.

Simulación de yacimiento en las dolomías Copper.

Los trabajos de simulación de la formación Copper Ridge, se complementaron con los trabajos hechos para la formación Rose Run con la finalidad de estimar el potencial de inyección en el sitio. Para averiguar la localización óptima para el pozo de monitoreo se realizó la simulación de la inyección de CO₂ en las dolomías de Copper Ridge a un ritmo de 50 KtCO₂/año en cuatro años. Para las condiciones iniciales y de frontera se usaron las mediciones de presión y de salinidad de la formación y la temperatura ambiente. Los resultados más importantes de esta simulación son:

- Las distribuciones de CO₂ en el gas y la fase acuosa de la formación, mostraron una pluma con un radio menor a 1,000 pies, indicando que el pozo de monitoreo debería estar ubicado entre 500 y 1,000 pies del pozo inyector.
- El aumento de presión en el pozo se dispararía rápidamente en la formación y sería menor a la del gradiente de fractura de 0.8 lb/pulg²/pie (6,650 lb/pulg² en 8,313 pies) medido en la formación Beekmantown.
- Aumentando el gradiente de presión de inyección de 0.55 lb/pulg²/pie a 0.6 lb/pulg²/pie se incrementa 3.5 la cantidad de CO₂ inyectado en la formación Copper Ridge durante un periodo de tres años. Veinte años después del inicio de la inyección, el 31% del CO₂ inyectado se habría disuelto en la fase acuosa.
- A un gradiente de presión de 0.6 lb/pulg²/pie la extensión de la pluma de CO₂ alcanzaría un radio de 7,000 pies, pero el incremento de presión en la formación sería bajo, excepto en la zona B de alta permeabilidad. En todos los casos la presión de formación era menor que el gradiente de fractura de 0.8 lb/pulg²/pie, indicando que es posible manejar altas presiones de inyección³⁹.

POSIBILIDADES DE DISEÑO DEL POZO INYECTOR.

Para el almacenamiento de CO₂ en Mountainer se está considerando la posibilidad de utilizar dos zonas de inyección, que comprenderían las areniscas Rose Run y las dolomías Copper Ridge, lo cual está sujeto a la aprobación del Departamento de Energía de Estados Unidos y de la compañía American Electric Power AEP. También se ha considerado un diseño de pozo y un programa de perforación para una terminación horizontal y un pozo opcional de monitoreo. El diseño considera una terminación vertical en Copper Ridge y una terminación lateral en Rose Run; ambas desde el pozo existente (Figura 4.6).

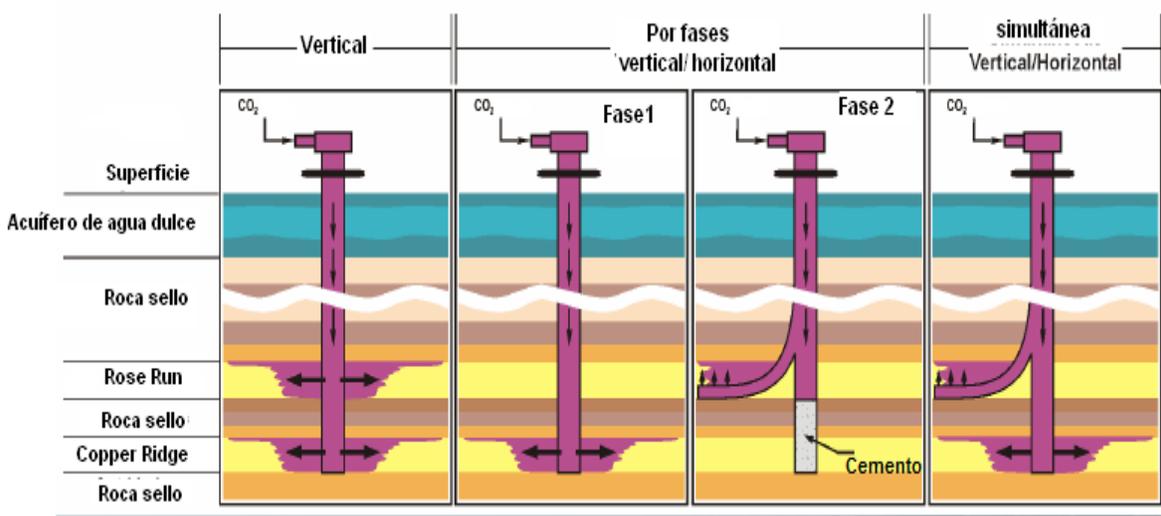


Figura 4.6 Opciones de diseño del pozo inyector⁴².

Para el sitio Mountaineer se llevó a cabo un análisis de las opciones de monitoreo, preparando un esquema preliminar con el fin de ayudar a definir los costos y hacer el mejor uso de los métodos de monitoreo, para el ajuste geológico en el sitio de almacenamiento de CO₂ (Figura 4.7).

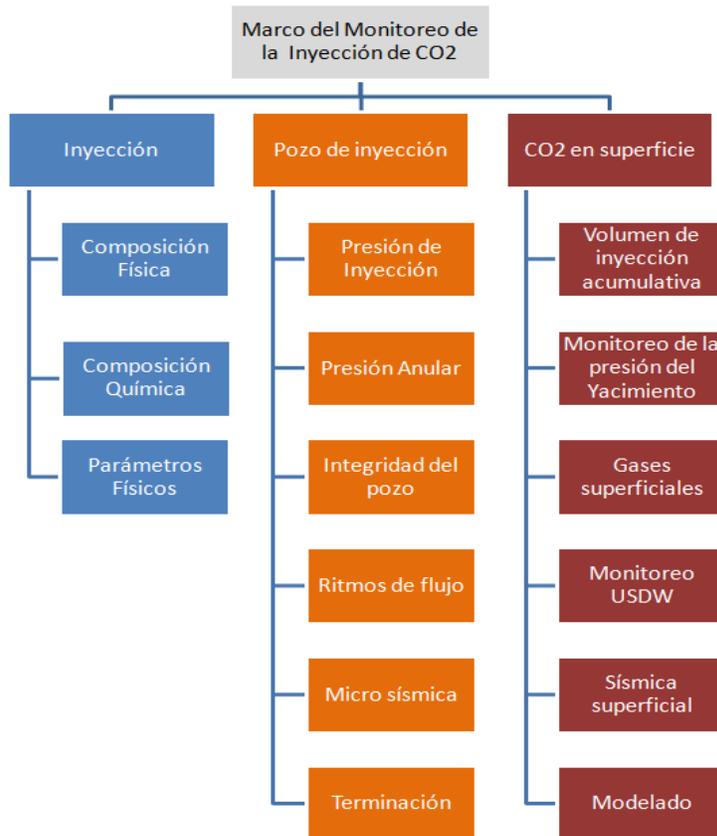
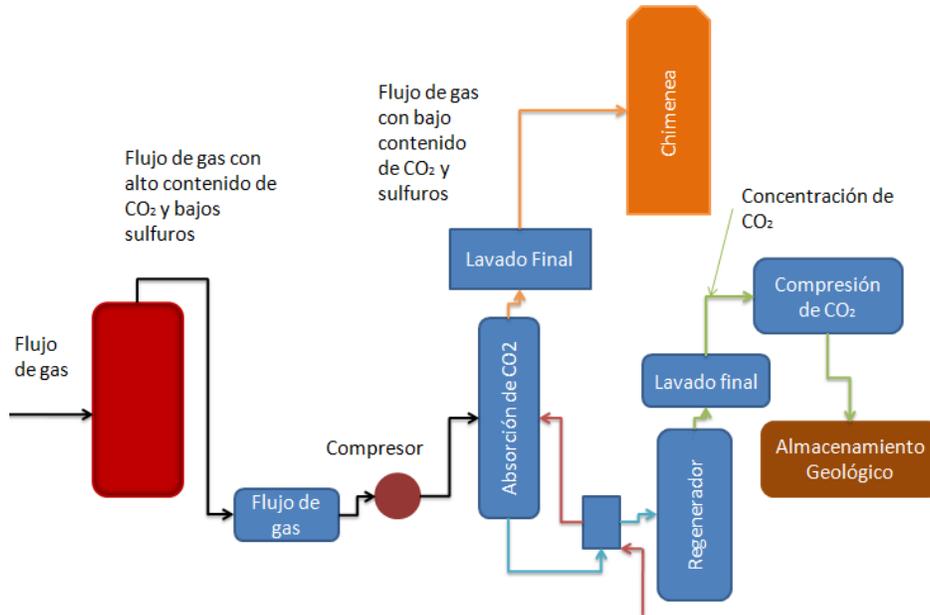


Figura 4.7 Opciones de monitoreo para Mountaineer⁴⁰.

PLANES A FUTURO

Para el año 2009 se busca dar origen a un proyecto comercial, el cual en su primera fase pretende inyectar hasta 100,000 toneladas de CO₂ por año, para su almacenamiento geológico, capturando las emisiones de la planta Mountaineer utilizando la tecnología de captura de post combustión de enfriamiento con amonio "Chilled Ammonia" (Figura 4.8) y cuyas instalaciones se ubicarán en la misma planta. La inyección de CO₂ se planea en areniscas a una profundidad entre los 8,000 y 9,000 pies. Se espera una capacidad de almacenamiento de 160 millones de toneladas de CO₂ en un radio de 20 millas⁴³.



4.8 Proceso Alstom's de enfriamiento por amonio⁴⁴.

ASPECTOS RELEVANTES SOBRE EL PROYECTO

Es necesario comprender las diferencias geomecánicas entre los yacimientos considerados para ser sitios de secuestro de CO₂, esto con el fin de desarrollar una técnica de inyección apropiada, estimar el potencial, comparar los diferentes sitios con similares arreglos geológicos y cuantificar el riesgo de sismicidad inducida por la inyección.

En Mountaineer y otros sitios similares a éste, se pueden usar diversas técnicas de estimulación y fracturamiento hidráulico o perforación de pozos horizontales para manejar ciertas limitaciones en la inyección debido a bajos o moderados valores de permeabilidad y espesor sin comprometer el almacenamiento de CO₂.

El proyecto de almacenamiento de CO₂ en el Valle de Ohio demuestra la importancia de evaluar en forma exhaustiva y específica las zonas de almacenamiento potenciales de CO₂. Si bien la inyectividad en zonas individuales parecía baja, el potencial de inyección combinado en múltiples zonas es aparentemente suficiente para la ejecución de pruebas de inyección de mediana y gran escala.

4.2.- CARACTERIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO CO₂ SINK EN KETZIN, ALEMANIA.

El proyecto CO₂ SINK inicio en Abril de 2004, como un trabajo de preparación previo a la inyección de CO₂. El proyecto fue dirigido por la Unión Europea con el fin de investigar y desarrollar pruebas para el almacenamiento geológico en Ketzin, Alemania.

La perforación de un pozo de inyección y dos pozos de observación se inició en 2006. La fase de pre-perforación se enfocó en determinar la línea base geológica del anticlinal donde se efectuaría la inyección.

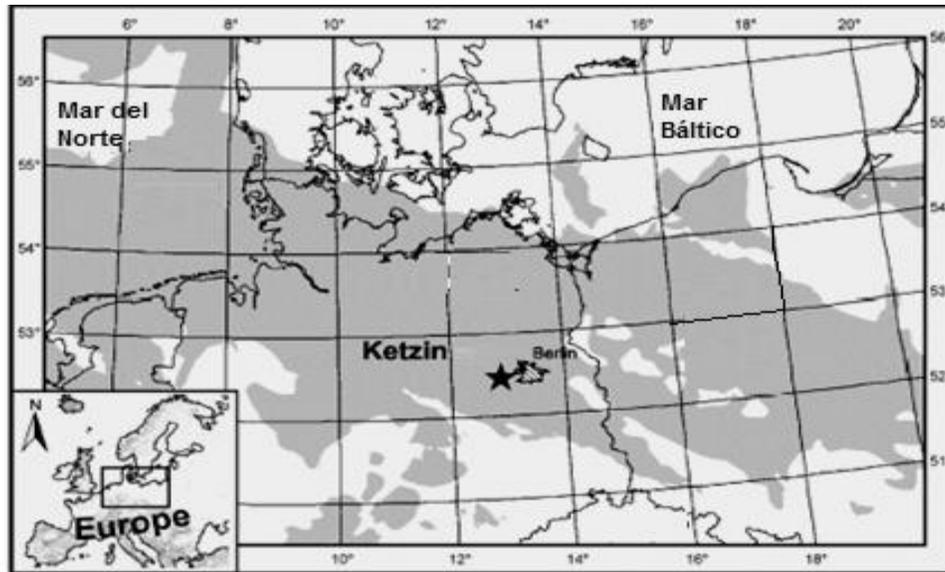


Figura 4.9 Ubicación de Ketzin⁴⁵.

El proyecto planteó la inyección de CO₂ en la formación geológica Stuttgart en el Noreste de la cuenca de Alemania, en el pueblo de Ketzin (Figura 4.9). El sitio seleccionado para las pruebas de inyección es un ejemplo de atrapamiento físico del CO₂ en una estructura geológica cerrada como lo es un anticlinal que se encuentra debajo de una capa de roca con baja permeabilidad.

Los principales objetivos del proyecto eran:

- Incrementar el conocimiento científico y práctico del proceso involucrado en el almacenamiento en el subsuelo de CO₂ para reducir las emisiones de gases de invernadero en la atmósfera.
- Desarrollar la confianza para futuros proyectos de almacenamiento en Europa.
- Con base en la experiencia operacional desarrollar Marcos Regulatorios de Trabajo para el almacenamiento geológico de CO₂.

Ketzin fue seleccionado para el proyecto CO₂ SINK considerando que:

- El lugar tiene una estructura geológica favorable para el almacenamiento de gas.
- La infraestructura existente en la superficie reduce la necesidad de nuevos desarrollos.
- La política local de la comunidad y las autoridades apoyaron la realización del proyecto
- El sitio de prueba se encuentra muy cercano al área metropolitana, lo que brindaba una oportunidad de desarrollar un caso que mostrará el almacenamiento de CO₂ bajo estas condiciones.
- El trabajo del proyecto CO₂ SINK se organizó en 7 subproyectos, que a su vez se dividieron en más paquetes de trabajo: Geología, Modelado, Perforación, núcleos y registros, Inyección, Monitoreo, Seguridad y riesgos.

LINEA BASE GEOLÓGICA

Una extensa recopilación de datos previos y de exploración, se visualizaron e interpretaron detalladamente. Esta recopilación incluyó perfiles sísmicos y estratigráficos así como información litológica de los pozos perforados, los cuales han sido usados para desarrollar el primer modelo estructural y litológico de almacenamiento en Ketzin. Los datos también constituyeron una base para la selección preliminar de la localización de los pozos de observación y el pozo de inyección, así como la autorización de su perforación. La sísmica 3D se tomo como línea base.

La línea base geológica fue la fase esencial en la preparación de la perforación y para el control y monitoreo de las actividades de inyección.

Los primeros resultados del estudio de línea base incluyeron la geología, pruebas sísmicas piloto, modelos del yacimiento, experimentos de laboratorio de muestras de roca y estudios geoquímicos de los fluidos superficiales y subsuperficiales.

EL SISTEMA DE ROCA EN KETZIN

La formación Stuttgart es litológicamente heterogénea, consiste de facies arenosas con buenas propiedades de yacimiento, alternadas con facies de rocas arcillosas con mala calidad de yacimiento. La formación se compone casi de un 60% de areniscas.

El espesor de los intervalos de areniscas que cumplen la función de roca almacén puede alcanzar decenas de metros. Las arenas de la formación se componen de varias clases de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca clasificadas como grawaca. Los granos de arena van de un tamaño fino a medio, están débilmente cementados por silicatos, arcillas y ocasionalmente por anhidrita.

Las areniscas tienen una porosidad promedio de 23% y su permeabilidad se encuentra en un rango entre 500 y 1,000 mD. La temperatura del yacimiento medida a una profundidad entre 600 y 700 m fue de 33 a 36 °C.

El sello sobre la formación Stuttgart lo conforman las lutitas de las formaciones Weser y Arnstadt de 210 m (690 pies) de espesor. En la formación Arnstadt se encuentran intercalaciones de lutitas de 0.5 a 1.5 m de espesor y depósitos de dolomías de 0.01 y 5 metros de espesor. Estas intercalaciones están apiladas en grupos de dos a siete, formando empaquetamientos de varios metros de espesor. Un registro de rayos gama tomado en un pozo de Ktzi determinó que las lutitas son el mayor componente de la secuencia en la roca sello, con una porosidad promedio de 17% obtenida de estudios petrofísicos de núcleos. La permeabilidad varió en un rango de 0.1 a 10 mD con un promedio de 0.1 mD.

Aunque en el anticlinal se presenta un sistema de fallas hacia la cima de la formación sello Weser y se han realizado muchas secciones sísmicas que las identifican; en base a la experiencia previa en el almacenamiento de gas industrial en el anticlinal, se concluyó que las fallas no penetran en la formación Arnstadt, reafirmando por medio de los estudios sísmicos 3D hechos para establecer la línea base.

HIDROGEOLOGÍA DEL ANTICLINAL DE KETZIN

El anticlinal de Ketzin aloja varios acuíferos en formaciones de areniscas. Las arenas de la formación Exter contiene el primer gran acuífero de aproximadamente 20 m de espesor arriba de la formación Stuttgart, mientras que las capas de arenas del Jurásico contienen el segundo mayor sistema de acuíferos. Las arcillas del terciario actúan como el mayor aislante, separando los acuíferos salinos más profundos de los acuíferos más someros de agua dulce en la formación del Cuaternario.

El principal acuífero de agua dulce de Ketzin está en las arenas del cuaternario con un espesor de 30 m y que se distribuye ampliamente sobre los sedimentos arcillosos.

COMPOSICIÓN DEL ACUÍFERO.

Los acuíferos del área de Ketzin generalmente muestran una composición y mineralización que varía con respecto al cambio vertical en la zona del acuífero. La cantidad de sólidos se incrementa con la profundidad de 0.2 a 1.4 g/L en las formaciones del Cuaternario, 47 a 50 g/L en las formaciones del Jurásico y de 250 a 321 g/L en las formaciones del Triásico (Tabla 4.1).

Estos cambios en la composición del agua son resultado de la dominante cantidad de carbonatos Ca (HCO₃)₂, en la composición del agua de los acuíferos someros del Cuaternario y a la cantidad de NaCl en los acuíferos más profundos del Jurásico y Triásico.

	Pozo 1 (mg/L)	Pozo 2 (mg/L)	Pozo 3 (mg/L)	Jurasico* (mg/L)	Stuttgart (mg/L)	Detfurth (mg/L)
Ca ²⁺	55	222	17	953	1760	23.400
Fe ²⁺	0.1	n.d.**	n.d.	n.d.	n.d.	834
K ⁺	6.1	6.4	5.0	97.2	430	1370
Mg ²⁺	10	33	6.1	276.8	1270	2860
Mn ²⁺	0.02	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Na ⁺	15	109	365	16.785	90.100	94.9
F ⁻	0.3	0.5	0.5	n.d.	n.d.	n.d.
Cl ⁻	19	121	310	27.541	143.3	198
NO ₃ ⁻	1.3	114	0.9	n.d.	n.d.	n.d.
SO ₄ ²⁻	13	250	14	1132	3600	283
HCO ₃ ⁻	210	502	512	185.4	40	67

*Valores Promedio de los pozos en formaciones del Jurasico

**n.d.=No determinados

Tabla 4.1 Composición química del agua de los pozos seleccionados⁴⁵.

MODELO GEOLÓGICO DEL CAMPO

El conocimiento de la geología del subsuelo es una precondition para todas las consideraciones asociadas al almacenamiento de CO₂. El principal objetivo del modelo geológico es caracterizar las condiciones geológicas del subsuelo en Ketzin, dando particular énfasis a la estructura geológica, las características de la roca sello y la geología e hidrogeología a profundidades someras.

Diversos datos geológicos en Ketzin estaban disponibles de trabajos de exploración previos. Estos necesitaron investigarse para implantar una base de datos disponible para todas las partes del proyecto. La base de datos incluyó datos estructurales, litológicos, petrofísicos, hidrogeológicos y térmicos. La mayoría de los datos se obtuvieron de estudios sísmicos y de pozos perforados. Esta base de datos se integró para generar el modelo geológico usando diferentes softwares.

Los pozos perforados en el proyecto CO₂ SINK aportaron datos valiosos a los ya conocidos en esta área. Del análisis de núcleos, recortes y registros geofísicos se encontraron nuevos datos estratigráficos, litológicos y de propiedades petrofísicas.

Las mediciones de núcleos en laboratorio permitieron conocer la composición mineralógica de la roca y sus posibles interacciones con los fluidos.

Los resultados de la sísmica en la superficie y fondo de pozo antes y después de la inyección, dieron información de la existencia de sistemas de fallas que podrían ser canales de fuga de CO₂ y de la estructura interna de la formación de almacenamiento.

SIMULACIÓN

Aunque actualmente no existen herramientas universales para un modelo que simule la complejidad de diversos procesos asociados al almacenamiento de CO₂ como las relaciones de presión y temperatura, la consideración de multicomponentes, movimiento de fluidos en distintas fases, las interacciones químicas entre el agua y la roca, además de los cambios de fase asociados al movimiento; el proyecto en Ketzin aumentó la capacidad de los modelos existentes, integrando varias herramientas numéricas e interpretaciones. Las herramientas numéricas usadas se describen a continuación.

Multiphase Flow Transport and Energy model and Unstructured Grids MUFTE UG. Fue empleado para seguir la inyección del CO₂ en fase supercrítica en el subsuelo y monitorear los cambios de fase, la disolución en la salmuera, distribución espacial, el patrón de flujo del fluido y posibles fugas en el sello.

Simulator for Heat and Mass Transport SHEMAT. Considera problemas de flujo, transferencia de calor, interacciones químicas de roca y agua en el espacio poroso. Usa una novedosa relación que permite reconocer cambios de permeabilidad y porosidad causados por precipitación química o disolución.

TOUGH2. Es un simulador empleado principalmente para flujo multifásico e interacciones químicas de agua y roca.

ECLIPSE. Es un paquete de simulación usado comúnmente en la industria petrolera para resolver problemas de ingeniería^V.

Las metas del modelo numérico de simulación fueron:

- Permitir la simulación de varios escenarios para ayudar a la planeación y diseño del almacenamiento en el subsuelo. La simulación se desarrolló de forma paralela a los experimentos de inyección.
- Predecir el comportamiento del CO₂ inyectado a largo plazo en términos de la evolución de la pluma, cambios de fase, evolución de la presión, reacciones químicas y su influencia en la permeabilidad y porosidad.
- Apoyar el análisis de riesgo y cuestiones de seguridad relacionados a la integridad del sello y la invasión de CO₂ a otras formaciones.

INYECCIÓN.

Se perforaron tres pozos de 800 m, uno de inyección y dos de observación separados entre 50 y 100 metros (160- 330 pies) en el flanco del anticlinal. Un total de 100 toneladas diarias de CO₂ en estado gaseoso se inyectarán en la cabeza del pozo a profundidades de 700 m (2,300 pies) en el acuífero salino de la formación de arenas. La inyección planeada comenzaría en 2006 y duraría 2 años, tiempo en que la distribución y rumbo del gas inyectado sería monitoreado por equipo geofísico superficial además de varios instrumentos en el fondo del pozo.

El abastecimiento del CO₂ se considero de forma separada, siendo la mejor alternativa obtenerlo en estado puro de la producción de hidrocarburos o corrientes de gas de refinerías. El CO₂ se transportaría en estado líquido en camiones, y sería acondicionado antes de la inyección en su fase gaseosa a una presión y temperatura ligeramente menor a la crítica.

El anticlinal de Ketzin fue usado previamente para el almacenamiento de gases tóxicos en intervalos menos profundos, ubicándose en una región industrial que contaba con cierta infraestructura e instalaciones que hacían más práctica la prueba de inyección. Algunas condiciones de inyección son^V:

- Una gasto constante de inyección de CO₂ en estado gaseoso de 1 Kg/s
- Condiciones en la cabeza de pozo P=957 -1073 lb/pulg², T = 24 -25 °C (99.99% Vol CO₂)
- Condiciones de fondo de pozo, P= 1087-1232 lb/pulg², T = 50-60°C

MONITOREO

Se estableció en los alrededores un programa para el monitoreo directo y permanente de los gases, analizando la composición de la salmuera y determinando el flujo de CO₂ a la superficie. Los estudios sirvieron para establecer la línea base de comparación y análisis durante y después de la inyección para identificar las fugas potenciales de CO₂. Estos datos fueron la base para el establecimiento de riesgos en la fase del proyecto posterior a la perforación.

Para obtener un adecuado panorama local de las variaciones naturales del flujo de CO₂, se tomaron mediciones en dos pozos de agua a 35 m y 55 m de profundidad respectivamente y 20 muestras del gas en el suelo de la locación a 0.6 m de profundidad. Las mediciones superficiales de CO₂ fueron hechas cada mes.

Para el monitoreo se utilizó el siguiente equipo analítico:

- LI-8100S: para determinar el flujo de CO₂ en el suelo.
- Dos módulos de multisensores electroquímicos para una continua determinación de la conductividad eléctrica, pH, temperatura, nivel de agua y CO₂ disuelto en el acuífero.

En general todas las mediciones de flujo de CO₂ se encontraron en el rango normal de los ritmos naturales de desgasificación del suelo. Los ritmos de flujo de CO₂ en los primeros 4 meses de 2005 fueron de casi de 1 micromol/m², incrementándose sucesivamente a 5 micromol/ m² de Abril a Junio del 2005, interpretándose como resultado de una alta bioactividad.

Se observaron flujos relativamente pequeños de CO₂ en el área de los dos pozos de investigación. Los flujos promedios de los pozos de Enero a junio de 2005 fueron de 0.54 y 1.24 micromol/m² respectivamente. Los altos flujos en el pozo reflejan la alta concentración del CO₂ disuelto en el acuífero.

Para el monitoreo en el subsuelo, la adquisición de datos requirió de diversas tecnologías de alta resolución para cubrir diversas escalas de tiempo y espacio. Las mediciones debían capturar pequeñas diferencias de las cantidades de CO₂ que migraban del yacimiento e interactuaban con la salmuera, los minerales en el fondo de pozo y las tuberías de revestimiento. Algunas de las herramientas de monitoreo usadas entre los pozos fueron: Perfiles sísmicos verticales (VSP), sensores de distribución de temperatura (DTS) y un arreglo de resistividad eléctrica vertical (VERA).

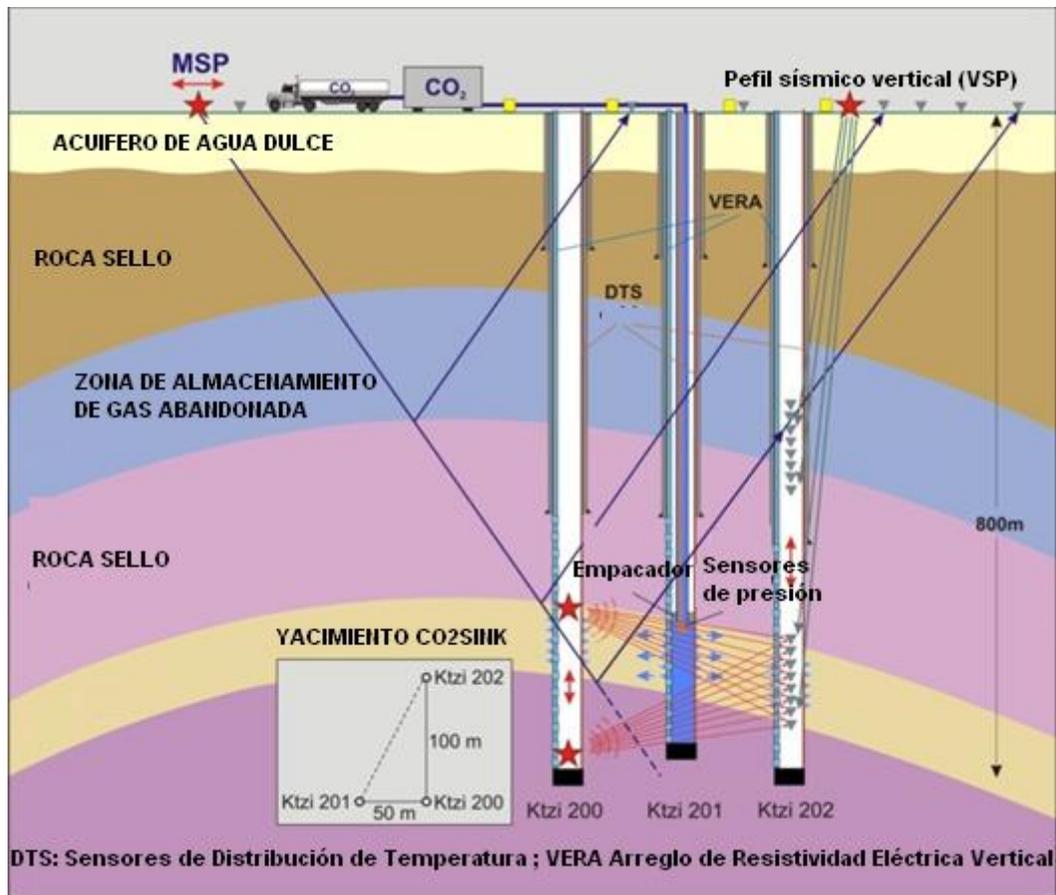


Figura 4.10 Equipo de monitoreo en Ketzi⁴⁵.

ASPECTOS RELEVANTES SOBRE EL PROYECTO

El proyecto CO₂ Sink en Alemania, muestra que son necesarios diversos trabajos exhaustivos de caracterización de yacimientos y el trabajo de varias disciplinas de las ciencias de la tierra, para la inyección de CO₂ en acuíferos salinos. Estas disciplinas a su vez brindan datos para el trabajo de ingeniería y análisis de riesgo para la inyección del CO₂.

4.3.- PROYECTO FRIO.

El proyecto Frio fue una importante prueba piloto que buscaba mostrar la factibilidad de usar los depósitos subterráneos como un método para mitigar las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Esta prueba inició su etapa de inyección en 2004. Fue diseñado para probar las técnicas de modelado, monitoreo y verificación del almacenamiento geológico de CO₂. La prueba apuntaba a reducir el costo, riesgo y tiempo necesarios para implantar un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂.

El proyecto estuvo a cargo de la Oficina de Geología Económica (BEG) de la Universidad de Texas en Austin, con soporte del GEO-SEQ, un consorcio de investigación integrado por el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, el Laboratorio Nacional Oak Ridge, el Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), y el Consejo de Investigación de Alberta. Los fondos para este proyecto fueron proporcionados por el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética del Departamento de Energía (DOE) de los EUA.

El consorcio seleccionó a Schlumberger para que ofreciera sus conocimientos técnicos especiales en materia de evaluación, monitoreo y muestreo de formaciones. BP trabajó en la revisión del proyecto y tomó la función de asesor durante el experimento

LOCALIZACIÓN

El pozo de inyección para la prueba se localiza a 4.7 millas al sur-suroeste del pueblo de Dayton, Texas; 5.5 millas al sur-sureste de Liberty, Texas; a 50 km [30 millas] al noreste de Houston, en el campo petrolero South Liberty. (Figura 4.11).

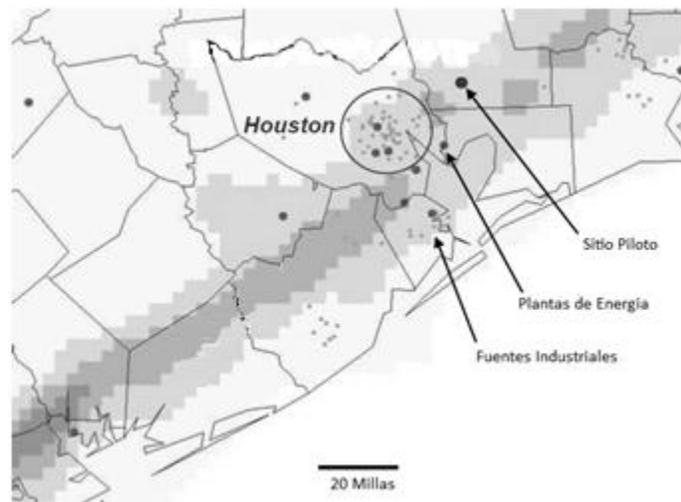


Figura 4.11 Localización del sitio de prueba⁴⁷

OBJETIVOS

Este proyecto tenía varios objetivos:

- Demostrar que el CO₂ puede ser inyectado y almacenado en forma segura sin riesgos de salud, ambientales o de seguridad.
- Medir la distribución del CO₂ en el subsuelo mediante la utilización de diversas técnicas de monitoreo.
- Validar la comprensión técnica del comportamiento del CO₂ en el subsuelo para relacionar los modelos de simulación numérica del yacimiento y las mediciones reales de la distribución de CO₂.
- Adquirir el nivel de experiencia adecuado para seguir utilizando y dirigiendo este tipo de proyectos, así como su implantación a gran escala.

Se identificó a la formación Frio por su alta calidad, considerando que estaba muy bien caracterizada a escala regional y de yacimiento, además previamente había sido usada para depositar desechos peligrosos y no peligrosos. Otro atractivo de la formación Frio era la calidad del intervalo de inyección y el sello proporcionado en la cima por la Formación Anáhuac.

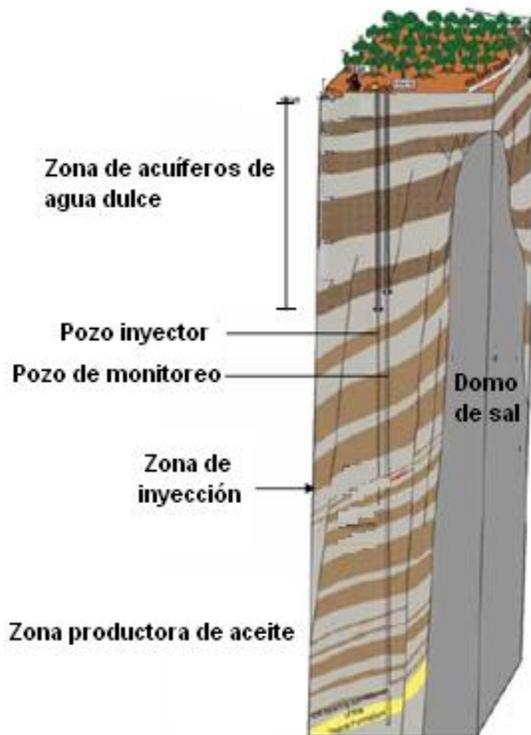


Figura 4.12 Sitio de prueba en Frio

Adicionalmente se identificó un número de refinerías que podían ser el suministro de CO₂ para las pruebas. La selección del sitio fue clave en el proyecto Frio, por su proximidad a las áreas con los niveles más altos de emisión de CO₂ de EUA. El margen de la Costa del Golfo exhibe una gran concentración de usinas eléctricas, refinerías y plantas de elaboración de químicos, que emiten aproximadamente 520 millones de toneladas de CO₂.

Afortunadamente, debido a la intensa actividad de exploración de hidrocarburos de esta área, se sabía que existían areniscas saturadas de salmuera, lo que hacía que el sitio del proyecto respondiera especialmente a las estrategias de reducción de emisiones. La capacidad de almacenamiento de CO₂ de las areniscas de la Formación Frio en esta región, se ha estimado entre 208,000 a 358,000 millones de toneladas por año.

La prueba se llevó a cabo en el volumen de roca que rodea dos pozos: uno existente perforado en 1956 utilizado como pozo de monitoreo; y otro de inyección perforado en julio de 2004 y terminado a 30 m abajo del pozo de monitoreo (Figura 4.12). Además, para garantizar la integridad mecánica del pozo de observación, se programó una reparación del pozo.

CRITERIOS PARA EL SITIO DE PRUEBA.

La inyección sería en un campo de aceite. Este sitio permitiría obtener datos históricos, de alta calidad como registros de pozo, imágenes sísmicas 3D e historias de producción que eran necesarios para la prueba, evitando altos costos por la recopilación de datos. Se podía usar la infraestructura existente para acceder al sitio y desarrollar el monitoreo con un impacto mínimo en los costos, en el ambiente y en la comunidad.

El intervalo de inyección sería en arenas saturadas con salmuera ubicadas debajo de acuíferos de agua dulce, aislados entre sí.

Aunque las areniscas de Frio tienen buen espesor y regionalmente son muy extensas, el mejor sitio para el proyecto piloto eran arenas relativamente delgadas limitadas por una falla. Este arreglo tiene dos ventajas; por un lado, una capa delgada de arenas lateralmente discontinuas; y por otro, que el área de impacto de la inyección está limitada.

Estratigrafía Local

La producción de aceite del sitio se encuentra en las formaciones Yegua/Cockfield y Cook Mountain del Eoceno entre los 8,200 y 9,000 pies de profundidad. El intervalo entre la producción (Yegua/Cockfield) y la formación de inyección (Frio) es una sección predominantemente de arcillas que incluye las formaciones Jackson del Eoceno y Vicksburg del Oligoceno. Para la zona de inyección se seleccionaron las areniscas de la parte superior de la formación Frio superior, ubicadas debajo de la formación Anáhuac (Figura 4.13).

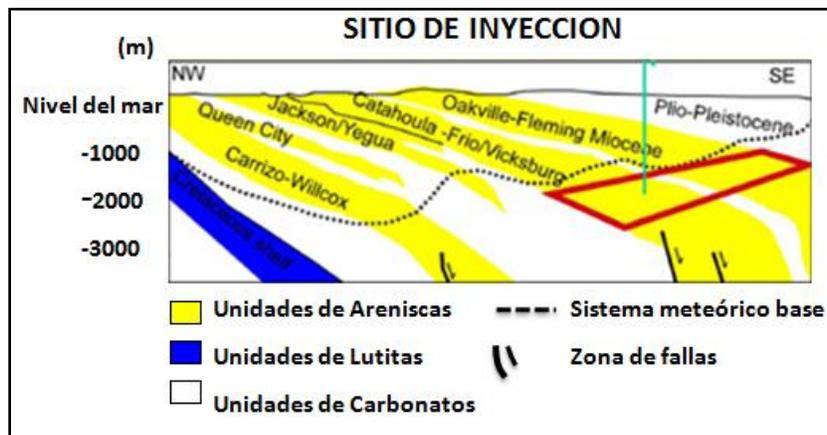


Figura 4.13 Zona de inyección

Dentro de la parte superior de la formación Frio informalmente se identificó tres areniscas objetivo, designadas como "A", "B" y "C". Las unidades "A" y "B" contienen areniscas delgadas con espesores de 30 a 55 pies. Las lutitas entre las unidades B y C, forman un sello en el intervalo de inyección. La unidad Frio "C" tiene 240 pies de espesor en el área de inyección con complejas facies de arenas con características fluviales. Los estudios de los pozos cercanos al pozo de inyección sugieren que estas unidades son areniscas fluviales estratificadas que contienen una capa de lutita menor a 5 pies dentro de las areniscas, que pueden mantener aisladas a la parte superior de la inferior en "C".

El diseño del experimento consistió en la inyección de CO₂ dentro de la mitad superior del intervalo Frio C, con un pozo de monitoreo SGH No 4, que se encontraría a 100 pies del pozo inyector, dentro del intervalo Frio "B".

La formación Anáhuac se identificó como un intervalo de sello para la inyección, debido a que esta es una región de lutitas compactas. Las lutitas de Anáhuac fueron depositadas en un ambiente abierto y están compuestas típicamente de lutitas calcáreas marinas, unidades de micrita y calizas con un espesor de 75 m [246 pies] por lo que se considera un sello competente.

La principal barrera a la migración de CO₂ fuera del intervalo de inyección en las areniscas de Frio "C", son las lutitas de Frio "B" con un espesor de 15 m. Esta unidad de roca se interpreta como una transgresión regional de arcillas depositadas durante un alto nivel del mar.

Se piensa que si las lutitas de Frio "B" permitieran la fuga del CO₂, la sucesión superior de 60 pies de areniscas y arcillas, la base de las arcillas de Frio "A" de 15 pies de espesor, así como las arenas con intercalaciones de arcillas de 40 pies de espesor y las rocas arcillosas de la formación Anáhuac, evitarían la fuga del CO₂ inyectado hacia la parte superior. Además, encima de estas formaciones existen 240 pies de arenas con intercalaciones de arcillas en la formación Oakville separando la zona de inyección de los acuíferos más profundos de agua dulce.

Estructura local

El entendimiento de la estructura local en el área de experimento era excelente debido a los numerosos estudios previos y la disponibilidad de sísmica 3D en el flanco suroeste del domo salino de la región y de los registros de densidad para el sitio (Figura 4.14).

La estructura local fue un componente crítico en la selección del sitio para limitar el área dentro de la cual el volumen de CO₂ sería inyectado. Este proceso fue diferente al realizado en muchos de los pozos de inyección comunes, los cuales son seleccionados para asegurar que la presión permanezca baja a lo largo de la duración del programa de inyección. En esta inyección se esperaba observar muchas respuestas de presión cerca del pozo de monitoreo a un corto tiempo de la inyección. Debido a las divisiones del yacimiento, también fue positivo asegurar un límite de la extensión de la pluma de CO₂ durante las fases tempranas del secuestro.

En la región de la prueba piloto se encuentra el domo salino Sur Libertad de geometría elíptica, con elongaciones del Noroeste al Sureste. La cima del domo ubicada a 275 pies de la superficie, se compone de yeso-anhidrita y una menor cantidad de calcita. Alrededor del domo, un complejo patrón de fallas normales radiales asociada a fallas periféricas dividen la estratigrafía y un prominente sinclinal salino ocurre en el lado Norte del domo (Figura 4.14)

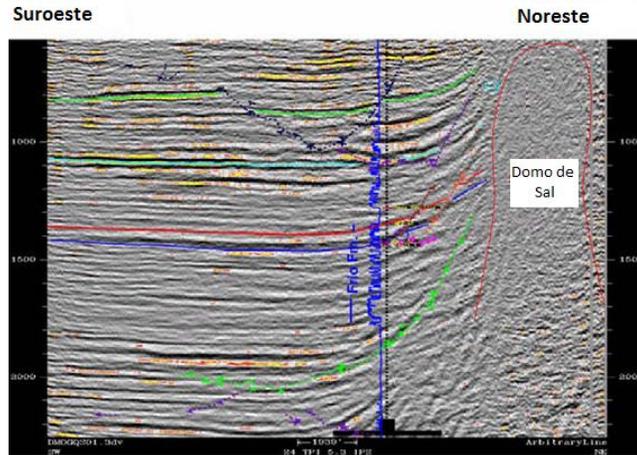


Figura 4.14 La Sección Radial representativa del domo muestra las inclinaciones cercanas al domo. Los marcadores estratigráficos son mapeados, así como el pozo y la intersección de la sección con las fallas.⁴⁶

La interpretación sísmica se relacionó con los registros para lograr una mejor interpretación de la arquitectura de la zona de inyección.

El pozo de inyección se ubica en una pequeña falla limitada en el flanco Sureste del domo de sal (FS1). Dos de las mayores fallas (F1 y F2) se ubican en los flancos Noroeste y Sureste del compartimiento (Figura 4.15). Ambas fallas se inclinan al Noroeste de la sección superficial. Al Sur del pozo de inyección, el alcance de la falla F2 es casi 300 pies. Al Norte del pozo de inyección el alcance de la falla F1 es cercano a los 100 pies. El límite Noreste del compartimiento se forma por el domo de sal, el cual tiene una inclinación pronunciada. Los límites seleccionados para el área de control de la prueba fueron los límites naturales, la falla F1 en el Noroeste, la falla F2 en el Suroeste, el domo en el Noreste y un límite abierto de 350 m al Suroeste para extender el modelo a 10 Km.

Un problema complejo en la prueba es la capacidad de las fallas para sellar el intervalo de inyección y limitar el movimiento de fluidos lateral y verticalmente. Pero es posible que las fallas limiten el flujo por dos razones; (1) por los estratos permeables y (2) por las arcillas que se depositan a lo largo de los planos de fallas, creando una unidad de roca que tiene una alta presión capilar de entrada.

Aunque la efectividad de los sellos en la falla es dependiente del régimen de presión, la falla F2 puede ser mejor sello debido a que esta se yuxtapone al intervalo de inyección de Frio "C", en los intervalos de las arenas de Frio "A" y "B".

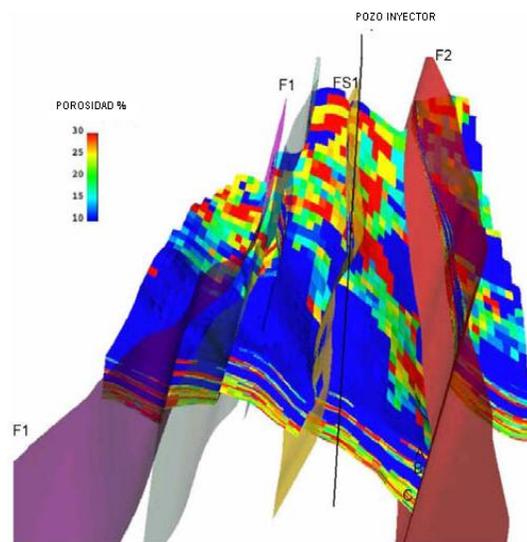


Figura 4.15 Modelo estructural⁴⁶.

HIDROGEOLOGÍA

Las formaciones del Mioceno y las más jóvenes al Sureste de la planicie de la costa de Texas, contienen agua con calidad de uso humano (<3,000 mg/L TSD) y agua con una calidad potencial de uso humano (10,000 mg/L TSD).

Existen acuíferos desde las formaciones más viejas a las más recientes como el acuífero Jasper del Mioceno, el sistema confinado Burkeville, el acuífero Evangeline del Mioceno-Plioceno y el acuífero Chicot del Pleistoceno-Holoceno (Figura 4.16).

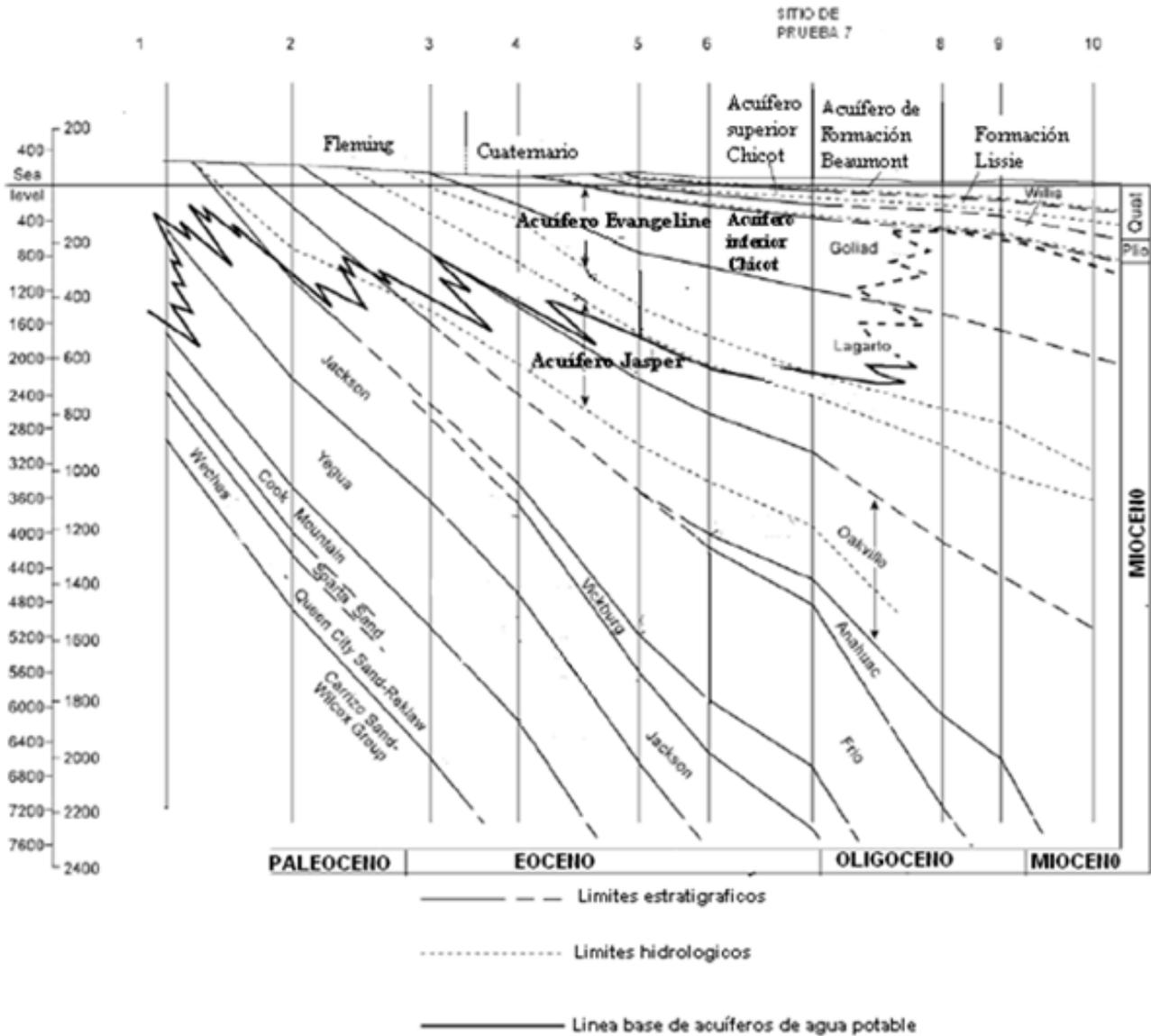


Figura 4.16 Hidrología de la región⁴⁶.

La mayor cantidad de agua del subsuelo del Condado Liberty, donde se ubica el sitio de prueba, es suministrada por los acuíferos Evangeline y Chicot, la cual es usada para fines municipales, industriales y de agricultura (Figura 4.17). El pozo de agua más cercano al pozo inyector de CO₂ se localiza a 4,100 pies al Noreste. Este pozo fue perforado en 1972 a una profundidad de 240 pies y produce agua del acuífero Chicot.

Actualmente las direcciones de flujo han sido fuertemente alteradas por la producción de aceite, agua y gas, creando un patrón geohidrológico complejo a profundidades entre 4,000 pies y 6,000 pies. Alrededor del domo de sal el flujo es muy complicado como resultado del aumento de la densidad ocasionado por la disolución de la sal y las heterogeneidades estructurales y estratigráficas.

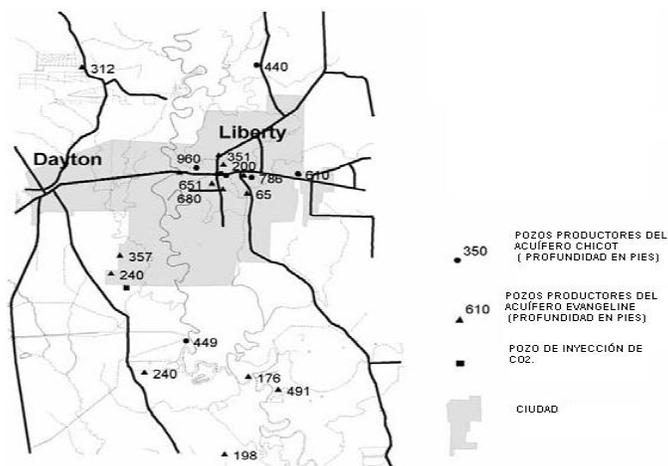


Figura 4.17 Ubicación de Pozos de agua en el condado Liberty.⁴⁶

La transición de los acuíferos de agua dulce a acuíferos salinos ocurre en una corta distancia vertical, con valores de 3,000 mg/L de TSD para profundidades de 2,200 a 2,400 pies y 10,000 mg/L a profundidades de 2,500 a 3,200 pies. Explicándose estas salinidades por algunas heterogeneidades laterales, que muestran que las partes más bajas del sistema de agua dulce están estratigráficamente y/o estructuralmente divididas.

El agua de las formaciones Yegua y Frio al Este del domo y de la formación Yegua y Cook Mountain al Norte y Sur del domo es químicamente diferente a cortas distancias, demostrando que el yacimiento fue horizontalmente seccionado por las fallas. Sin embargo, en el mismo estudio se midió un incremento en la composición de isótopos estables de oxígeno, lo que se interpreta como una evidencia de que las fallas más compactas cierran la acción del domo o actuaron en el pasado como conductos para el flujo vertical de los fluidos.

ZONA DE INYECCIÓN

La zona de inyección en la formación Frio se localizó a una profundidad entre 1,539 y 1,548 m [5,050 y 5,080 pies], con una presión de 2,211 lb/pulg² y una temperatura de 57 °C [134.5°F], y no contiene hidrocarburos. El intervalo es muy heterogéneo con porosidades que varían entre el 17% y el 37% y una permeabilidad variable que oscila entre 14 y 3,000 mD. El intervalo de inyección tiene una tendencia de adelgazamiento de 300 a 200 pies hacia el domo de sal, interpretado como un efecto del movimiento del domo durante la depositación de Frio. En las áreas cercanas al pozo inyector los cambios en el espesor son mínimos estimándose un valor de 310 pies.

Sísmica inducida

Se espera que las fallas que limitan el sitio de inyección eviten el flujo de fluidos gracias a su presión hidrostática, esto considerando la diferencia entre la composición de los fluidos y la historia de producción. Es muy posible que la presión mantenga las fallas cerradas para la migración de los fluidos a menos que los fluidos sean inyectados en el plano de falla a presiones suficientemente altas para vencer el esfuerzo normal del plano de falla y a los esfuerzos de cohesión de las arcillas en los canales de las fallas. El máximo incremento de presión calculado por la inyección del gas cerca de la falla fue de 364 lb/pulg², lo cual es relativamente pequeño respecto a la carga gravitacional de la componente normal de la falla.

En el caso del proyecto, un incremento de presión en la zona de inyección causaría un pequeño pero cuantificable incremento en el espesor de la zona, mismo que se expresaría en una ligera elevación diferencial en la superficie. Se espera que la deformación sea plástica y no sísmica. El propósito del proyecto fue manejar presiones menores a 3,853 lb/pulg².

Modelado del yacimiento

El modelo de inyección para el yacimiento se centró en el área de prueba haciendo ajustes históricos para poder observar con el modelo de simulación el movimiento de la pluma de CO₂. Por esta razón, usando el modelo de simulación ALL TOUGH2 en 3 dimensiones se realizó una simulación extensiva, incluyendo análisis de sensibilidad de la respuesta de cada parámetro en el modelo.

Los datos de entrada para el modelo se proporcionaron por un modelo geológico de alta resolución resultado de la interpretación de los registros de pozos, estudios de sísmica 3D recopilados de la exploración de los yacimientos, los cuales fueron usados para definir la arquitectura del yacimiento, incluyendo finalmente la resolución de la estratigrafía y estructura.

Para mostrar los resultados del trabajo de simulación se prepararon tres formatos para los reportes de los datos de salida: gráficos de los cambios en la inyección y monitoreo de los pozos a lo largo del tiempo; mapas de visualización de distintos parámetros a través del tiempo, y a través de las secciones de parámetros en el tiempo.

Se preparó una grafica de las condiciones esperadas en la inyección y monitoreo de los pozos para un periodo de hasta 30 años después de la inyección. Los resultados mostraron que la presión se incrementaría durante el periodo de inyección, en un radio de un metro alrededor del pozo inyector y después se presentaría una caída rápida hacia las presiones iniciales (Figura 4.18). La concentración del CO₂ inmiscible en estado supercrítico en el pozo de monitoreo también se incrementaría durante la inyección como resultado del desplazamiento de la salmuera y posteriormente, disminuiría cuando la pluma de CO₂ se disipara debido a la presión diferencial y a las fuerzas gravitacionales.

La presión aumentaría rápidamente en el pozo de monitoreo ubicado a 100 pies del pozo de inyección, sin embargo; al CO₂ inmiscible y en estado supercrítico le tomaría 3 días para irrumpir a través de este pozo. La concentración del CO₂ inmiscible y supercrítico reflejaría la saturación del agua durante el desplazamiento del CO₂ y sería uno de los principales parámetros medidos durante la prueba. Finalmente, la simulación hecha con 30 saturaciones residuales de CO₂, encontró que la saturación de gas se estabilizaría en un año hacia los valores residuales y luego lentamente disminuiría cuando el CO₂ entrara en solución.

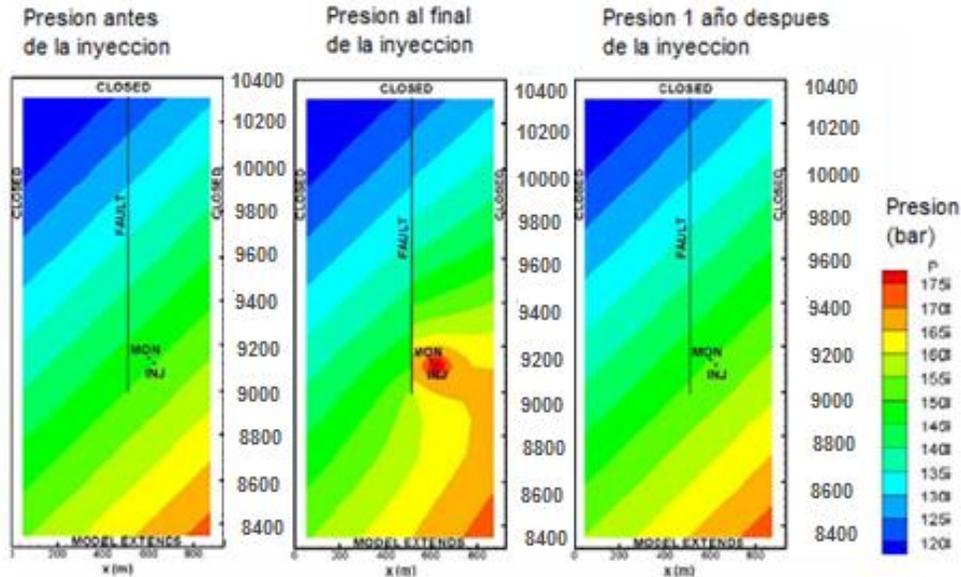


Figura 4.18 Vista de planos de los cambios en la distribución de la presión antes (0 días), durante (15 días), y después (365 días) de la inyección a una profundidad de 3 m (9 pies) por debajo de la cima de la formación de la arena "C".⁴⁶

La evolución de la presión se muestra en la figura 4.18. Durante la inyección, el área de incremento de presión se concentró alrededor del pozo de inyección, y los efectos en el resto de los compartimentos variaban según las condiciones límite y las profundidades de la arena "C".

Esta simulación indicó que la expansión de la pluma estaba limitada por el atrapamiento de la fase inmiscible del CO₂, por procesos capilares y por una lenta disolución del CO₂ dentro de la salmuera (Figuras 4.19 y 4.20).

El propósito de los experimentos era el de refinar la representación numérica de estos procesos, los cuales limitarían los riesgos de la inyección de un gran volumen de CO₂ a largo plazo.

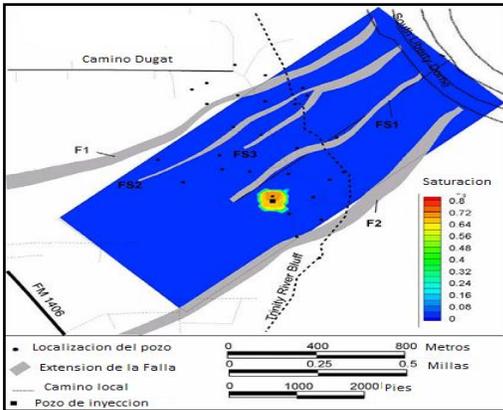


Figura 4.19 Mapa de distribución de CO₂ inmiscible en estado supercrítico después de 10 años (máxima extensión de CO₂).⁴⁶

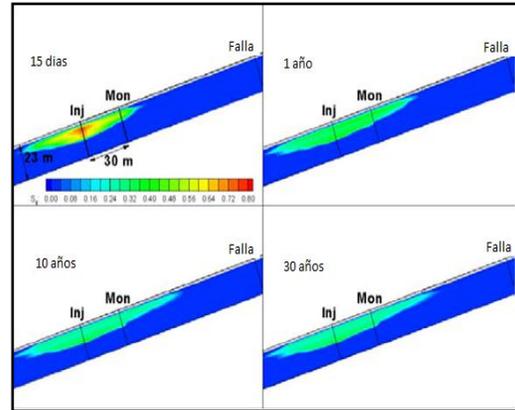


Figura 4.20 Vista de los cambios en una sección transversal en el espacio comprendido entre el pozo inyector y el de monitoreo para el CO₂ inmiscible en estado supercrítico a los tiempos de 15 días, 1,3 y 30 años.⁴⁶

CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS

En Junio de 2004 se perforó el pozo inyector del proyecto y se adaptó el pozo existente Sun-Gulf-Humble Fee 4 como un pozo de monitoreo. El intervalo de inyección sería la parte superior de la formación Frío a una profundidad aproximada de 4,885 a 5,075 pies.

Se propuso una profundidad total de perforación para el pozo inyector de +/- 5750 pies debajo del kelly bushing, por lo que la perforación total penetraría la mitad de formación Frío.

El pozo de monitoreo Sun-Gulf Fee 4 se taponaría de su terminación original en la Formación Yegua a una profundidad de 6,000 pies en la parte más profunda de la formación Frío. La tubería de producción de 2 3/8" fue removida del pozo y un fluido fue circulado para su limpieza. Se colocó un tapón de cemento arriba del intervalo productor de 7,931 a 8,414 pies. Posteriormente se circuló en el pozo un lodo de 10.4 lb/gal de densidad y se colocó un segundo tapón de cemento a una profundidad entre 6,129 y 6,327 pies. Se le aplicó una prueba de presión a la tubería de revestimiento de 5 1/2" desde la superficie hasta la profundidad del tapón de cemento a 6,129 pies. Dado que el cemento Portland convencional tiende a degradarse ante la exposición al CO₂, se investigó la calidad del cemento de los pozos mediante la utilización de un registro de adherencia del cemento y de la herramienta de generación de imágenes ultrasónicas USI para determinar la necesidad de llevar a cabo tareas de reparación. El pozo de monitoreo se disparó y terminó a una profundidad entre 1,528 y 1,534 m [5,014 y 5,034 pies].

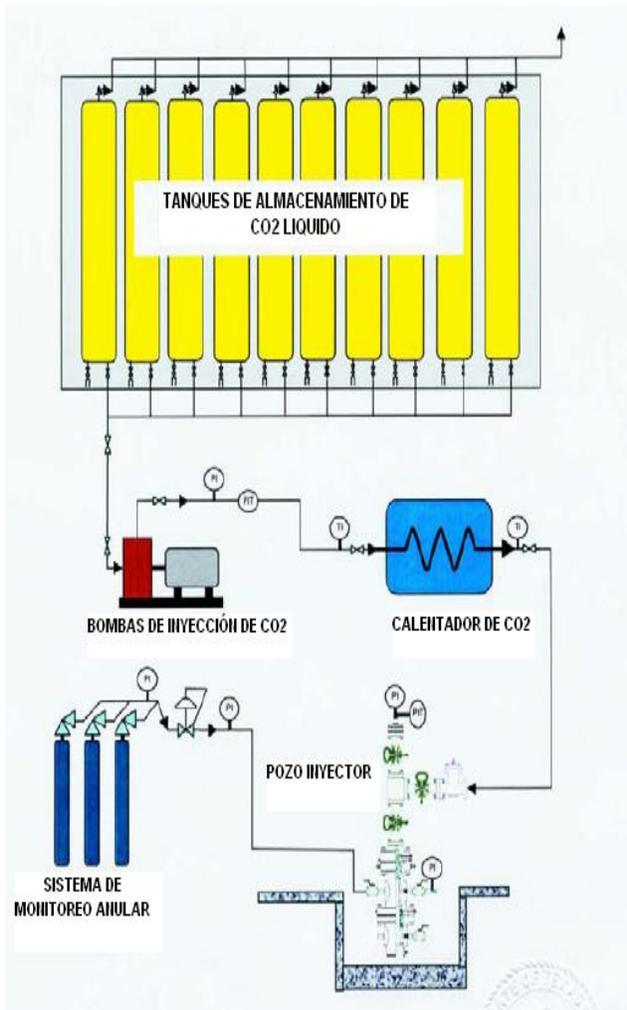
OPERACION DE INYECCION

En la prueba realizada en el 2004 se inyectaron 1,600 toneladas de CO₂ durante un periodo de tres semanas, este CO₂ proveniente de una refinería cercana se inyectó a una profundidad de 1,500 m a un ritmo constante de 3 kg/s, excepto en las pausas hechas para las pruebas de presión. La presión en la cabeza de pozo se mantuvo cercana a las 800 lb/pulg². Antes de su inyección el CO₂ se calentaba de 10 a 21 °C para que entrara en su fase supercrítica al descender en la tubería. Esta prueba a escala con volúmenes de inyección pequeños y pozos estrechamente espaciados permitió la obtención de datos altamente confiables, lo que ayudará en un futuro a preparar este tipo de proyectos a gran escala.

Características químicas y físicas

El CO₂ alcanzaría su estado supercrítico cuando se inyectara en la Formación Frio a condiciones arriba de los 31.1 °C (87.9 °F) y presión de 1,070.6 lb/pulg².

En estado supercrítico el CO₂ tiene una densidad de 29.2 lb/pie³ con una gravedad específica de 0.47. Aunque el CO₂ es inerte, es muy reactivo en presencia de agua o salmuera, formando ácido carbónico cuando el CO₂ inyectado entra en solución. El modelo geoquímico de la salmuera del sitio de prueba indicó que el pH de la salmuera de la formación no disminuiría a más de 5.3, esto debido a la ocurrencia natural de carbonatos y otros minerales reactivos en la formación.



4.21 Instalaciones superficiales.⁴⁶

INSTALACIONES SUPERFICIALES

Tanques de almacenamiento de CO₂

El CO₂ en estado líquido se transportó al sitio de prueba por transporte comercial y posteriormente transferido a los tanques de almacenamiento. Las instalaciones temporales de almacenamiento estaban diseñadas para almacenar 500 toneladas de CO₂ líquido en 10 tanques de almacenamiento y 50 separadores horizontales con una presión máxima de operación de 350 lb/pulg² con válvulas de seguridad y sistemas de venteo por presión. Este volumen tendría un tiempo de almacenamiento promedio de 48 horas bajo las condiciones de gasto planeadas de 250 toneladas por día, para los periodos de inyección de la prueba (Figura 4.21).

Bombas de Inyección

Una o varias bombas de inyección se instalaron para el programa. Las bombas tendrían una capacidad máxima de 42 gpm y una presión máxima de inyección de 3,500 lb/pulg². Las bombas se diseñaron para bombear CO₂ líquido bajo las condiciones de inyección planeadas (Figura 4.21).

Líneas de monitoreo de temperatura

La temperatura fue monitoreada y registrada de manera continua en la salida de las bombas y del calentador de CO₂. Las líneas de monitoreo de temperatura se usaron para el control de la temperatura de la inyección de CO₂ durante el proyecto (Figura 4.21).

Calentador

Un calentador de CO₂ se instaló entre las bombas de inyección y el pozo de inyección. El calentador se usó para regular la temperatura del CO₂ aproximadamente a 70 °F y podía ajustarse para regular la temperatura de descarga de CO₂ que se deseaba (Figura 4.21).

MONITOREO

Las técnicas de monitoreo requerían una respuesta que evaluara los cambios en las características del yacimiento a medida que avanzara la inyección. En este proyecto se consideró el uso de tecnología electromagnética (EM) entre pozos, tomografía por resistencia eléctrica (ERT) e inclinómetros. Previo a la inyección de CO₂, se llevó a cabo un levantamiento de referencia EM. También se analizó la utilidad de agregar trazadores químicos de CO₂. Los trazadores ayudan a los científicos a estudiar los procesos de transporte del CO₂ y el comportamiento de migración de la pluma. Los trazadores más comunes incluyen gases nobles como el argón, perfluorocarbonos y cantidades anómalas de isótopos naturalmente estables de carbono y oxígeno [¹³C y ¹⁷O]. Estos isótopos se encuentran comúnmente en el CO₂ en concentraciones pequeñas pero predecibles (Figura 4.22).

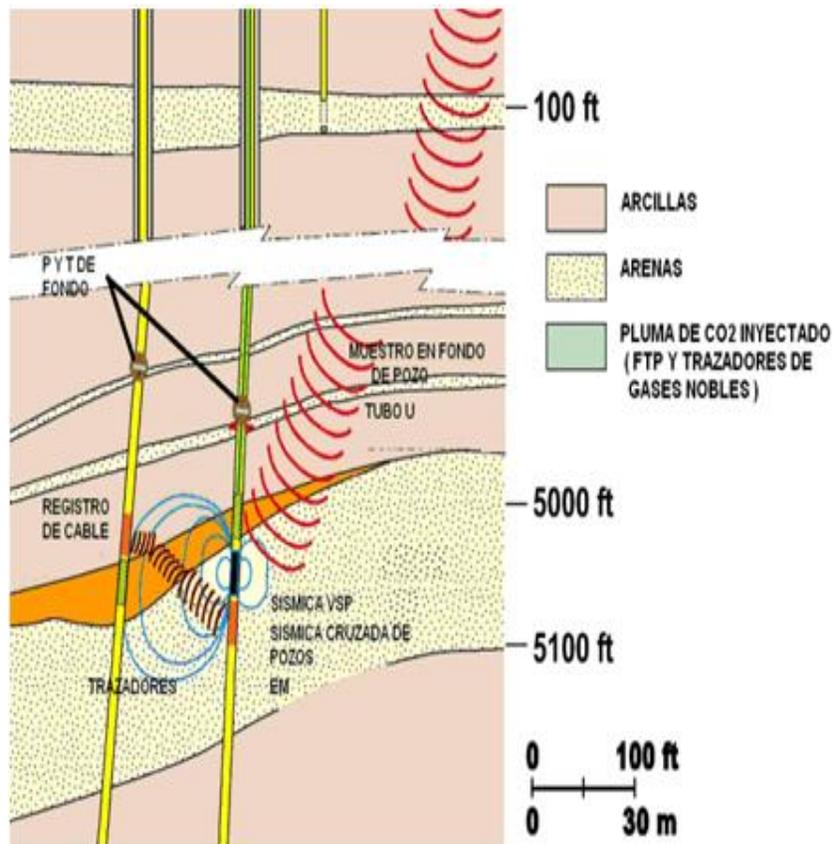


Figura 4.22 Esquema de monitoreo⁴⁹.

El muestreo de fluidos en el fondo del pozo y las pruebas de trazadores detectarían la llegada de volúmenes de CO₂ específicos al pozo de monitoreo.

Para monitorear el volumen de CO₂ en el subsuelo entre el pozo inyector y el de monitoreo se hicieron levantamientos de perfiles sísmicos verticales (VSP) y sísmica cruzada entre pozos. Estas técnicas sísmicas, serán ejecutadas en modo de repetición para validar los modelos, rastrear la migración de CO₂ y detectar la invasión de CO₂ entre pozos. Los datos VSP serán utilizados para mapear la extensión areal de la pluma de CO₂ y validar la interpretación de un levantamiento sísmico 3D (Figura 4.23).

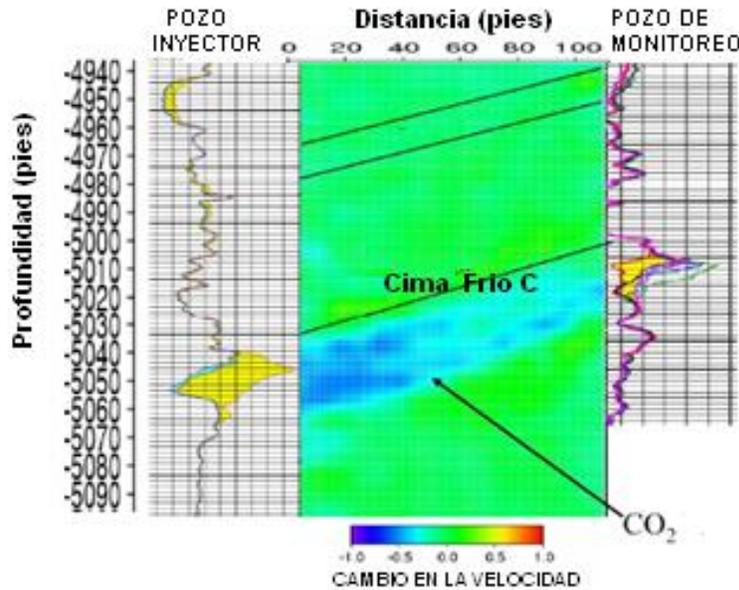


Figura 4.23 Sísmica cruzada⁵⁰.

Monitoreo en la superficie

El monitoreo en la superficie se usó para detectar señales de fuga del CO₂, pero no fue efectivo por las perturbaciones naturales e inducidas del lugar. Algunos ejemplos de la variabilidad natural de la zona incluyeron las altas mesetas de agua, que produjeron una mínima o nula presencia de gas en el suelo, así como un flujo natural de CO₂ debido al bosque pantanoso. El clima y la humedad de la región no tienen un periodo de actividad biológica estable para detectar signos de liberación natural del CO₂. Otros ejemplos de perturbación incluyen la liberación de los trazadores a la atmósfera durante el muestreo y el venteo de CO₂ durante el ciclo de purga del tubo U de muestreo, lo cual ocasionaba una rápida detección de los trazadores de la pluma de CO₂ en el suelo cerca del pozo inyector.

Monitoreo geoquímico de la pluma de CO₂

Las herramientas geoquímicas resultaron exitosa en el monitoreo de la evolución de la pluma de CO₂. Durante la evolución de la pluma de CO₂ el tubo U de muestreo fue muy importante para conseguir muestras de los fluidos con una alta frecuencia sin que se alterara la muestra. El muestreo obtuvo fluidos originales de la formación a los siguientes días después del inicio de la inyección.

ASPECTOS RELEVANTES SOBRE EL PROYECTO

Los aspectos claves para el éxito de este proyecto fueron la comprensión de la hidrogeología del lugar para el diseño del proyecto, la simulación numérica del flujo para guiarse en la selección del lugar de inyección, el diseño de pozos y la selección de herramientas. Las técnicas geoquímicas para la detección de la irrupción de CO₂ en el pozo de observación. La medición de la saturación de CO₂ en el campo usando el registro neutrón, sísmica cruzada de pozos y perfiles de sísmica vertical VSP para medir la evolución de la pluma de CO₂.

Un innovador mecanismo de muestreo como el tubo U, proporcionó una mínima alteración de las muestras de los fluidos en el pozo durante la inyección.

La complejidad y rapidez en los cambios ambientales superficiales y la interferencia entre los elementos de prueba, crearon nuevos retos para las condiciones del monitoreo de fugas de CO₂ en los acuíferos someros y en la superficie.

4.4.- PROYECTO SLEIPNER

El proyecto Sleipner es el primer proyecto realizado a nivel internacional de secuestro de CO₂, que demuestra la viabilidad de este tipo de operaciones; además, en la actualidad es uno de los más importantes en el mundo y el primer proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ costa afuera.

Inició en 1996 y es operado por la compañía Statoil de aceite y gas de Noruega, como un proyecto comercial que involucra diferentes actores, incluyendo compañías de energía, institutos científicos y autoridades ambientales de Noruega, Dinamarca, Holanda, Francia, Reino Unido y la Unión Europea.

LOCALIZACION

El campo Sleipner se encuentra en el Mar del Norte, aproximadamente a 250 km al Este de Stravanger en Noruega (Figura 4.24). El campo produce gas natural y condensado de las areniscas Heimdal, las cuales se encuentran aproximadamente a 2,500 m debajo del nivel del mar. Las principales reservas en esta área son de gas y condensado de los campos Sleipner Este y Sleipner Oeste.



Figura 4.24 Localización del campo Sleipner^{VI}.

CAMPO SLEIPNER

El campo Sleipner Este se desarrolló con una plataforma integral de perforación y procesamiento de gas (Sleipner A). Esta plataforma aloja 5 pozos de producción y al único pozo de inyección de CO₂, en Sleipner. El pozo inyector tiene una geometría horizontal con una profundidad total de 3,752 m y una profundidad vertical de 1,163 m, todas referidas a la mesa rotaria (figura 4.25).

El campo vecino Sleipner Oeste produce gas y condensado. El yacimiento es bastante complicado, debido a las variaciones en los regímenes de presión y en las propiedades de sus fluidos en los diferentes bloques de fallas. El campo es explotado por agotamiento natural de presión, utilizando la plataforma Sleipner B con 18 pozos de producción. Las licencias para el campo de Sleipner Oeste pertenecen a Statoil, el cual es el operador con un 49.5%, Esso Norge 32.2%, Norsk Hydro con 8.85% y Total con 9.41%.

CONSIDERACIONES PARA LA REALIZACION DEL PROYECTO

Para fomentar en las compañías la reducción de las emisiones de carbono, el Gobierno de Noruega impuso un impuesto equivalente a \$50 dólares por tonelada liberada a la atmósfera, por lo que para evitar el pago de este impuesto y probar una tecnología alternativa, todo el CO₂ extraído de la producción de gas en Sleipner Oeste ha sido bombeado de regreso al subsuelo.

El proyecto se puso en marcha considerando el almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino, evaluando que era más fácil y económico separar el CO₂ del gas natural y reinyectarlo en el subsuelo, en lugar de pagar los impuestos por emisiones de CO₂.

El gas natural producido en Sleipner usualmente contiene altos niveles de dióxido de carbono de casi 9%, pero para cumplir con las especificaciones comerciales, el gas natural de este campo necesitó reducir su concentración de CO₂ del 9% a 2.5%.

Aunque en la mayoría de los campos de gas de todo el mundo es una práctica común que el CO₂ capturado del gas natural sea venteadado a la atmósfera, en Sleipner, cerca de 2,800 toneladas de dióxido de carbono son separadas diariamente de la producción de Sleipner Oeste, para ser inyectado en la formación Utsira, una capa de arenas saturada de salmuera, la cual se encuentra a casi 1,000 m debajo del lecho marino. En promedio se inyectan anualmente casi un millón de toneladas de CO₂ (Figura 4.25).

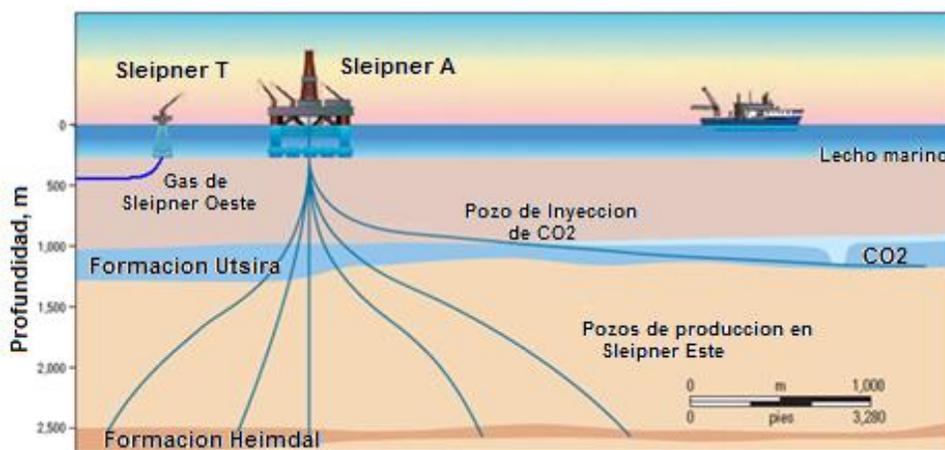


Figura 4.25 En el campo Sleipner, Statoil separa el gas producido desde la formación Heimdal e inyecta 1 millón de toneladas de CO₂ por año en la formación Utsira⁵.

ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

Durante 1990 y 1991 se investigaron varias alternativas para el manejo del CO₂ para el proyecto. Una alternativa era inyectar el CO₂ a un yacimiento de aceite del campo con el propósito de incrementar la recuperación. Sin embargo la evaluación de los posibles candidatos para la inyección identificó que los requerimientos de producción de CO₂ en el campo Sleipner y el posible ritmo de inyección para un campo de aceite serían imposibles de mantener. La inyección de CO₂ dentro del campo de aceite no fue considerada como una solución completa para el problema del CO₂ en Sleipner. Todas las alternativas restantes se basaron en la inyección en el subsuelo de la plataforma "Sleipner A", vecina a la plataforma de tratamiento "Sleipner T" y que tenía la capacidad de alojar a los pozos inyectoros. Esta plataforma se impuso como la mejor oportunidad para la inyección de CO₂.

Otra de las alternativas fue la inyección del CO₂ dentro del principal yacimiento de gas y condensado en Sleipner Este, en la formación Heimdal, para mejorar la recuperación del condensado, planeando reciclar el gas en el yacimiento e incrementar la recuperación de condensados ya que el CO₂ podría posiblemente reemplazar a muchos de los gases hidrocarburos.

Una alternativa más, era inyectar el CO₂ dentro del acuífero de la formación Heimdal primordialmente para su almacenamiento. Ambas alternativas de inyección en la formación Heimdal tenían el riesgo de contaminar la producción de gas y condensado del yacimiento, porque una irrupción de CO₂ en la producción de los pozos haría necesaria también la remoción del CO₂ para el gas del campo Sleipner Este. Entonces, con la inyección dentro de la cima del yacimiento o el acuífero, sólo se transferiría el problema del CO₂ a Sleipner Este, por lo que ninguna de estas soluciones se consideró adecuada.

La mejor opción encontrada fue la inyección de CO₂ dentro de un acuífero separado, subyacente a la plataforma "Sleipner A", donde dos posibles formaciones fueron identificadas.

Éstas son la Formación Utsira, ubicada aproximadamente a 800 m de profundidad y la Formación Skagerrak, a una profundidad de 2,500 m. La primera fue elegida debido a su profundidad somera y el poco número de pozos necesarios para la inyección, además que garantizaba la capacidad en el volumen de almacenamiento por contar con una arena de excelente calidad y con una alta inyectabilidad. Las desventajas de la Formación Utsira encontradas fueron que la roca generalmente no está consolidada y se manejarían condiciones subcríticas para el CO₂. Aunque ninguna de estas problemáticas fueron consideradas de mayor importancia.

Por otra parte la Formación Skagerrak está yuxtapuesta al yacimiento de gas y condensado en la formación Hugin en Sleipner Este, por lo que la posibilidad de comunicación entre las dos formaciones incurría en un riesgo de contaminación del gas.

FORMACION UTSIRA.

La Formación Utsira es una formación de areniscas del periodo terciario ubicada en el área de Vikin Graben, la cual contiene aceite y gas no comercial y la mayoría de la roca está saturada con agua salada. Se extiende a más de 400 km. de norte a sur y entre 50 y 100 km de Este a Oeste, con un área cercana a los 26,100 km². Tiene una buena calidad de yacimiento con respecto a la porosidad, permeabilidad, capacidad de sello y de almacenamiento. Se estima que a profundidades menores a los 800 m, la formación tiene un volumen de poros que podría almacenar aproximadamente 400 años de emisiones de CO₂ provenientes de plantas de generación de electricidad de combustibles fósiles en la Unión Europea. Las propiedades más importantes de la formación se muestran en la tabla 4.2.

La formación se compone de arenas de grano fino, homogéneas con alta permeabilidad y con fragmentos de microfósiles. Las areniscas Utsira se expanden sobre una delgada arcilla llamada Hordaland. Esta arcilla es impermeable y está distribuida ampliamente, actuando como una barrera que evita que el CO₂ se fugue y vuelva a la atmósfera.

<i>Propiedades de Utsira</i>	
Presión (Lb/pulg ²)	1160-1595
Temperatura °C	37
Permeabilidad [D]	1- 8
Porosidad (%)	35-40

Tabla 4.2 Propiedades de Utsira⁵².

La Formación Utsira en el campo Sleipner contiene un acuífero salino regional situado a una profundidad que oscila entre 800 y 1,000 m [2,625 y 3,280 pies] debajo del lecho marino. La litología de la formación se compone por cuarzo sin cementar y arenisca feldespática con porosidades que oscilan entre el 27% y el 40% y permeabilidades en el orden de 1 a 8 darcies además contiene capas delgadas de lutita que actúan como barreras de permeabilidad. Su espesor varía entre 200 y 300 m y su volumen de almacenamiento total disponible está estimado en 660 millones de m³, que podría almacenar 600,000 millones de toneladas de CO₂.

Los registros de pozos indican que la zona de Utsira está bien definida en sus contactos superiores. La roca sello superior, tiene cientos de metros de espesor y comienza con una capa de lutita sobre la que descansan secuencias progradantes de lutitas en la porción central de la cuenca, cambiando a facies más arenosas en dirección a los márgenes de la cuenca. La cima de la secuencia de la roca sello corresponde en su mayor parte a arcillas glaciomarinas y aluviones glaciares. El examen exhaustivo de los datos sísmicos, de registros y de núcleos, indica que esta secuencia de roca forma un sello efectivo sobre la Formación Utsira (Figura 4.26). Adicionalmente las potenciales barreras estratigráficas y estructurales de la Formación Utsira podrían afectar dramáticamente la migración de CO₂.

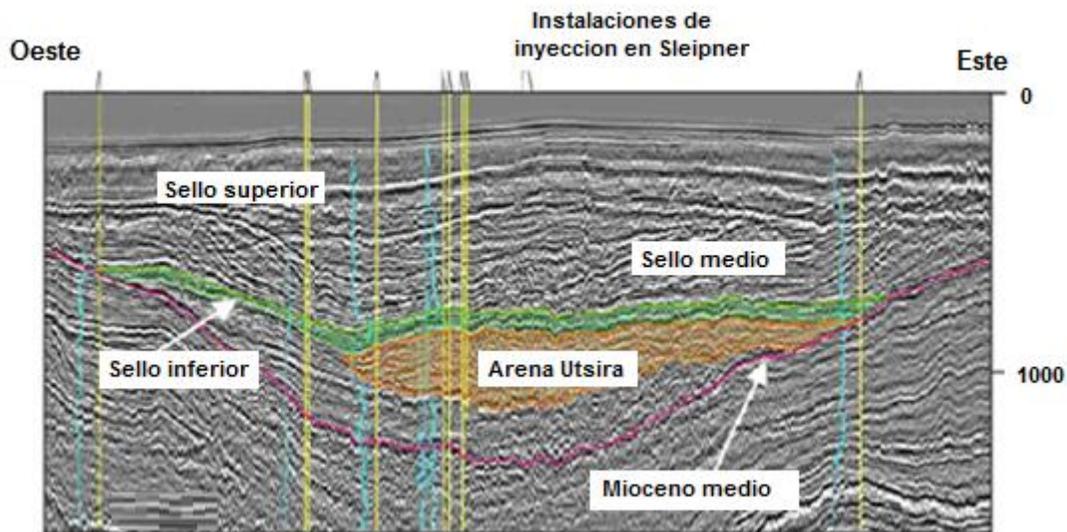


Figura 4.26 Sísmica de la formación Utsira⁵³.

SIMULACION DEL YACIMIENTO.

Cuando la Formación Utsira se seleccionó como objetivo para la inyección y almacenamiento del CO₂ se hizo un estudio de simulación basado en la estructura del contorno del mapa de la formación. El objetivo del estudio fue investigar como se distribuiría el CO₂ en la formación. También la posibilidad de acumulación del CO₂ debajo de la plataforma Sleipner A, donde los pozos de producción e inyección del campo Sleipner Este, penetraron la formación Utsira. El programa de simulación Eclipse fue usado para construir un modelo de simulación de 3 dimensiones, con un simulador de aceite negro de 3 fases considerando la interacción de gas-aceite para simular la interacción entre el CO₂ y el agua, el gas en el modelo fue especificado con propiedades del CO₂ y el aceite fue especificado como agua.

Esto fue necesario para describir la solubilidad del CO₂ en agua, la cual en la simulación aumentó con el incremento de la presión. Se construyó un modelo de siete capas con una malla de 28 x 27 bloques con un tamaño de bloques de 250 por 250 m en el área donde se esperaba la distribución del CO₂. El volumen total de poros del modelo fue aproximadamente 660 veces el volumen total de la inyección de CO₂. El volumen de inyección fue 1.7 millones de m³ (2,800 toneladas) de CO₂ por día, durante 20 años.

La simulación principalmente se concentró en el área de la distribución vertical del CO₂ durante los 20 años planeados para la inyección. Fue estudiada la localización del intervalo de perforación en la formación y el efecto de las condiciones supercríticas para el CO₂, encontrándose los siguientes resultados del estudio.

- El CO₂ debía ser inyectado en el fondo de la formación para minimizar la distribución areal y maximizar la cantidad disuelta en el agua.
- La máxima extensión del CO₂ después de 20 años de inyección fue de 3 km.
- No existían mayores diferencias en la distribución areal entre el CO₂ libre y el disuelto.
- Las condiciones supercríticas provocaban una gran distribución del CO₂ libre.
- Más del 18% del CO₂ inyectado se disolvió en el agua de formación.
- Se esperaba un incremento de la presión del yacimiento de 30 bares (435 lb/pulg²) en las cercanías al punto de inyección⁵².

BASES DEL DISEÑO

En el año de 1996 fue la primera ocasión en que el CO₂ iba a ser almacenado en el subsuelo. A esa fecha todos los proyectos de inyección reportados fueron motivados por el incremento en la recuperación de aceite. También era la primera vez que el CO₂ sería inyectado en el subsuelo en una locación costa afuera, por lo que se hizo un análisis detallado de las bases de diseño que consideró los siguientes aspectos:

1. Los requerimientos para el sistema de inyección debían estar disponibles para la cantidad de CO₂ procesado de hasta 17 millones de m³ de CO₂ por día, y a su vez considerar las variaciones en esta cantidad por cambios en el ritmo de producción así como las diferencias en el contenido de CO₂ en varios segmentos del yacimiento de hidrocarburos Sleipner Oeste. Se planteó un tiempo de servicio de 25 años y el sistema debió ser diseñado para permitir incrementos de presión y una gran resistencia como resultado de las cargas de la formación.
2. En una locación costa afuera, las restricciones de espacio y peso resultan importantes limitaciones en términos de extensión de los procesos. El CO₂ recibido del proceso estaría supersaturado de agua con un pH de 3.0 y con un contenido de hasta 150 ppm de H₂S y oxígeno no disuelto. El material de selección para el almacenamiento de CO₂ y equipo de pozo, tenía que ser adecuado para las condiciones de operación en términos de corrosión y resistencia del pozo a los esfuerzos e influencia de sustancias sulfhídricas, ya que el CO₂ podría estar contaminado hasta con el 5% de gases no condensados.

3. Los requerimientos de seguridad y construcción son estrictos en las locaciones costa afuera. En Slepiner a condiciones naturales de baja temperatura, las fugas de CO₂ pueden formar hielo seco, lo que puede dañar severamente a las partes estructurales de la instalación, que usualmente no son diseñadas para permanecer dúctiles a bajas temperaturas.
4. Desde la perforación de los pozos en donde la plataforma es anclada y hasta después del periodo inicial de la producción del campo, el sistema de pozos se planea para no necesitar mayor trabajo o reparaciones, en respuesta a esto, se eligió proveer al equipo con la capacidad y flexibilidad necesarias para solucionar los problemas potenciales como pérdida de inyectabilidad y de tal modo evitar una reperforación u otras actividades relativas a reparaciones.
5. Con el objetivo de reducir el daño a los pozos de producción cercanos a la penetración de la Formación Utsira, el punto de inyección en la formación necesitaba ser lo suficientemente lejano. Los estudios indicaron que este punto debía estar a 3 km de distancia de otros pozos.
6. La Formación Utsira está situada a 800 m debajo del lecho marino. Las propiedades del yacimiento tienen una alta inyectabilidad con una permeabilidad en el rango de darcys. Esto podría causar que el CO₂ entrara en la región de dos fases durante el equilibrio estático y posiblemente se presentaría un bajo ritmo de inyección. Las impurezas del agua y el metano en el CO₂, podrían causar la formación de hidratos, en el caso de que el fluido necesitara ser estrangulado.

CONSIDERACIONES DE LA INYECCIÓN

El principal problema que se podía presentar en la inyección era relativo a la formación de hidratos y el complicado proceso de control. Sólo una solución pudo ser observada para resolverlo: un sistema el cual operara naturalmente a presiones y temperaturas fuera de la región de formación de hidratos.

El CO₂ tenía que ser comprimido a 1,160 lb/pulg² y enfriado cerca de los 40 °C en la cabeza del pozo donde podría mantenerse en un estado supercrítico. En esta región la densidad del CO₂ dependería fuertemente de la temperatura, por lo que estas propiedades podían ser usadas para crear una columna hidrostática en el pozo para la inyección, buscando que la presión en la cabeza del pozo se mantuviera todo el tiempo por encima del punto crítico. La temperatura debía ser controlada para obtener la correcta densidad de inyección que permitiera una presión constante en la cabeza de pozo independientemente del ritmo de inyección, lo que planteaba que el enfriador necesitaba ser controlado por la presión de inyección en la cabeza.

Para cada etapa de compresión, el agua tenía que ser separada a 30 °C, debido a que la habilidad del CO₂ en estado gaseoso, para disolverse en el agua es menor en una tercera etapa de compresión a 464 lb/pulg², que a una presión de la cabeza del pozo de 1,160 lb/pulg². Esto aseguraba un margen de libertad con respecto a la formación de hidratos y también permitiría la estrangulación del CO₂ que era necesaria en el inicio (Figura 4.27).

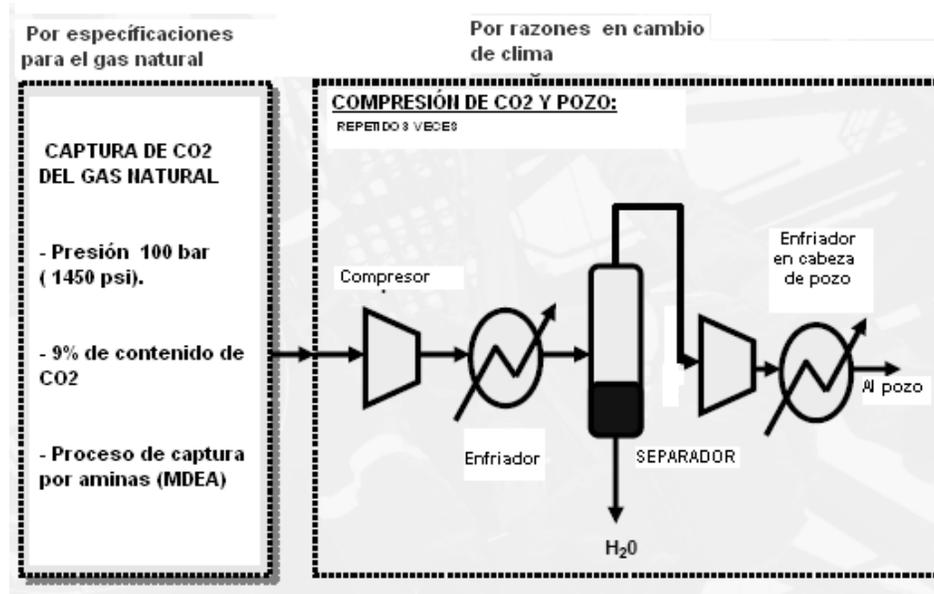


Figura 4.27 Captura y compresión del CO₂⁵⁴.

A prolongados periodos de cierre del pozo, la temperatura en la parte más alta del pozo podía caer a 5 °C y la presión a los 580 lb/pulg², condiciones a las que el CO₂ se encontraría dentro de la región de formación de hidratos, por lo que sería requerido el uso de inhibidores de hidratos en caso de que esto se presentara.

El sistema de inyección tenía que ser flexible ya que una caída en el ritmo de inyección podía provocar una caída de presión en la cabeza del pozo, seguida por una disminución de la densidad del CO₂ en el pozo, generando una columna hidrostática ligera con una alta presión en la cabeza de pozo y viceversa, por lo que se debía asegurar que la presión del pozo permaneciera constante a cualquier ritmo de inyección requerido, además la capacidad del enfriador debería ser ajustada de acuerdo a las fluctuaciones de presión en la cabeza del pozo.

En una operación normal, la velocidad del compresor sería controlada por la presión de succión. Todo el CO₂ separado en la planta de proceso de amina sería tomado por el sistema de inyección y la presión de salida del compresor estaría controlada por el enfriador. A un ritmo bajo de inyección de CO₂, el control del compresor se activaría y regularía la presión de salida, aunque podría presentarse un conflicto con el control del enfriador, el cual se basa en la presión de la cabeza del pozo.

Con una presión nominal de 1,160 lb/pulg² en la salida del último compresor y con los 1,160 lb/pulg² en la cabeza del pozo, el sistema estaría disponible para un incremento en la presión del fondo del pozo hasta los 2,465 lb/pulg². Valor que estaría fuera de la pérdida de la inyectividad.

EQUIPO DE OPERACION

El equipo de operación de Sleipner Oeste comprende dos instalaciones, la plataforma Sleipner B (SLB) y la plataforma de tratamiento Sleipner T (SLT) vecina a la plataforma Sleipner A (SLA) de Sleipner Este.

La plataforma llamada Sleipner T, fue construida para soportar una planta de tratamiento de 8,000 toneladas con una altura de 35 m, la cual separa el CO₂ del gas natural. La planta Sleipner T, produce cerca de 1 millón de toneladas de CO₂ por año.

La plataforma de tratamiento está físicamente comunicada con la plataforma Sleipner A mediante un puente (Figura 4.28). Otro importante componente es la línea de transporte de 12.5km que va desde la plataforma Sleipner "B" Oeste a la planta de tratamiento.



Figura 4.28 Plataforma de tratamiento de gas y plataforma Sleipner A⁵⁵.

Para remover el CO₂ de la corriente de gas se usa la tecnología de captura con aminas a alta presión (Figura 4.27). El gas natural fluye del fondo de dos torres de absorción y sale de la parte superior. La solución de amina (MDEA y agua) reacciona con el gas natural y cuando la solución de amina en el fondo de las torres ha absorbido la mayor cantidad de CO₂, el siguiente paso es remover el CO₂ capturado de la solución principalmente por separación flash. Para la separación del CO₂ de la solución de aminas, ésta es enviada hacia el equipo instalado en uno de los módulos de la plataforma de tratamiento, donde se comprime para pasar a través de cambiadores de calor, separadores presurizados, tanques de almacenamiento, turbinas y filtros, para que finalmente las aminas sean recirculadas a las dos torres de absorción.

También existe otro módulo en la plataforma de tratamiento (Sleipner T) que es usado para el tratamiento del gas, donde una vez que el CO₂ ha sido removido, el gas es enviado a la plataforma Sleipner "A", para que sea exportado a Europa y el CO₂ separado sea inyectado en el acuífero de la Formación Utsira.

La concentración de CO₂ del gas inyectado en el acuífero se encuentra entre el 97.5% y 98%. El CO₂ se inyecta a una presión de fondo de pozo supercrítica de aproximadamente 1,523 lb/pulg², que es inferior a la presión de fracturamiento de la Formación Utsira^{VII y VIII}.

MONITOREO Y SEGURIDAD DEL ALMACENAMIENTO

El estudio en el área de Sleipner demostró la seguridad geológica del secuestro de CO₂ en acuíferos salinos profundos. La información geológica disponible muestra la ausencia de importantes eventos tectónicos (fallas) después del depósito de la formación Utsira. Esto indica que el ambiente geológico es tectónicamente estable para el almacenamiento. Los estudios de microsísmica sugieren que la inyección de CO₂ en las arenas de la formación Utsira no puede dispararse o causar cualquier movimiento de la tierra. También durante todos los años de experiencia de este proyecto no se han encontrado fugas de CO₂.

El sitio fue bien caracterizado y el proceso de inyección fue monitoreado usando mediciones a diferentes intervalos de tiempo con métodos sísmicos (4D) y de gravedad, para dar un panorama de la geometría de distribución del CO₂ inyectado y verificar su almacenamiento seguro.

DISTRIBUCIÓN DE CO₂ HASTA JUNIO DE 2006

- 8.4 millones de toneladas inyectadas durante 10 años.
- Área de la pluma: 2.8 km²
- Longitud del eje de la pluma: 3,760 m
- Máxima distancia del punto de inyección: 2,560 m
- Velocidad máxima del frente desde 2004: 250 m/año⁵⁵.

Como tecnología clave del monitoreo, los datos sísmicos también han demostrado el comportamiento migratorio del CO₂ en el acuífero, observándose que las capas delgadas de lutitas presentes en el intervalo de almacenamiento de la Formación Utsira afectan dramáticamente la distribución del CO₂ (Figura 4.29).

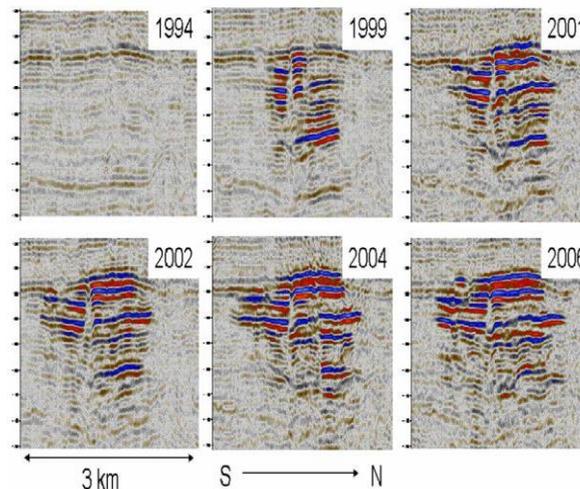


Figura 4.29 Estudio de la distribución del CO₂ durante el tiempo⁵⁵.

Debido a su flotabilidad, el CO₂ es forzado a migrar lateralmente a través de varios cientos de metros, por debajo de las capas de lutita.

Los modelos de simulación construidos muestran que a lo largo de grandes períodos de tiempo, al enriquecerse la salmuera con CO₂, la mezcla se vuelve más densa que el agua que se encuentra debajo, formando corrientes y mejorando la disolución. Otro mecanismo de almacenamiento de CO₂ a largo plazo asociado con el subsuelo, es el entrapamiento de minerales, el cual puede producirse cuando el CO₂ reacciona con minerales ricos, en calcio, hierro y magnesio para formar precipitados de carbonatos. En el caso del Campo Sleipner, los estudios de recortes de perforación demostraron que el entrapamiento de mineral no constituye un factor de relevancia debido a la reactividad limitada entre el CO₂ y la formación Utsira. Por otra parte, estos estudios indicaron que las pequeñas reducciones de porosidad observadas en la roca sello podrían mejorar aún más la condición de confinamiento en una escala de tiempo muy larga.

ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO.

Cerca de un millón de toneladas de CO₂ (equivalente al 3% del total de emisiones anuales de CO₂ en Noruega) han sido secuestradas anualmente en Sleipner desde Octubre de 1996, estimándose que un total de 20 millones de toneladas puedan ser almacenadas durante el tiempo de vida del proyecto, el cual se espera que continúe hasta el año 2020. La cantidad acumulada de CO₂ inyectado hasta el año 2006 es de aproximadamente 8.4 millones de toneladas.

El proyecto Sleipner de Noruega tiene una gran importancia en las actividades de secuestro geológico de CO₂ a nivel mundial por ser el pionero en esta área, además de ser el primer proyecto de este tipo costa afuera y a gran escala almacenando casi 1 millón de toneladas de CO₂ al año en un acuífero salino.

Se identificaron los siguientes factores claves que deben ser manejados adecuadamente en este tipo de proyectos, adicionales a los asociadas con los proyecto de recuperación mejorada.

- La profundidad y bajas presiones de inyección.
- La importancia de la humedad o contenido de agua en el CO₂.
- La necesidad para un sistema que mantenga una cantidad de CO₂ disponible a cualquier tiempo.

A través del trabajo dedicado de los científicos y el soporte de la industria, el Campo Sleipner fue el primer proyecto de secuestro geológico de CO₂ a escala industrial y constituye la base para el éxito de los futuros proyectos.

CAPITULO V

PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE GAS

5.1.- PROYECTO INTEGRAL DE OXICOMBUSTION DE CO₂ PARA LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO EN LACQ, SUROESTE DE FRANCIA.

El proyecto integral de Oxidación en LACQ, en el Suroeste de Francia, fue presentado a finales del 2006, como un proyecto integral de secuestro geológico de CO₂, enfocado a cuestiones críticas para la dirección de un proyecto integral de inyección de CO₂ dentro de una formación geológica, como lo son: el nivel de pureza del CO₂, la evaluación de la inyección del CO₂, los modelos de migración y la evaluación de las metodologías implantadas para asegurar la integridad del pozo y del almacenamiento.

El proyecto necesitó de la conversión de una caldera de vapor a una unidad de oxidación, donde para la combustión se utilizan altas concentraciones de oxígeno en vez de aire común, con el fin de obtener una mayor concentración de CO₂ en la corriente de gases de combustión, haciendo más fácil la captura. La planta piloto puede llegar a producir hasta 150,000 toneladas de CO₂ en un periodo de 2 años, el cual puede ser comprimido y transportado por una tubería a un campo de gas agotado a 30 km de distancia, donde será inyectado en un yacimiento profundo de carbonatos (Figura 5.2). El inicio de la inyección está programada para finales del 2008.

Los principales objetivos de la planta piloto son:

- Demostrar la factibilidad técnica y disposición de un proyecto de captura a pequeña escala que involucre el transporte, inyección y almacenamiento de CO₂, para que en un futuro se implemente a gran escala dentro de la industria.
- El diseño y operación de una caldera de 30 MWth, adaptada para la captura de CO₂ con el objetivo de confirmar que puede haber una reducción del 50% de todas las emisiones directas e indirectas de CO₂, cuando las emisiones indirectas no son capturadas. Además, se podría reducir el costo de captura en un 50% comparado con las tecnologías clásicas de captura de post combustión.
- Para desarrollar y aplicar metodologías en la cuantificación del almacenamiento geológico, monitoreo y la verificación de éstas en un caso de operación real para preparar su futura implantación a gran escala.

Para el proyecto piloto en LACQ, se seleccionó el proceso de oxidación considerando la posibilidad de modificar las calderas existentes y la alta eficiencia de tales técnicas en todas las calderas de vapor de la industria. También, para elegir este proceso, en una caldera de combustión se midió la cantidad de emisiones de CO₂, las cuales no eran capturadas mediante el proceso de oxidación y se comparó con los resultados obtenidos de las unidades de captura de CO₂ de aminas clásicas (post-combustión) (Figura 5.1).

Los resultados fueron comparados en base al “CO₂ evitado” y aunque el CO₂ emitido por la caldera (emisiones directas) era capturado con ambas técnicas se debió tomar en cuenta el CO₂ emitido por todas las actividades asociadas a los procesos como la compresión, transporte e inyección (emisiones indirectas). La principal contribución de las emisiones indirectas para las técnicas de post combustión se presentó en la unidad de regeneración de aminas y para la oxicomustión en la unidad de potencia eléctrica requerida para la unidad de separación de oxígeno del aire por separación criogénica.

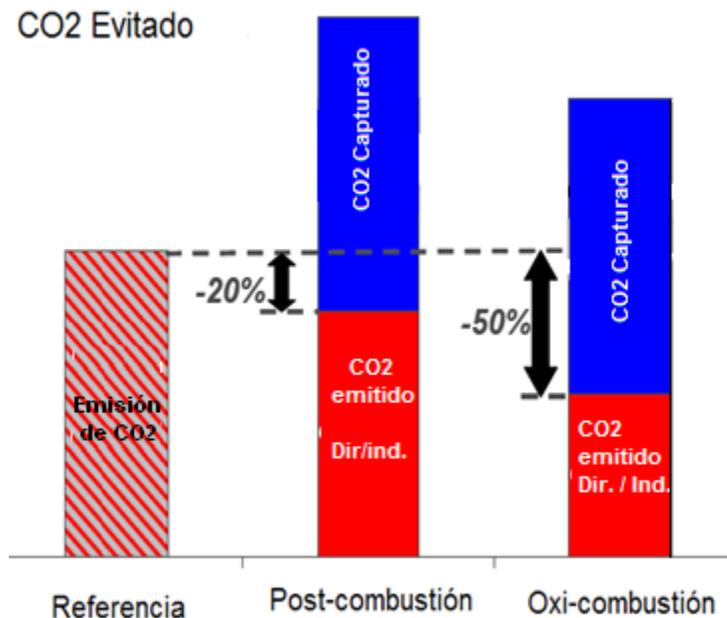


Figura 5.1 Comparación del CO₂ evitado mediante el proceso de oxi-combustión y de post-combustión⁵⁶.

Las emisiones indirectas asociadas al proceso de captura de CO₂ en la unidad de aminas y el tratamiento de gas incluyeron el regenerador para el proceso de post-combustión, también la deshidratación para el CO₂ y el proceso de remoción. La compresión del CO₂ incluyó la etapa final de compresión para enviar el CO₂ a condiciones supercríticas a temperatura ambiente. La pureza del oxígeno se asumió del 95%.

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN EL YACIMIENTO AGOTADO DE GAS Y ACEITE.

El proyecto piloto manejó un esquema integral de captura, transporte e inyección de CO₂ en la región de LACQ en el Suroeste de Francia (Figura 5.2).

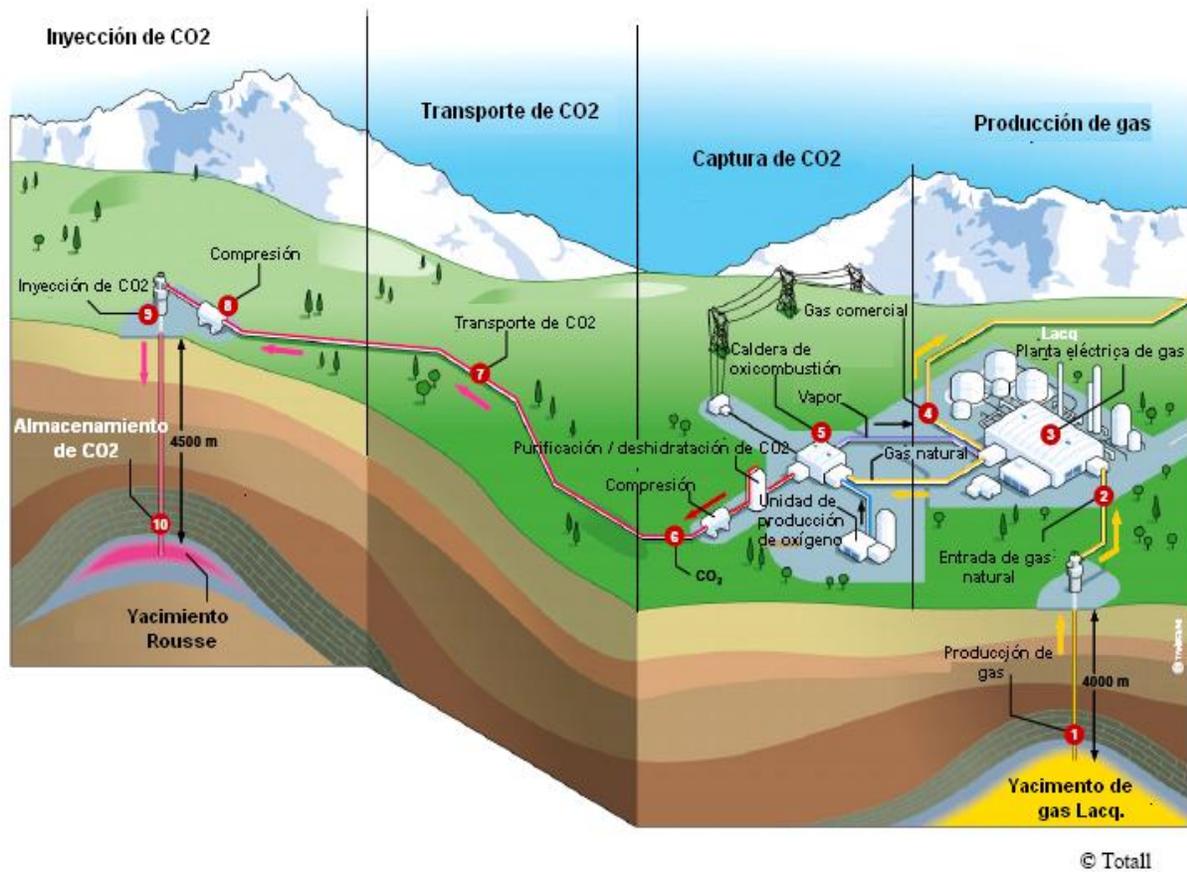


Figura 5.2 Diagrama general de captura y almacenamiento geológico de CO₂ en Lacq⁵⁶.

Dentro del complejo de tratamiento en LACQ, existen calderas en las instalaciones que pueden ser convertidas en oxicalderas, donde en una primera fase el oxígeno reemplazaría al aire para la combustión del gas y en una segunda fase al combustible líquido. La oxicaldera de 30 MWth produce 40 t/h de vapor a alta presión (870 lb/pulg² y 450 °C) y es usado como medio de calor en un generador de poder dentro del complejo.

Para el proyecto se construyó una nueva unidad de separación de aire por destilación criogénica para producir 240 toneladas/día de oxígeno con una pureza que varía desde el 95% a 99.5%, mientras que el nitrógeno reinyectado por la unidad de separación de aire es parcialmente usado para la deshidratación molecular de CO₂ y su regeneración.

La evaluación del estudio de las calderas existentes ha sido desarrollada con el objetivo de realizar modificaciones específicas para ser implementadas. Las pruebas incluyeron pruebas de fugas de la caldera y sus conductos, donde el CO₂ puede ser parcialmente reciclado a la entrada de la caldera para controlar el flujo de calor.

La composición del gas de combustión en la salida de la caldera contendría principalmente CO₂, agua, nitrógeno residual y argón dependiendo de la pureza del oxígeno. La tabla 5.1 muestra el resultado de los estudios de las composiciones del humo con respecto a la pureza del oxígeno para el proceso de oxicomustión.

Oxígeno (pureza)	95%	98%	99.5%
Composición molar			
CO ₂	32.72	33.46%	33.81%
CO	0.01%	0.01%	0.01%
H ₂ S	62.20%	63.60%	64.28%
SO ₂	0.0%	0.0%	0.0%
NO	0.02%	0.02%	0.02%
NO ₂	0.0%	0.0%	0.0%
O ₂	1.51%	1.46%	1.43%
Ar	2.17%	1.33%	0.34%
N ₂	1.36%	0.13%	0.11%
Total	100.00%	100.00%	

Tabla 5.1 Composición del gas de combustión del proceso de oxidación⁵⁶.

El humo liberado por la caldera aproximadamente a 220 °C, sería enfriado; mientras que el polvo y el agua se removerían. Se buscará alcanzar el punto de rocío del agua con el fin de evitar cualquier condensación en el sistema de transporte. El CO₂ será transportado en fase gaseosa mediante una tubería existente de 30 km de longitud (diámetro de 12" y 8") antes de ser recomprimido en la cabeza del pozo para su inyección en un yacimiento agotado de gas "Mano" a una presión máxima de 1,015 lb/pulg².

El pozo existente RSE1 de 4,795 m de profundidad, usado para producir gas húmedo desde 1972, será convertido en el pozo inyector de CO₂. El pozo fue seleccionado evaluando los registros de corrosión y cementación del lugar en el año 2006. El final de los trabajos para la conversión del pozo y la instalación del equipo de monitoreo está programada para mediados de 2008. El ritmo de inyección planeado cuando el proyecto se encuentre totalmente en funcionamiento es de 75,000 toneladas de CO₂ al año, durante 2 años.

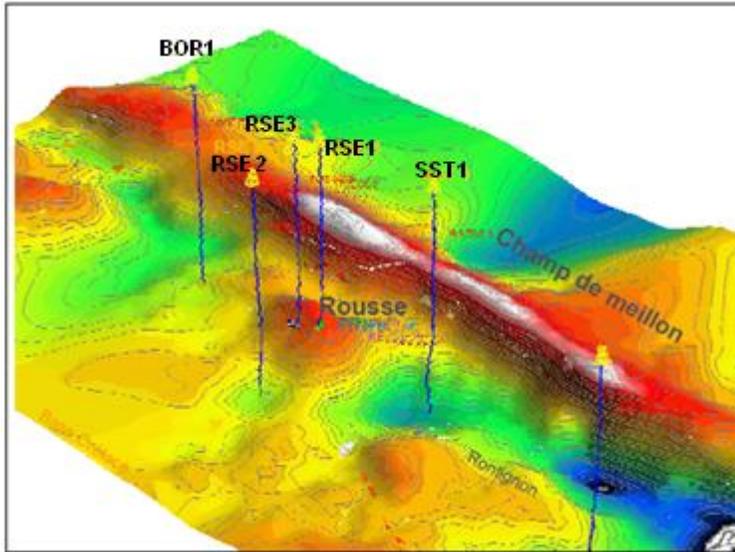
YACIMIENTO MANO

El objetivo total del proyecto es inyectar 150,000 toneladas de CO₂ en el yacimiento Mano, para su almacenamiento geológico y desarrollar técnicas de medición, metodologías de monitoreo y técnicas de verificación en operaciones reales para preparar e implantar el proyecto a gran escala. Aunque en un futuro existirán diferentes tipos de almacenamiento geológico, la metodología permanecerá siendo la misma.

Los yacimientos de gas o aceite agotados de la zona, especialmente Mano, presentan muchas ventajas, la más importante es que estos yacimientos generalmente están muy bien caracterizados y tienen sellos efectivos.

El yacimiento Mano del campo ROUSSE aún contiene hidrocarburos, y en muchos casos H₂S y CO₂ y sus sellos han evitado el escape de estos hidrocarburos por miles de años, por esta razón el riesgo de perder la integridad de la formación se puede considerar como mínimo.

El conocimiento geológico del yacimiento Mano fue adquirido antes de su desarrollo inicial y durante su explotación. Mano es un yacimiento profundo dolomítico. La presión al momento de su descubrimiento fue de 7,034 lbg/pulg² a una profundidad de 4,500 m. El campo actualmente está agotado y tiene una presión de pozo promedio de 435 lb/pulg² y una temperatura de 150°C. El gas producido en ROUSSE contiene hasta 4.6% de CO₂ y 0.8% de H₂S.



El campo ROUSSE ha sido explotado con dos pozos (RSE1 y RSE2), pero solo uno atraviesa el yacimiento Mano. Entonces, los estudios de integridad se limitan a un solo pozo. (Figura 5.3)

Esto es una ventaja para la verificación del riesgo, ya que no existe otro pozo abandonado que pueda ser un canal potencial de fuga.

Figura 5.3 Ubicación de los pozos de los campos de gas Rousse y Meillon⁵⁶.

Se realizó un registro de cementación en el pozo RSE1 cuando ya estaba abandonado, usando el software SEAL wellcon, el cual predijo y analizó el daño mecánico del cemento a lo largo de la perforación del pozo, tomando en cuenta los esfuerzos mecánicos y termales durante todas las fases de operación del pozo (perforación, terminación, producción y abandono).

Algunos posibles problemas que pueden comprometer la integridad del almacenamiento de CO₂ se resumen en la figura 5.4.

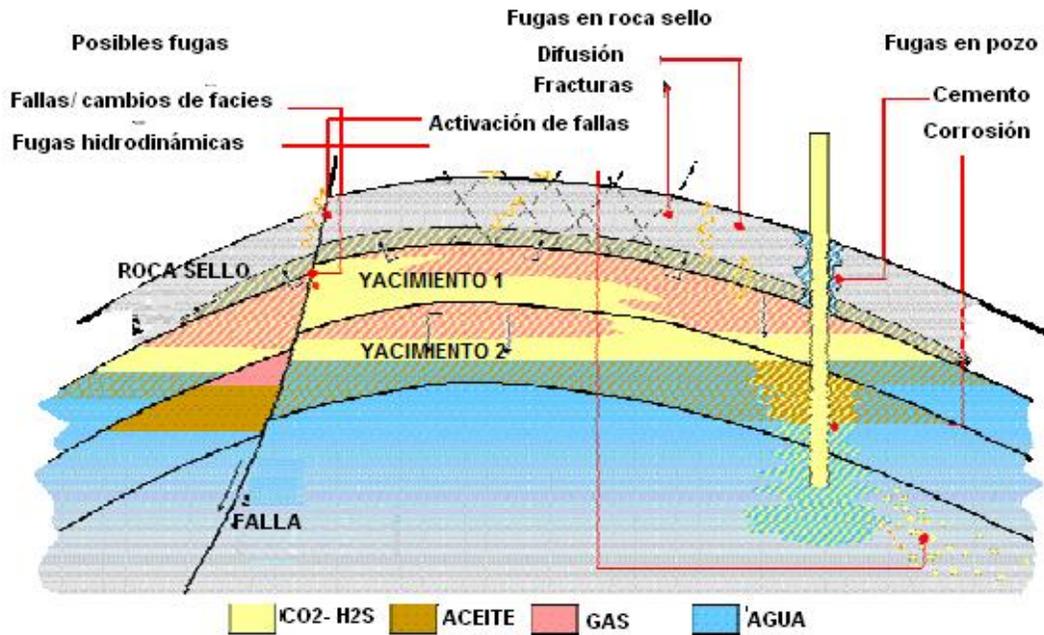


Figura 5.4 Problemas típicos en el almacenamiento geológico de CO₂⁵⁶.

El sello capilar de los gases ácidos y la fuga de gas ácido a través de las capas de roca, se pueden agrupar dentro de tres categorías: flujo convectivo en rocas fracturadas, capilaridad entre la capa de roca y flujo difusivo de los gases ácidos disueltos dentro de la fase acuosa.

Los experimentos demuestran que existen cambios significativos de la mojabilidad, cuando el CO₂ entra en contacto con la superficie de las rocas, el cual puede afectar la eficiencia del sello en esta superficie de la roca.

MONITOREO

La línea base de estudio y el programa de monitoreo representa la mayor parte de un proyecto de inyección de CO₂. Para identificar las emisiones naturales de CO₂ del suelo, ligados a las estaciones y condiciones climáticas, se planea realizar un muestreo terrestre de gas cada 3 meses en diferentes localizaciones superficiales antes de la inyección.

El trabajo de construcción del pozo de inyección, planea terminarse a mediados del 2008, con el compromiso de instalar un sistema de monitoreo dentro del pozo. Para la medición de la presión y temperatura a diferentes profundidades se usará fibra óptica en la tubería. Estos parámetros de monitoreo de las condiciones dentro del pozo, ayudarán a la calibración del ritmo de inyección y los modelos de caída de presión.

El posible efecto de la inyección del CO₂ en el yacimiento, podrá identificarse instalando un sistema de monitoreo microsísmico. Este sistema comprenderá 6 sensores microsismicos instalados en el pozo, en la cercanía de la cima del yacimiento.

CONCLUSIONES

Una característica importante en los proyectos de inyección de CO₂ es el poco entendimiento de los fenómenos geoquímicos y geomecánicos involucrados, pero su comprensión es necesaria para demostrar que las modificaciones en el yacimiento y en los alrededores inducidas o provocadas por la inyección de CO₂, combinado con la posible modificación química de los materiales, no afectará la estructura ni dañará la roca sello, creando nuevas estructuras o abriendo las fallas existentes en el sello.

El uso del proceso de oxiombustión podría reducir las emisiones de CO₂, en la medida que se integren tecnologías para minimizar el consumo energético de la planta de separación de oxígeno, haciendo esta tecnología más eficiente.

5.2.- PROYECTO K12B

En el año 2004 el proyecto de monitoreo de almacenamiento K12B (MONK), llamado en un principio Proyecto de Reinyección de CO₂ Costa afuera (ORC), fue el primero en inyectar el CO₂ en el mismo yacimiento de donde provenía, para investigar la factibilidad de la inyección y almacenamiento de CO₂ en un campo de gas natural en declinación costa afuera.

El proyecto fue patrocinado por el Ministerio de Asuntos Económicos de Holanda y tiene como participante a la compañía Gaz de France Production Netherlands BV.

El campo de gas K12B, se localiza en el sector Holandés del Mar del Norte, aproximadamente a 150 km del Noroeste de Amsterdam (Figura 5.5). Desde 1987 ha producido gas natural con una alta concentración de CO₂. Antes del proyecto, el CO₂ producido era venteado, pero después se optó por inyectarlo en el campo de gas a una profundidad de 3,800 m. Previo a la inyección se obtuvo una línea base de las condiciones del lugar mediante sísmica de alta resolución y evaluación de isótopos de las muestras de núcleos.



Figura 5.5 Localización del campo K12B⁵⁷



Figura 5.6 Plataforma K12-B^{ix}

En este proyecto fue muy útil para investigar algunos aspectos relacionados a la inyección de CO₂ como lo son, el potencial de recuperación mejorada de gas (EGR), la integridad del pozo y aspectos de seguridad ambiental. Se espera que estos resultados sean importantes para futuros proyectos de almacenamiento de CO₂ y para el establecimiento de regulaciones.

YACIMIENTO

El campo K12 B fue descubierto en 1981 por el pozo de exploración K12-6, el cual se utilizaría en un futuro para la inyección de CO₂. El yacimiento produce gas del miembro Slochteren Superior de la formación Rotliegend, a una profundidad de 3,800 m y una temperatura de 132°C. Las investigaciones preliminares indicaron que sería relativamente fácil reinyectar el CO₂ en el yacimiento y que la plataforma K12-B, ofrecía una gran oportunidad de operar a grandes profundidades (Figura 5.6).

El segundo pozo que sería adaptado para la inyección del CO₂ fue el K12-B8, perforado en 1997 en el bloque de falla ubicado más al Norte del campo.

Hasta el año 2005 sólo había cuatro pozos productores el K12-B1, K12-B2, K12-B5 y el K12-B7, aunque se proyectó que continuaran produciendo gas hasta mediados de 2006, tiempo en el cual se esperaba que el yacimiento estuviera completamente agotado.

MODELO GEOLÓGICO

El yacimiento Slochteren Superior es altamente heterogéneo, como resultado de procesos diagenéticos, sedimentarios y tectónicos. Las heterogeneidades incluyen complejas interacciones de facies de areniscas eólicas que componen casi el 11% del volumen de roca del yacimiento con una alta permeabilidad (300-500 mD) y un rango de 2 a 5 metros de espesor, que sirven de conductos para el CO₂.

Existen facies de areniscas fluviales de baja permeabilidad (5-30 mD), que componen el 75 % de la roca, así como intercalaciones de arcillas que comprenden el 16% del volumen de roca con un espesor de 0.1 a 1 m y que actúan como barreras de permeabilidad vertical.

El campo K12-B contiene varios bloques de falla inclinados que carecen o tienen una escasa comunicación de presión. En los bloques adyacentes, las fallas tectónicas influyen fuertemente en el movimiento de los fluidos y en ocasiones se presentan seccionamientos de bloques de fallas individuales. También existen pequeñas fallas inversas que forman barreras horizontales efectivas, aunque no es bien conocida su importancia en el campo (Figura 5.7).

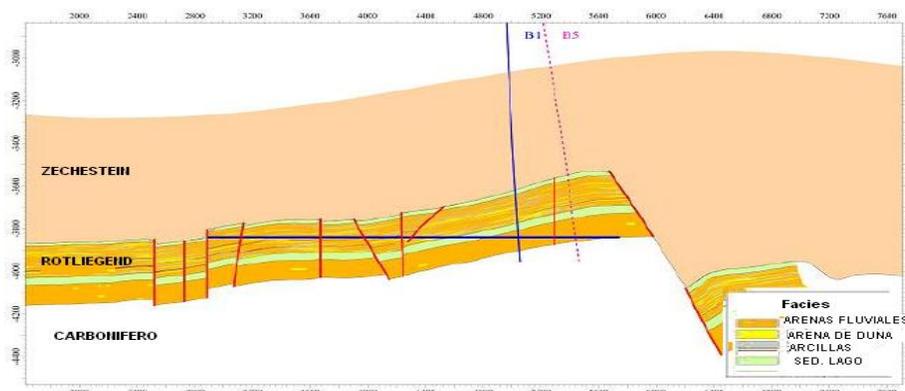


Figura 5.7 Sección cruzada del modelo geológico del campo K12B. 58

REINYECCION DEL CO₂

El gas producido por la plataforma K12-B tiene una alta concentración de CO₂, de aproximadamente del 13%. El CO₂ es separado del gas natural y reinyectado a 3,800 m en Slochteren Superior por encima del contacto original gas-agua. Este tipo de inyección hizo único al proyecto, por ser el primer sitio en el mundo donde el CO₂ se inyectaba en el mismo yacimiento de donde provenía. Para esto se hicieron 2 pruebas de inyección en diferentes secciones del campo. En la primera prueba de inyección hecha de Mayo a Diciembre de 2004, el objetivo fue probar el equipo de inyección para determinar que la operación era factible y segura, así como para examinar el comportamiento de fase del CO₂, la respuesta del yacimiento y optimizar la segunda prueba de inyección.

La primera prueba de inyección de CO₂ se realizó en el pozo K12B8 del cuarto bloque del yacimiento, el cual ya se encontraba agotado (Figura 5.8). La historia de inyección fue estable, con un ritmo de inyección promedio de 2,350 kg de CO₂ por hora, alcanzando una inyección acumulada de 9,000 toneladas de CO₂ que incluían trazadores de metano. Mostró una buena inyectividad pese a la baja permeabilidad promedio del yacimiento.

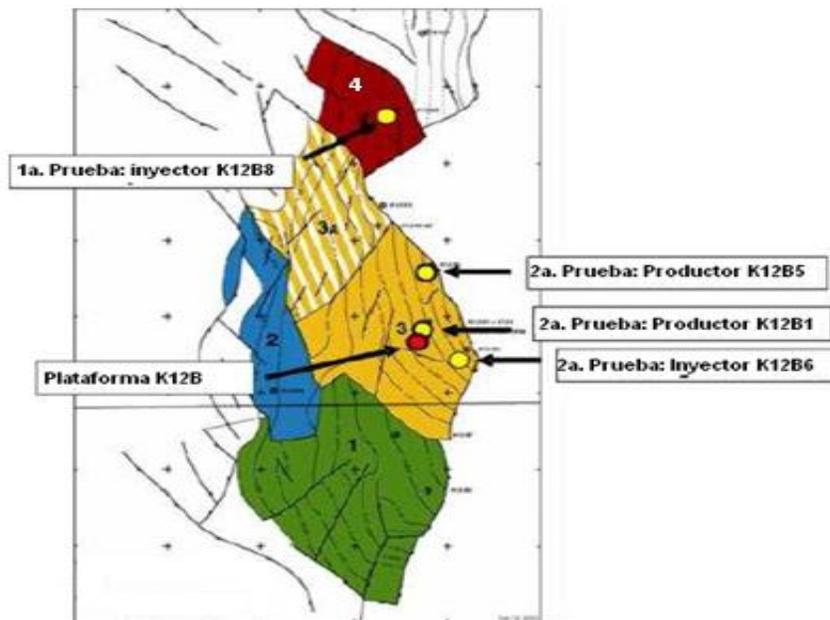


Figura 5.8 Esquema de localización de las pruebas en los bloques y pozos del campo.⁵⁹

La segunda prueba inició en Enero de 2005, cambiando el lugar de inyección al pozo K12-B6, localizado en el tercer bloque del campo, lugar en donde se ubicaban los pozos productores K12-B1 y K12-B5, que hasta 2006 continuaban produciendo gas (Figura 5.8). El pozo inyector K12-B6 había producido gas desde 1991 hasta Agosto de 1996, pero por constantes problemas de producción de agua, se buscó que el pozo produjera en el intervalo de Slochteren Inferior, pero la explotación en una formación más profunda ocasionó que se matara el pozo.

Durante el periodo entre el 25 de Febrero al 28 de Diciembre de 2005, el equipo de inyección operó a un gasto de 2,100 kg/hora casi 20,000 toneladas de CO₂ por año.

MONITOREO

En Marzo de 2005, se inyectó 1 Kg de dos tipos de trazadores durante la inyección regular de CO₂, permitiendo el monitoreo de cualquier irrupción del CO₂ en cualquiera de los pozos productores.

Durante el programa de inyección, se midieron muchos parámetros para monitorear la respuesta del yacimiento, entre ellos:

- Los ritmos diarios de inyección y producción.
- La composición del gas inyectado.
- La presión y temperatura en varias locaciones como: compresores, cabeza de pozo y en el yacimiento (Figura 5.9).

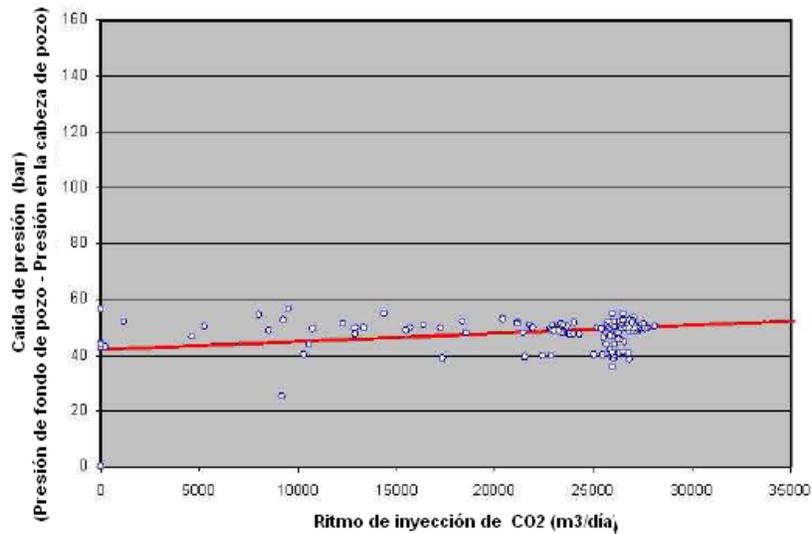


Figura 5.9 Comportamiento de la inyección en el pozo K12-B6⁵⁹

SIMULACIÓN

Se construyó un modelo de simulación desarrollado para el tercer bloque del campo, con el propósito de averiguar los posibles efectos de la Recuperación Mejorada de Gas producidos de la inyección de CO₂ en la segunda prueba (Figura 5.10). Se reunieron los datos de toda la historia operacional del campo, especialmente del pozo de inyección y de los dos pozos productores; ajustando los datos históricos de presión y producción con los de permeabilidad y saturación de los fluidos. Además de estos aspectos se consideró el contacto agua-gas y se manejó cuidadosamente la simulación de las fallas existentes en el campo.

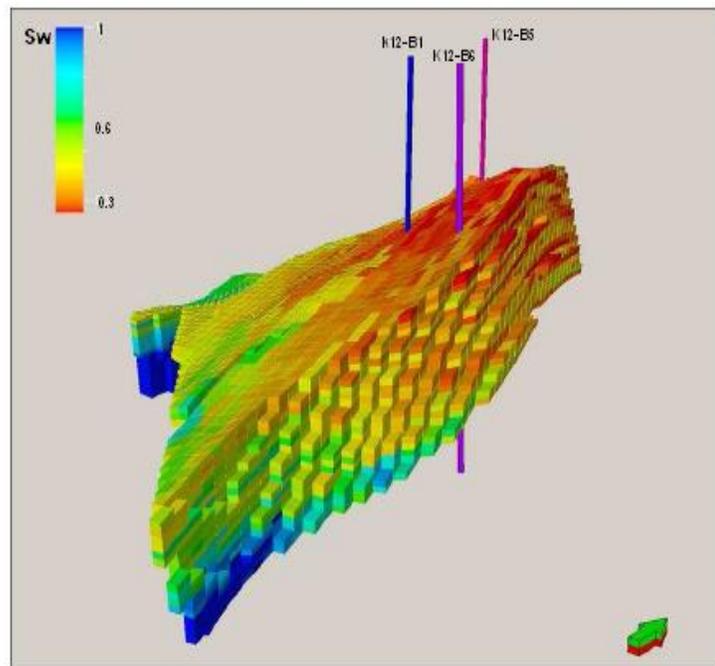


Figura 5.10 Modelo de simulación del tercer bloque del campo⁵⁹.

Los resultados obtenidos de la simulación indicaron que el CO₂ incrementaría la producción de gas de una manera lenta y gradual. Sin embargo, a finales de 2005 no existía una clara evidencia medible del mejoramiento de la producción en la sección de prueba del campo (Figura 5.11).

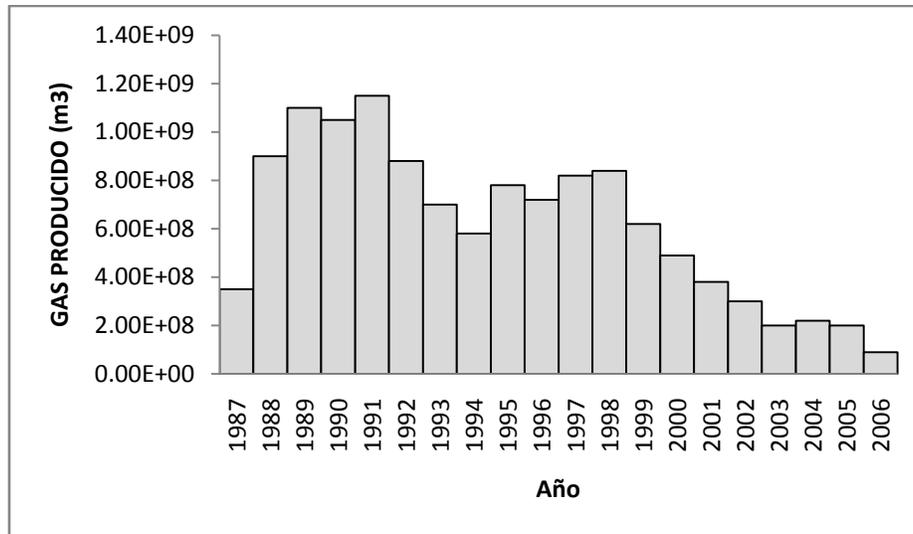


Figura 5.11 Producción de gas del campo K12B⁵⁷.

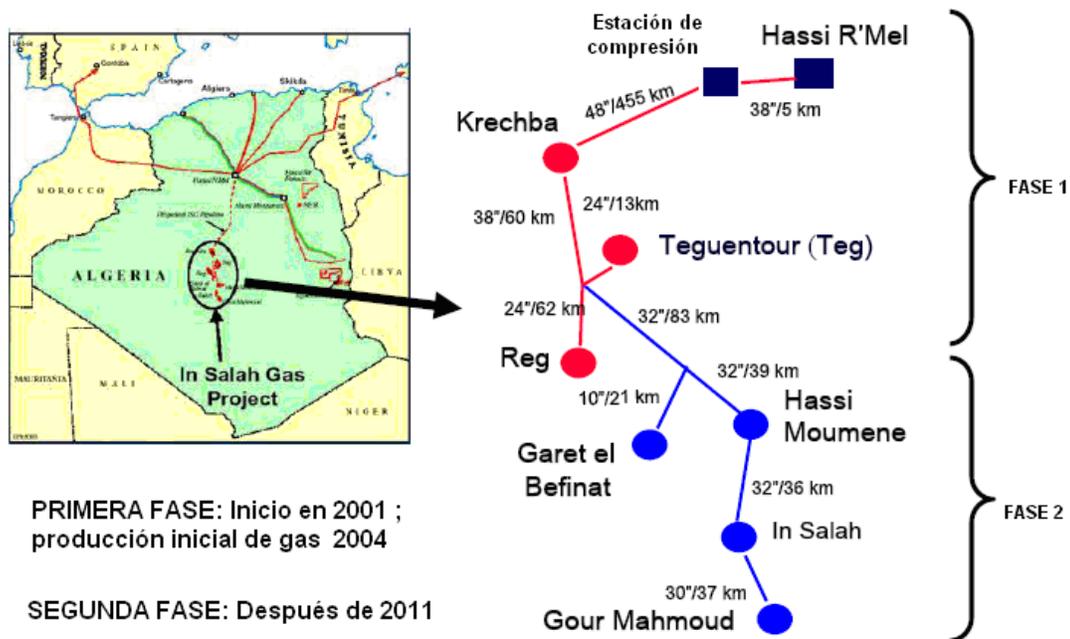
ASPECTOS RELEVANTES

Aunque no se logró aumentar la recuperación de gas en ese tiempo, se planteó continuar la inyección de CO₂ aumentando el ritmo de inyección a 475,000 toneladas de CO₂ al año, contribuyendo importantemente a la reducción de emisiones de CO₂, posicionando a este proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ como uno de los más importantes en el mundo.

5.3.- PROYECTO IN SALAH

El proyecto de gas In Salah es un esfuerzo conjunto entre las compañías British Petroleum (33%), Sonatrach (35%) y Statoil (32%), al mismo tiempo cuenta con la participación de la Unión Europea y el gobierno de los Estados Unidos. El proyecto abarca el desarrollo de siete campos de gas localizados en la cuenca Ahnet-Timimoun en el centro del desierto del Sahara, en Algeria (Figura 5.12). El desarrollo inicial se concentró en la explotación de las reservas de gas de 3 campos, Krechba, Reg y Teguentour, para cumplir con los contratos de venta de gas por 9 billones de metros cúbicos al año. Las operaciones de producción y reinyección de CO₂ comenzaron en Agosto de 2004 y pretenden estar en operación hasta el año 2027, situándolo como el primer proyecto de almacenamiento de gas en un yacimiento productor de gas que se encuentra activo.

Este proyecto difiere significativamente en su carácter geológico y de proceso de almacenamiento de los proyectos Sleipner y Weyburn, ofreciendo una oportunidad ideal para obtener información adicional de la estabilidad y seguridad del almacenamiento geológico de CO₂ en un acuífero salino asociado al yacimiento de gas, dentro de formaciones profundas con baja permeabilidad⁶¹.



- PRIMERA FASE: Inicio en 2001 ; producción inicial de gas 2004
- SEGUNDA FASE: Después de 2011

Figura 5.12 Localización de campos del Proyecto In Salah⁶⁰.

El gas de estos campos, contiene concentraciones de CO₂ en un rango entre el 1 y 10 % muy arriba del 0.3% especificado para las exportaciones de venta de gas, por lo que fue necesario el uso de instalaciones para remover el CO₂ y una inversión adicional para la compresión y reinyección de la corriente de CO₂ producida^{24,61}.

INFORMACION CLAVE DEL PROYECTO

- Es una prueba del almacenamiento de CO₂ a gran escala o industrial.
- Se almacenan 1 millón de toneladas de CO₂ por año.
- Durante el proyecto se planea inyectar cerca de 17 millones de toneladas de CO₂.
- Costo del proyecto: 100 millones de dólares.
- Costo de captura y almacenamiento de CO₂: 6 dólares por tonelada⁶⁰.

OBJETIVOS

- Demostrar que el almacenamiento geológico de CO₂ a escala industrial es una opción viable para la mitigación de gases de efecto invernadero.
- Garantizar que el almacenamiento seguro de CO₂, puede tener un costo y una efectividad verificable.
- Establecer los precedentes para la regulación y verificación de almacenamiento geológico de CO₂⁶⁰.

CRITERIOS DE SELECCION

Algunos criterios de selección para la elegir el sitio de almacenamiento fueron:

- La existencia de grandes sitios de almacenamiento cercanos a las instalaciones de procesamiento en In Salah.
- Se demostró la integridad de la capa de roca sello en el yacimiento.
- La disponibilidad de la capacidad de almacenamiento del sitio, necesaria para satisfacer los volúmenes de CO₂ estimados de 12 billones de metros cúbicos estándar.
- Las propiedades de almacenamiento del yacimiento que van de moderadas a buenas.
- Una presión de yacimiento menor a 6,000 lb/pulg²⁶⁰.

FASE 1 DEL PROYECTO

La primera fase del proyecto incluye el desarrollo de tres campos entre In Salah y Golea. El desarrollo completo involucrará eventualmente, siete campos de gas ubicados a 745 millas al sur de Algeria (Figura 5.12). En la primera fase se desarrollaron tres de los campos ubicados más al Norte, los cuales son los más cercanos a la infraestructura de exportación existente en Algeria, tomando como punto de referencia la estación central de gas en Hassi R'Mel (Figura 5.13). Los cuatro campos restantes ubicados más al Sur se desarrollarán a futuro para mantener los ritmos de producción de 9 billones de metros cúbicos durante los 15 años que se esperan sea el tiempo de vida del proyecto. Las reservas totales estimadas del proyecto son de 340 billones de metros cúbicos (230 billones de metros cúbicos recuperables), aunque podrían descubrirse más depósitos de gas⁶¹.

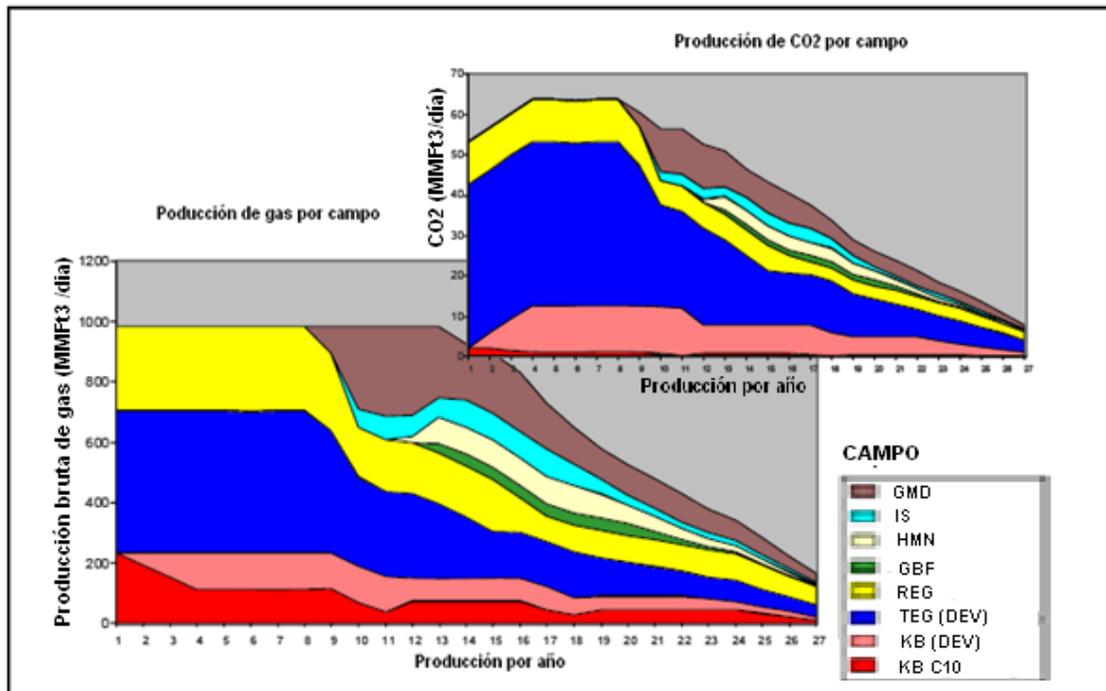


5.13 Planta de procesamiento de gas Krechba.⁶²

En el año 2004, la primera fase del proyecto abarcó la construcción de dos líneas de transporte que comunican a Algeria con Europa y en una de ellas fue necesaria la construcción de una estación de compresión de gas. Esta fase inicial incluyó el desarrollo de pozos y de las instalaciones superficiales donde estos se ubicaban, así como sistemas de reconexión de casi 310 millas e instalaciones de proceso. Después se incluyeron el equipo de remoción de CO₂, las estaciones de compresión y los sistemas de medición. Esto permitiría mantener una plataforma de producción de 9 billones de metros cúbicos para los siguientes años.

Dentro de los componentes del proyecto se incluyeron las instalaciones de remoción de CO₂ del gas producido para su posterior reinyección a gran escala en la formación. Durante el tiempo de vida del proyecto se estima una producción pico de CO₂ de 60 millones de pies cúbicos diarios, para un total de 450 billones de pies cúbicos. Se espera que con la reinyección de CO₂ del gas producido, se reduzcan las emisiones en 1 millón de toneladas de CO₂ al año^x.

El desarrollo inicial explotó las reservas de gas de los campos Krechba, Teguentour y Reg. Estos campos sustentan la producción para un periodo mayor a 10 años, por lo que se requerirá el desarrollo de los campos del Sur para mantener la plataforma de producción. Este perfil de producción del proyecto se muestra en la Figura 5.14, donde el CO₂ asociado y la producción de gas bruta es graficada para cada campo. A pesar de que la producción bruta de gas permanece en 9 billones de metros cúbicos, la corriente de CO₂ se incrementó en los tres primeros años de producción⁶¹.



5.14 Perfiles de producción e inyección de CO₂ por campo⁶¹.

Para resguardar la administración de las emisiones del proyecto y no emplear el venteo de CO₂ a la atmósfera, fue significativo identificar una solución adecuada. Las opciones de secuestro de las corrientes de CO₂ producidas, se centraron en la identificación de sitios adecuados para el almacenamiento subterráneo, cercanos a las instalaciones de procesamiento de gas. Estos sitios requerían un yacimiento con; un sello en la cima cuya integridad se pudiera demostrar, que el yacimiento tuviera la capacidad suficiente de almacenamiento apta para los volúmenes de CO₂ estimados de 12 billones de metros cúbicos, con propiedades de yacimiento de moderadas a buenas y finalmente que las presiones en el yacimiento fueran menores a las 6,000 lb/pulg², para evitar la necesidad de un equipo especial de compresión para transportarlo. Se evaluaron muchas oportunidades para el almacenamiento durante el diseño de los diversos escenarios de inyección, así como los rangos para la distribución de almacenamiento para cada campo localizado, en base a una instalación central simple y un sitio de almacenamiento. Los altos costos y el aumento en la complejidad del sistema, asociada a la distribución del almacenamiento, principalmente a la necesidad de usar múltiples unidades de separación de CO₂, sirvieron para identificar al yacimiento Krechba del Carbonífero como la solución más adecuada⁶¹.

En el proyecto In Salah existen diversas ubicaciones posibles para el almacenamiento de CO₂, considerando tanto a las formaciones someras del Carbonífero y las estructuras profundas del Devoniano, pero fue seleccionada el área del campo Krechba por las siguientes razones:

- Todas las instalaciones de procesamiento se localizan en ese lugar.
- Los datos sísmicos disponibles.
- Existencia de pozos exploratorios
- La poca profundidad de la estructura del carbonífero.
- El yacimiento tiene una gran capacidad de almacenamiento y aislamiento⁶⁰.

CONTENIDO DE CO₂ EN EL GAS POR YACIMIENTO

El contenido del CO₂ en el gas natural producido del proyecto In Salah tiene un rango entre 4% y 9%. Europa es el destino comercial del gas natural producido, lugar en donde se requiere que el gas no contenga más del 0.3% de CO₂ (Tabla 5.2). Por esta razón, el gas natural que es exportado de estos campos debe separar el CO₂ antes de enviarlo para su comercialización.

Campo	Yacimiento	CH ₄ (%)	CO ₂ (%)
Krechba	Tournaisian(Carbonífera)	91	1
	Gedinian (Devónico)	89	9-10
Teguentour (Teg)	Devonico	90	8-10
Reg	Devonico	94	2-4
Garet el Befinat	Emsiano	94	2-4
Hassi Moumene	Emsiano	94	4
In Salah	Devonico	94	4
Gour Mahmoud	Devonico	94	4

Tabla 5.2 Contenido de CO₂ en el gas producido por yacimiento.⁶⁰

El exceso de CO₂ producido, estima un pico de aproximadamente 1.2 millones de toneladas al año para ser inyectadas. La inyección total que se estima a lo largo del tiempo de vida del proyecto es de 17 millones de toneladas.

En el proyecto las emisiones de CO₂ generadas de la producción de gas son separadas y reinyectadas al subsuelo para su almacenamiento, mientras que el CO₂ que se genera de los procesos de combustión para la generación de potencia y calor que se requiere en las instalaciones, es venteadado a la atmósfera, lo que reduce en cierta forma las emisiones netas que se evita liberar a la atmósfera (Figura 5.15)

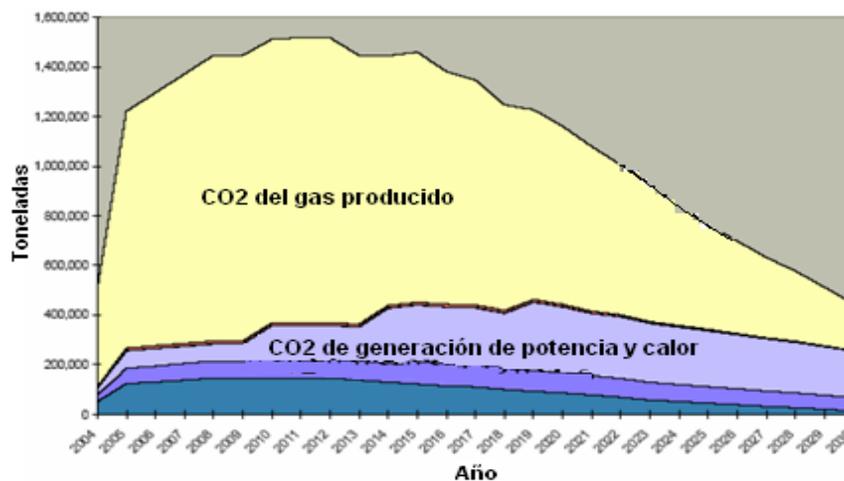


Figura 5.15 Emisiones de CO₂ generadas en el Proyecto In Salah.⁶⁰

INYECCION

El campo produce casi 1 millón de toneladas de CO₂ al año, que en lugar de ser venteadado a la atmósfera como es común en la industria, se reinyecta en las areniscas del yacimiento del Carbonífero (Tournaisian) del campo Krechba. Estas arenas localizadas a 1,900 metros de profundidad poseen un espesor de 60 pies y una permeabilidad 20 mD, haciéndolas un buen objetivo para la inyección.

El esquema de almacenamiento maneja la reinyección del CO₂ dirigida hacia la región del acuífero del yacimiento, debajo de la principal acumulación de hidrocarburos (Figura 5.16).

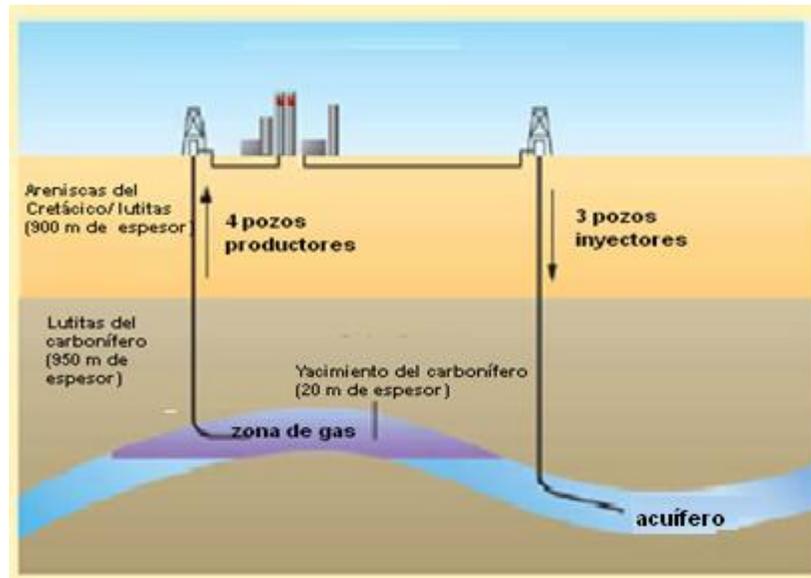


Figura 5.16 Esquema de inyección de CO₂ en Krechba. ⁶¹

Para conseguir un esquema exitoso, se requirió en la periferia 3 pozos de inyección para asegurar que el CO₂ fuera retenido en la zona del acuífero y no entrará a la zona de acumulación de gas hasta que el campo haya declinado y sea abandonado, así como para mitigar las altas presiones potenciales de inyección, tener acceso a los volúmenes de yacimiento para el almacenamiento subterráneo y ubicar el lugar de inyección de CO₂ (Figura 5.17).

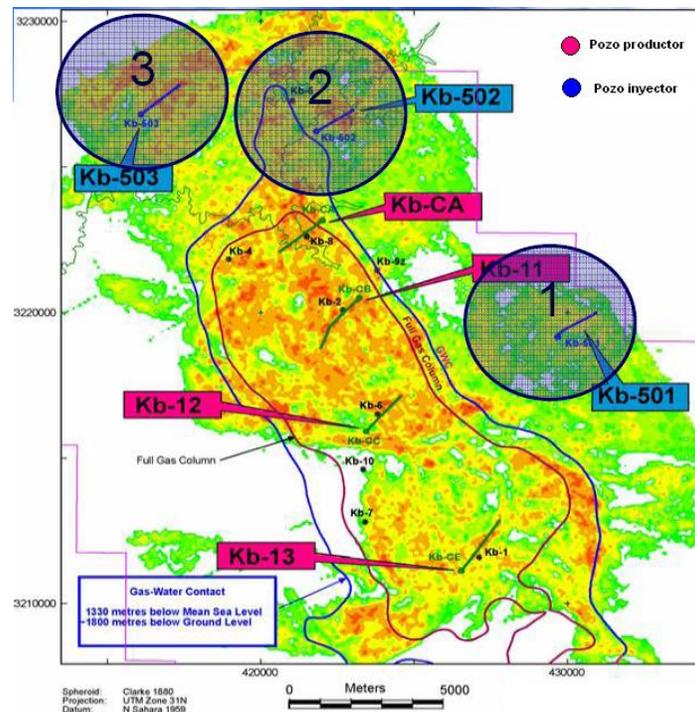


Figura 5.17 Localización de pozos inyectores en el campo Krechba ⁶⁰

Una efectiva ubicación del CO₂, fue importante y requirió que el gas inyectado, que es conducido por fuerzas gravitacionales y cambios de presión asociados a la producción, sea retenido en la zona del acuífero y no entre al área principal del campo hasta que éste se encuentre agotado y abandonado, lo cual puede ser después de 15-20 años de producción.

El yacimiento en Krechba ofrece una alta calidad en sus propiedades de yacimiento, a la vez que cuenta con datos subsuperficiales establecidos, una buena cobertura de pozos con sus registros asociados, pruebas de núcleos y un importante estudio sísmico 3D, el cual ha sido recientemente reprocesado para revelar más información de Krechba. Adicionalmente, los datos de las muestras tomadas durante la perforación de los pozos inyectores y pozos de desarrollo, previo a la inyección, han sido muy útiles para una caracterización general de la estructura, ayudando a establecer los efectos de la inyección de CO₂ a largo plazo.

El desarrollo de las actividades de perforación en el campo Krechba para el proyecto de almacenamiento de CO₂, requirió cuatro pozos de producción horizontales y tres pozos horizontales de inyección de CO₂. La integración de datos de porosidad en tiempo real conjuntamente con modelos de porosidad derivados de datos de sísmica 3D, fueron usados como guía para los pozos y para la optimización de la calidad de penetración en el yacimiento. Estos pozos localizados en las áreas Norte y Este del yacimiento, han sido utilizados para el almacenamiento del CO₂ producido en el gas. Los pozos tienen secciones horizontales que superan los 1,000 metros, fueron terminados con porta liners y se hicieron pruebas de inyección de agua para obtener una estimación de su potencial de inyectividad.

SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO FUTURO

Varios modelos de simulación para el campo, se construyeron para incorporar los datos obtenidos durante la perforación de los pozos productores e inyectores. Estos modelos de predicción del comportamiento del yacimiento fueron diseñados para permitir administrar, tanto la declinación de los hidrocarburos como para el proceso de almacenamiento de CO₂.

La predicción del comportamiento de la inyección de CO₂, se modeló con una simulación numérica y analítica. Los estudios de simulación mostraron que la corriente de CO₂ inyectada en la zona del acuífero del yacimiento, migrará a lo largo del tiempo hacia la principal acumulación de hidrocarburos y hacia la trampa estructural.

Los resultados indican que durante los primeros años de inyección (hasta más de 10 años), el CO₂ se mantendrá en la zona del acuífero cerca de la localización de los pozos inyectores. A largo plazo, conforme el volumen de CO₂ aumente, éste migrará hacia la cima estructural de la principal acumulación de gas, moviéndose hacia la principal área del campo, únicamente después de que el campo haya sido agotado y abandonado (Figura 5.18).

Los resultados confirman, que la irrupción de CO₂ en la zona principal de acumulación de hidrocarburos del yacimiento, no ocurrirá hasta después de que el campo sea abandonado, después de 25 años de producción⁶⁰.

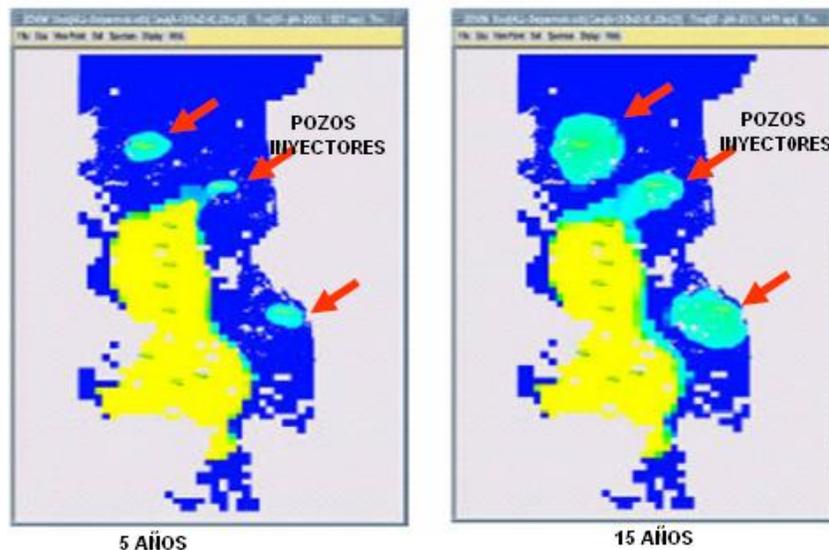


Figura 5.18 Simulación del comportamiento futuro de la migración de CO₂⁶⁰.

MONITOREO

El proyecto maneja un extenso monitoreo en el sitio de almacenamiento, aplicando novedosas tecnologías que incluyen sísmica 4D, microsísmica, imágenes vía satélite y monitoreo en superficie (Tabla 5.3), además de un comprensivo análisis de riesgo y un eficiente modelado⁶¹.

TECNOLOGIA	ESTADO
Sísmica 4D /VSP	Programa recomendado – TECNOLOGÍA CLAVE
Gravimetría 4D	Modelado completo – respuesta marginal
Trazadores	Comenzó en 2006
R. eléctricos 4D /EM	No respondió al modelado inicial
Modelo dinámico	Construyendo un nuevo modelo en Eclipse
Equipos medidores de flujo	Revisados y no recomendados
Monitoreo de CO ₂ en la cabeza de pozo	Programa de muestreo en operación.
Química del agua de la formación.	Análisis incorporados a modelos
Monitoreo de inyección	En operación constante
Interacción de la roca - fluidos y presión	Estudios realizados en Noruega
Especialistas de modelado de CO ₂	Parte de estudios geoquímicos en Noruega
Microsísmica	Programa recomendado

Tabla 5.3 Tecnologías de monitoreo utilizadas en el proyecto⁶².

Una parte clave del programa de monitoreo, es el desarrollo de un arreglo sísmico novedoso que permita obtener con frecuencia imágenes en tiempo real de la migración de CO₂ a través de la formación almacenadora.

El monitoreo del movimiento de CO₂ en In Salah sirve para varios propósitos:

- Hacer posible la optimización y administración de la producción de los hidrocarburos para cuantificar el impacto del CO₂ reinyectado y reducir las incertidumbres a lo largo del tiempo.
- Desarrollar una detallada comprensión del comportamiento de almacenamiento de CO₂ en In Salah, para reducir las incertidumbres a largo plazo.
- Probar y demostrar las tecnologías necesarias para la detección temprana del CO₂ que se filtra del contenedor primario, que permita la intervención y un adecuado mantenimiento de la integridad del almacenamiento a largo plazo⁶¹.

PROCESO DE SEPARACION Y COMPRESION DE CO₂.

Para remover el CO₂ del gas natural, se construyeron dos trenes de separación, en el que el CO₂ sigue el proceso ilustrado en la figura 5.19.

- El CO₂ se extrae por absorción usando solventes químicos con una solución de etanolamina.
- Posteriormente el solvente es regenerado y el CO₂ se separa.
- El gas natural es deshidratado por absorción con glicol, se comprime y es enviado a la línea de exportación.

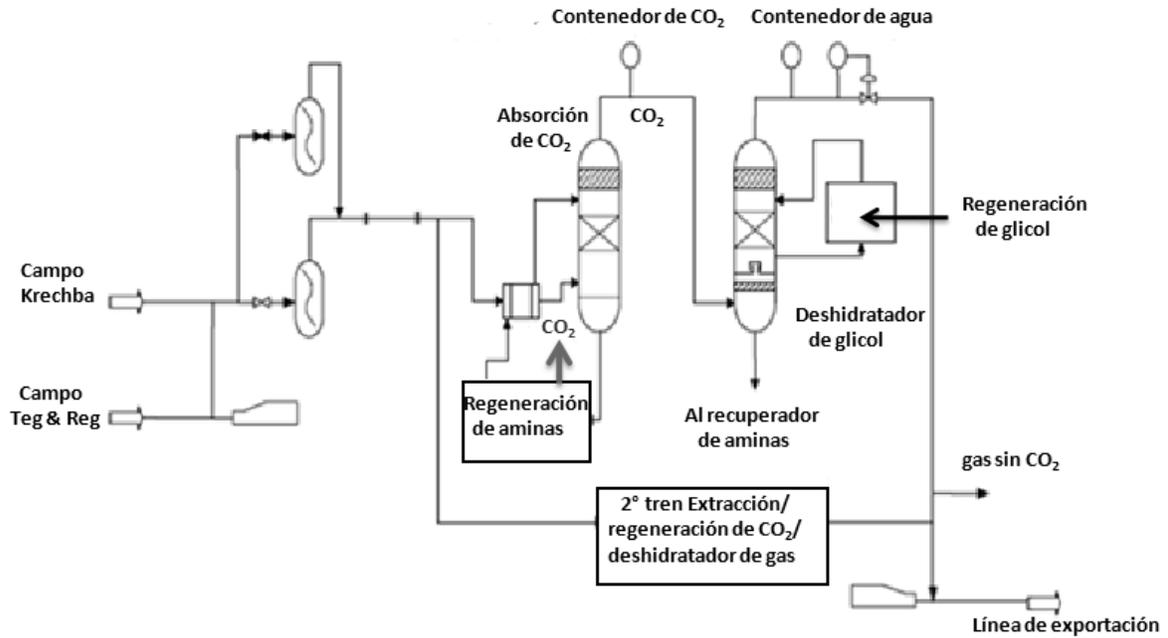


Figura 5.19 Diagrama del proceso de remoción del CO₂⁶⁰.

Después de separar el CO₂, se somete a un proceso de compresión (Figura 5.20).

- El CO₂ pasa por cuatro etapas de compresión alcanzando una presión máxima de 2,900 lb/pulg².
- Después de la tercera etapa de compresión, el CO₂ es deshidratado mediante un proceso de absorción usando glicol trietilo.
- El CO₂ es enfriado después de cada etapa de compresión y antes de la reinyección.

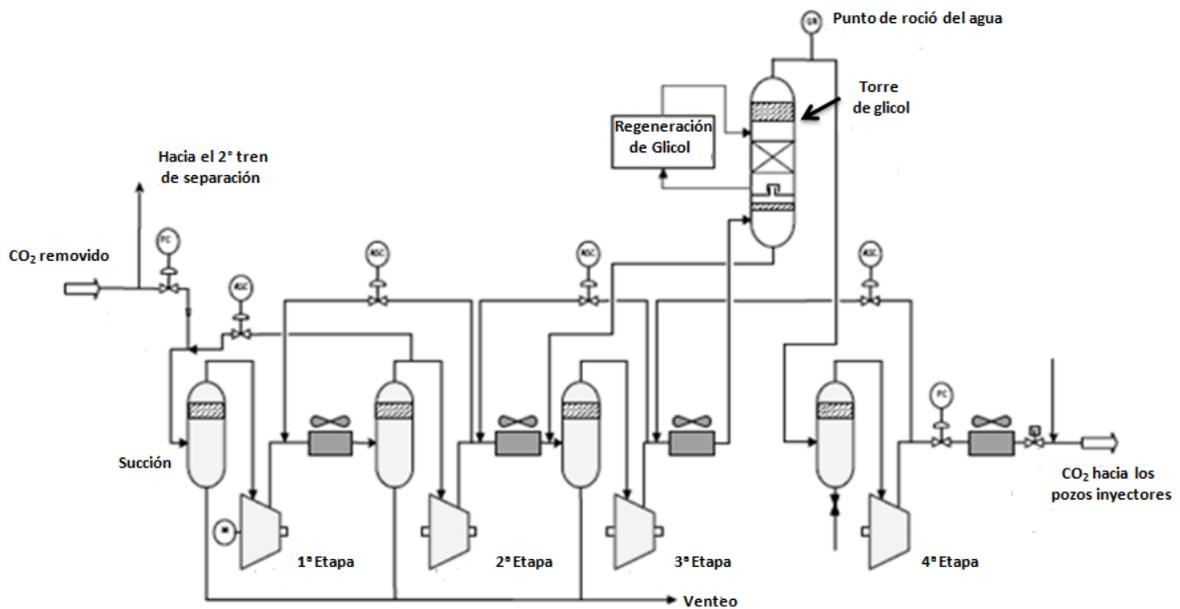


Figura 5.20 Diagrama del proceso de compresión del CO₂⁶⁰.

Un esquema general de la planta de procesamiento de gas en In Salah se representa en la Figura 5.21.

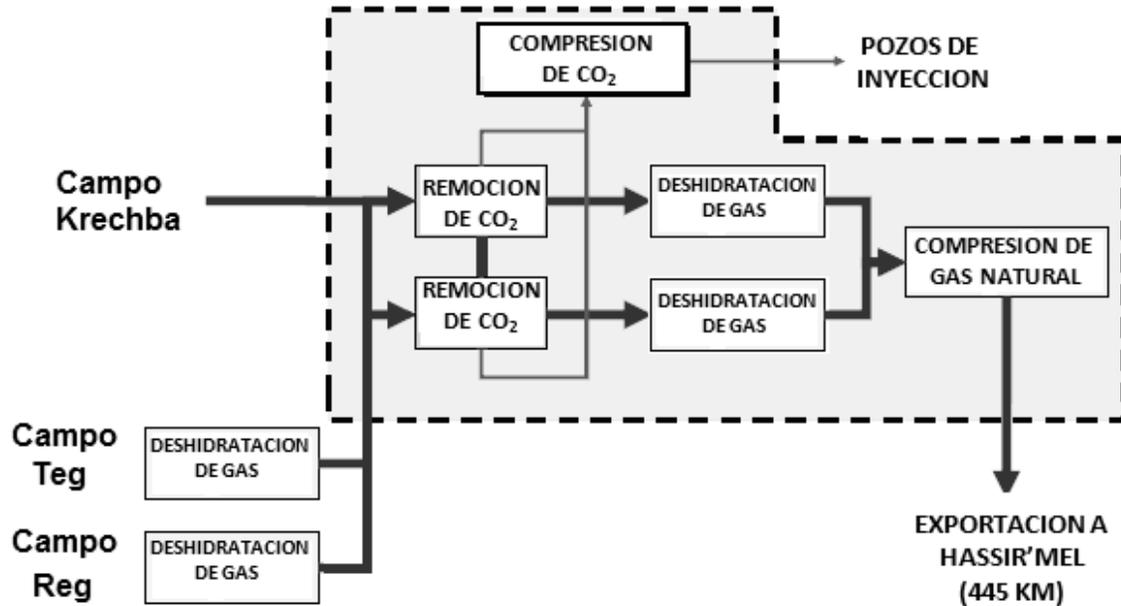


Figura 5.21 Esquema general del proceso de separación y compresión del CO₂⁶⁰.

ASPECTOS RELEVANTES

El proyecto In Salah ha demostrado públicamente, la seguridad en el almacenamiento geológico de CO₂ y espera ser un apoyo para establecer los precedentes para el monitoreo, regulación y verificación del almacenamiento geológico de CO₂.

Un reto clave al que se enfrentó el equipo de proyecto In Salah, fue asegurar el manejo sustentable de 9 billones de metros cúbicos de gas para un mínimo de 13 años en uno de los ambientes más hostiles del mundo, instalar la infraestructura para transportar el gas y manejar los requerimientos de concentración de CO₂ en la corriente de gas comercial menores al 0.3%, cantidad significativamente menor a las concentraciones de gas en los campos en In Salah.

El aspecto más importante del proyecto es evitar liberar a la atmósfera 1.2 millones de toneladas de CO₂ por año, el cual es extraído de la corriente de gas producida por el campo. El proyecto In Salah es operado como uno de los esquemas más grandes de secuestro geológico de CO₂ en el mundo.

CAPITULO VI

PROYECTOS DE SECUESTRO DE CO₂ EN YACIMIENTOS DE ACEITE

6.1.- PRUEBA DE SECUESTRO DE CO₂ EN EL YACIMIENTO WEST PEARL QUEEN, NUEVO MÉXICO

El secuestro de CO₂ en formaciones geológicas, es la estrategia más directa para reducir las emisiones de CO₂ antropogénico en la atmósfera y será necesario para que los combustibles fósiles sigan siendo base de la economía.

El almacenamiento de CO₂ en yacimientos de aceite puede ser económicamente rentable y a su vez, ambientalmente seguro. Sin embargo, la inyección de CO₂ en estos yacimientos es muy compleja, abarcando un gran número de consideraciones científicas, tecnológicas, económicas, de seguridad y normativas.

El Departamento de Energía de Estados Unidos patrocinó este proyecto, que buscaba examinar el secuestro de CO₂ en yacimientos de aceite agotados. Los principales objetivos del proyecto fueron:

- Caracterizar el yacimiento de aceite y su capacidad de secuestro.
- Tener una mejor comprensión del proceso de secuestro de CO₂.
- Predecir y monitorear la migración del CO₂ después de la inyección en las areniscas de un yacimiento de aceite agotado.

Para sustentar el proyecto de prueba en el campo se realizaron estudios de monitoreo geofísico, experimentos de laboratorio y simulación numérica. La finalidad del proyecto fue proporcionar los elementos básicos de ciencia y tecnología necesarios para una apropiada evaluación de seguridad y eficacia del almacenamiento de CO₂ a largo plazo, en yacimientos agotados de aceite.

El proyecto fue un esfuerzo multiorganizacional en el que participaron los laboratorios nacionales de los Estados Unidos, sectores académicos y de la industria. Los principales socios fueron: el Laboratorio Nacional los Alamos, Laboratorios Nacional Sandia, la compañía Strata Production, el Instituto de Minas y Tecnología de Nuevo México y el Departamento de Energía de Estados Unidos.

CAMPO

Para la prueba de inyección de CO₂ se eligió el campo de aceite West Pearl Queen, que se localiza en Lost Hills, Nuevo México (Figura 6.1). El campo es operado por Strata Production Company (SPC) de Roswell, el cual contaba con las siguientes ventajas:

- No tenía restricciones económicas o técnicas para una operación de recuperación mejorada de aceite.
- Se tenía la oportunidad y libertad de observar la respuesta del yacimiento, sin la consideración de irrupciones tempranas o alteraciones de las características de producción del yacimiento.
- La disposición de utilizar todos los pozos para el monitoreo.

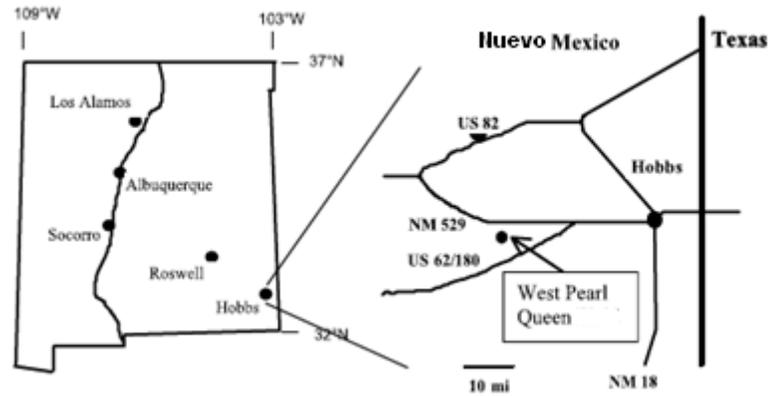


Figura 6.1 Localización del campo West Pearl Queen⁶⁴.

Hasta el año 2000 el campo había producido cerca de 250,000 barriles de aceite desde 1984, aunque la producción ha disminuido en años recientes. No se han realizado operaciones de recuperación secundaria o terciaria en el campo, lo que lo convertía en un sitio atractivo, porque la interpretación de los resultados de los experimentos de campo no tendría complicaciones relacionadas a operaciones de recuperación mejorada anteriores.

Para la explotación de West Pearl Queen, la compañía Strata Production perforó cinco pozos en el campo. En el momento de la prueba, sólo el pozo Stivason Federal 5 estaba produciendo aceite, los pozos Stivason Federal 1 y 3 habían sido reclasificados como productores de agua, el pozo Stivason Federal 2 fue cerrado, mientras que el pozo Stivason Federal 4 que había estado cerrado desde 1998 fue elegido como el pozo inyector de CO₂ (Figura 6.2). La producción del pozo Stivason Federal 5 se detuvo durante la prueba y fue usado como pozo de monitoreo y para realizar los estudios entre pozos. De los otros pozos de la región únicamente el pozo Sun Pearl estaba terminado en la formación Queen.

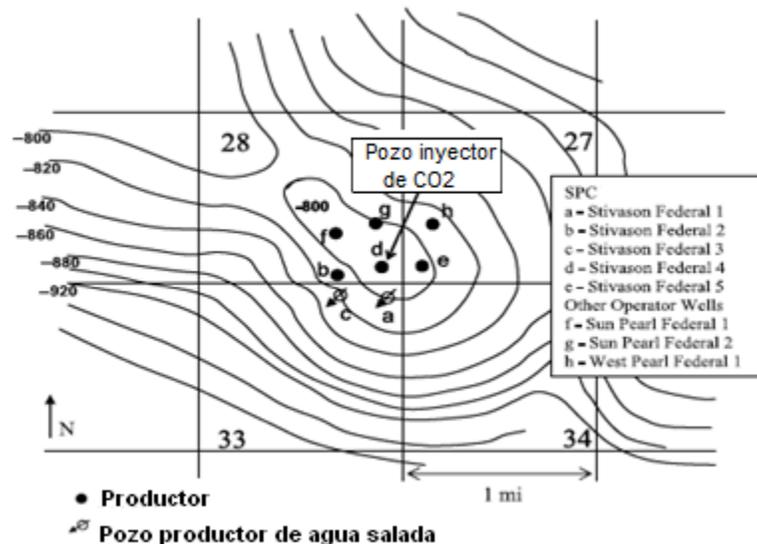


Figura 6.2 Ubicación de pozos del campo West Pearl Queen⁶⁴.

GEOLOGIA

Para caracterizar la geología del yacimiento se usaron muchas técnicas y datos, principalmente consistieron en registros geofísicos, incluyendo registros de rayos gamma, registro neutrón de porosidad, registro de densidad, registros de resistividad doble laterolog, análisis de núcleos para determinar la porosidad y permeabilidad de los pozos Stivason Federal 1,5 y 4. Adicionalmente se hizo un estudio de sismica cruzada en los pozos Federal 5 y 4, y un estudio sísmico superficial 3D de alta resolución, cubriendo un área de 1 milla² (2.6 km²) alrededor del pozo Stivason Federal 4. Este estudio sísmico fue repetido durante la prueba para monitorear la migración del CO₂. Todas las repeticiones del estudio sísmico y los estudios de línea base, fueron usados para interpretar la estructura.

Periodo	Época	Formación	
Permico	Ochoa	Dewey Lake	
		Rustier	
		Salado	
	Guadalupe	Grupo Artesia	Tansill
			Yates
			Seven Rivers
			Queen
			Grayburg
			San Andres
			Glorieta
	Leonard	Grupo Yeso	Paddock
			Blinebry
			Tubb
			Drinkard
		Abo	
Wolf camp		Wolfcamp	

El yacimiento del campo West Pearl Queen se ubica en la formación Queen del Permiano (Figura 6.3). Se compone de areniscas, lutitas y unidades de evaporitas depositadas efímeramente en una planicie fluvial en los márgenes de la cuenca del Permiano.

La profundidad promedio del yacimiento es de 4,500 pies (1,371 m) y el espesor bruto de 40 pies (12 m). Los análisis de núcleos mostraron básicamente tres litologías. Cerca del 80% son areniscas pobremente cementadas con manifestaciones de aceite con una porosidad entre 15 y 20 % y una permeabilidad muy variable, con un máximo de 200 mD, depositada sobre areniscas de grano muy fino.

Muchas litologías separan las zonas que tienen buenas propiedades de yacimiento. Las facies que probablemente constituyen el principal yacimiento, la conforman tres zonas de alta permeabilidad. Una facie común consiste de delgados depósitos de areniscas a limonitas. Otra facie se forma de areniscas de granos muy finos que van de laminares a masivos.

Figura 6.3 Columna estratigráfica del campo⁶⁵.

Los análisis mineralógicos de núcleos, indicaron que la mejor zona del yacimiento se forma de areniscas de grano fino, compuestos predominantemente de cuarzo con menores cantidades de feldespatos potásicos y plagioclasa.

EXPERIMENTOS DE LABORATORIO

Para caracterizar la roca y los fluidos; y comprender el impacto del CO₂ en las propiedades de la roca del yacimiento se realizaron dos tipos de experimentos.

Experimentos estáticos

Los experimentos estáticos sirvieron para caracterizar las interacciones geoquímicas entre la roca del yacimiento, la salmuera de la formación y el CO₂. La inyección del CO₂ podría provocar una disminución del pH de la salmuera de la formación e iniciar las reacciones geoquímicas, que pudiesen disminuir la porosidad y la permeabilidad de la formación por la precipitación de nuevos minerales o incrementar la porosidad y permeabilidad por la disolución de la fase mineral. A largo plazo las interacciones químicas pueden permitir la fijación del CO₂ formando un mineral estable. Aunque los resultados indicaron que las probables alteraciones geoquímicas durante la inyección, no afectaría las propiedades de transporte del yacimiento

Experimentos de flujo

Los experimentos de flujo comprendieron pruebas de porosidad, permeabilidad a la salmuera y permeabilidad relativa de la salmuera y el CO₂, que se realizaron con varias muestras de núcleos que representaban diversas zonas productoras. Los resultados obtenidos mostraron que la permeabilidad variaba de manera importante a cortas distancias (Tabla 6.1).

Profundidad del núcleo (pies)	Permeabilidad a la salmuera (md)	Porosidad
4508.9	<< 1	
4510.5	160	21.7
4511.2	15.8	18.1
4513.0	2.62	14
4532.5	117	20.5
4532.7	< 1	

Tabla 6.1 Propiedades de la roca de núcleos de West Pearl Queen⁶⁴.

Otra prueba investigó el efecto de la porosidad y permeabilidad a lo largo del tiempo debido al efecto del flujo de las dos fases (salmuera /CO₂), encontrando que la porosidad se incrementaba mientras que la permeabilidad disminuía. Una explicación posible de esto, podría ser que las reacciones geoquímicas con el CO₂ que provocaron la liberación de sedimentos finos que estaban cementados, tapando las gargantas de poro y reduciendo la permeabilidad.

SIMULACION NUMERICA

Se hicieron dos tipos de simulación numérica, que incluyeron la simulación de flujo y la simulación de las reacciones geoquímicas, cuyo fin es predecir a largo plazo la migración y el rumbo del CO₂ en el yacimiento.

Los simuladores numéricos antes de la inyección, sirvieron para caracterizar el flujo en el yacimiento y las interacciones geoquímicas. Los resultados de esta simulación fueron usados para comprender los resultados de los experimentos de laboratorio y el comportamiento de la prueba de inyección.

Simulación del flujo en el yacimiento.

La simulación del flujo tenía el objetivo de caracterizar el comportamiento completo de flujo en el yacimiento. Las simulaciones para condiciones anteriores a la inyección se usaron para determinar la cantidad de CO₂ a inyectar en el intervalo objetivo.

Para la simulación se definió que la inyección, se desarrollaría a un gasto en el cual la presión de fondo no excediera la presión de fractura de la roca. Considerando el gradiente de presión litoestático de 0.64 lb/pulg²/pie a la profundidad del intervalo de inyección, se obtuvo una presión de 2,900 lb/pulg² en el fondo del pozo.

El modelo se construyó usando el simulador de aceite Eclipse de Schlumberger, validándose con los datos históricos de producción.

Los resultados de la simulación de la inyección indicaron que el CO₂ podría ser inyectado en el yacimiento a un ritmo de 100 toneladas/día, sin exceder la presión límite del fondo del pozo. También se estimó que la pluma de CO₂ llegaría al pozo de monitoreo Stivason Federal # 5 en un periodo de 6 meses y que durante las operaciones de venteo del pozo podría producir casi la mitad del CO₂ inyectado en el yacimiento.

Simulación geoquímica.

Se usaron dos tipos de modelos numéricos para caracterizar las interacciones geoquímicas. El modelo REACT se usó para predecir la configuración más estable del sistema después de que se hubiera alcanzado el equilibrio en las reacciones con el CO₂ y el modelo FLOTRAN (Flow and transport Simulator), para explorar el comportamiento geoquímico a un corto plazo de meses y a un largo plazo de 1,000 años.

Los resultados del modelo de REACT mostraron que en este sistema, podría haber una gran precipitación de dawsonita (NaAlCO₃(OH)), y también formación de caolinita en la reacción con el mineral albita.

Las simulaciones con FLOTRAN, fueron comparadas con las observaciones de los experimentos de laboratorio después de 19 meses. De forma similar al simulador REACT, los resultados indicaron la formación de dawsonita.

Muchos de los datos experimentales fueron capturados y con ellos se elaboró un modelo de simulación usado para predecir el comportamiento geoquímico a 1,000 años. Los resultados mostraron una precipitación de cuarzo, dolomía y kaolinita. Inicialmente había una precipitación de calcita, pero después de 50 años esta se disolvió lentamente. La porosidad total en la simulación disminuyó de 0.15 a 0.146, por lo que no habría cambios importantes en el medio poroso. La fugacidad del CO₂ caería de 48.26 toneladas a un valor de 0.31 después de 1,000 años. Esto significaría que la fase pura de CO₂ se habría convertido en minerales (calcita, dolomía y kaolinita) y en una fase acuosa de carbonatos.

PRUEBA DE CAMPO

La parte central del proyecto fue la caracterización de la respuesta del campo a la inyección del CO₂. La prueba de campo consistió de tres etapas: Inyección, tiempo de reacción y venteo. La duración total de la prueba fue de 11 meses desde el inicio de la inyección al venteo inicial.

Inyección

La inyección de CO₂ fue de casi 2,100 toneladas de CO₂ en un periodo de 50 días, entre el 20 de Diciembre de 2002 y el 11 de Febrero de 2003. El CO₂ se inyectó a través del pozo Stivason Federal 4, a una profundidad de 4,000 pies (1,220 m).

Durante la inyección, la presión de inyección superficial alcanzó las 1,400 lb/pulg², considerando esta presión se manejó una presión en el fondo del pozo de 2,900 lb/pulg², manteniendo constante la presión de inyección en la superficie. El gasto de inyección de CO₂ fue de casi 200 barriles/día, lo que equivale a 40 toneladas/día. (Figura 6.4)

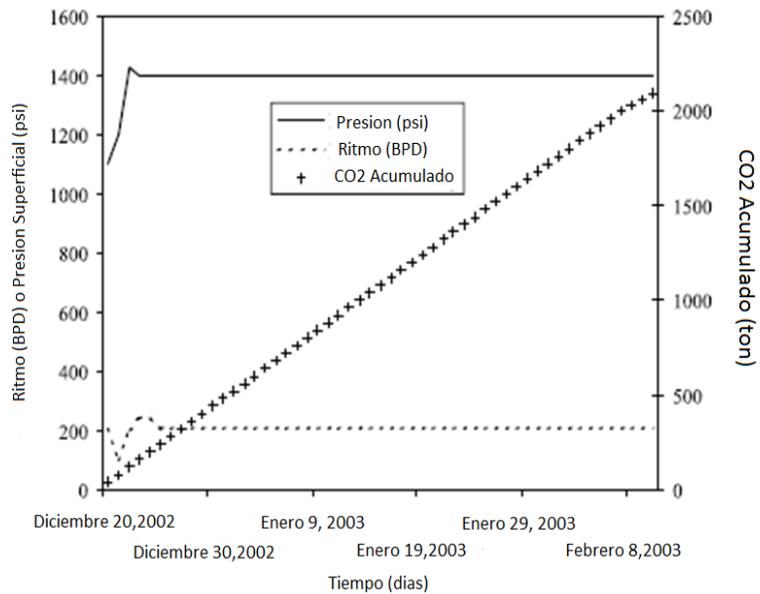


Figura 6.4 Medición de los parámetros de inyección durante la prueba⁶⁴.

Sísmica inducida

Un arreglo de cinco receptores se colocaron en el pozo de monitoreo Stivason Federal 5, registrando la actividad microsísmica durante la inyección. El análisis de los datos no mostró importantes eventos sísmicos, sugiriendo que los ritmos de inyección no eran lo suficientemente altos para causar un fracturamiento. El ritmo de inyección menor a lo planeado hizo suponer que la permeabilidad fue menor a la estimada y la presión en el yacimiento era mayor a la pensada.

Tiempo de Reacción

Al final de la inyección del CO₂ se instaló en el pozo inyector un sistema de monitoreo de la presión de fondo de pozo y fue cerrado por 6 meses.

La presión en el yacimiento fue medida intermitentemente. Al inicio la presión en la vecindad del pozo inyector alcanzó las 2,900 lb/pulg². Con el tiempo después de la primera caída de presión, la presión alcanzó un valor asintótico, indicando que el estado estacionario se había alcanzado. La presión de equilibrio fue de casi 1,700 lb/pulg². (Figura 6.5)

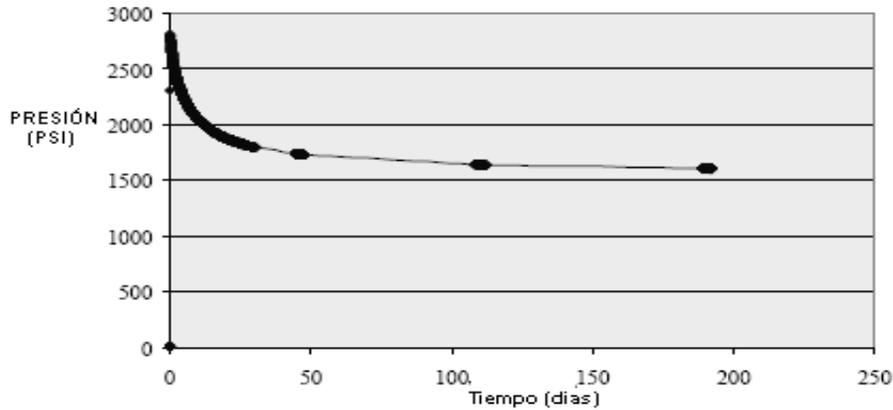


Figura 6.5 Presión de fondo de pozo en el pozo Stivason Federal #4 después de la inyección⁶⁴.

Se dejó estabilizar al dióxido de carbono por 6 meses, y al final se hizo otro estudio sísmico 3D.

Venteo.

Después de la adquisición de estudio sísmico, se venteó el CO₂ del pozo inyector Stivason Federal 4. El pozo fue conectado a un separador y a un muestreador de fluidos, para monitorear las cantidades de fluidos producidos y para tomar muestras periódicas para análisis químicos (Figura 6.6).

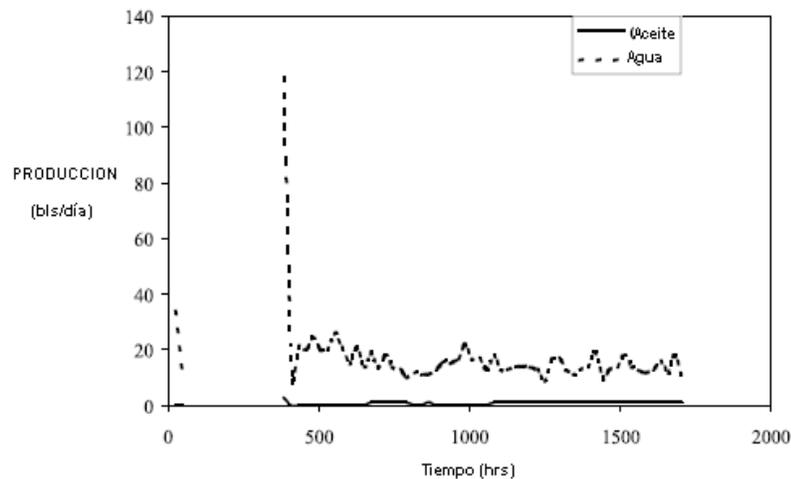


Figura 6.6 Producción de aceite y agua durante la operación de venteo del pozo SF4⁶⁴.

Durante el periodo de venteo inicial en casi 9 días, el pozo produjo fluidos sin ningún sistema auxiliar. Después de estos 9 días el pozo dejó de fluir a tal punto, que fue instalada una unidad de bombeo.

Durante los tres meses de producción de fluidos, los gastos de gas producidos fueron significativamente menores que los gastos de inyección de CO₂, en esos 3 meses únicamente 17 % del total de CO₂ inyectado fue producido. Mientras que las cantidades de aceite y agua producidas en el pozo Stivason Federal 5, durante el venteo y su posterior producción, fueron similares a la producción del pozo antes del proyecto, cuando estaba produciendo activamente.

Antes de la inyección de CO₂ las muestras de gas del yacimiento del pozo tenían 1% de CO₂ y después de la operación de venteo en Diciembre de 2004, tenían un contenido entre el 87.9 y 89,9 % mol de CO₂. Las muestras del pozo de monitoreo Stivason Federal 5, no mostraron una presencia importante de CO₂, lo que indicaba que no había migrado hacia este pozo.

De las muestras de aceite tomadas se observó que el aceite se volvió un poco más ligero que el aceite producido antes de la inyección, indicando que mucho del aceite producido estaba disuelto con el CO₂ en vez de desplazarlo en un frente de avance o en un banco miscible. La producción de los dos pozos activos en el yacimiento Pearl Queen (Stivason Federal 5 y el Sun Pearl 2) no fue afectada por la inyección de CO₂.

MONITOREO GEOFISICO

Para el monitoreo de la pluma de CO₂ se uso un estudio sísmico 3D en varios tiempos. La extensión de la pluma de CO₂ obtenida, coincidió con la migración observada, considerando la respuesta en la producción de los pozos vecinos y la composición de las muestras de gas del pozo Stivason Federal 5. La pluma también coincidió con la estructura del yacimiento y la continuidad de las arenas entre los pozos Stivason Federal 4 y 5. (Figura 6.7). Los estudios sísmicos también mostraron que el CO₂ no había migrado a otras formaciones que no fuera la West Pearl Queen.

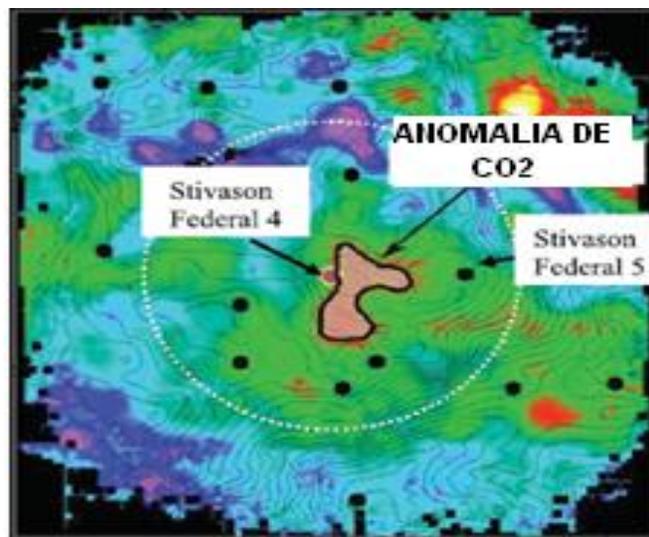


Figura 6.7 Mapa (RMS) de distribución de la pluma de CO₂ entre los pozos de inyección y monitoreo⁶⁴.

ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO

Las observaciones y los resultados del experimento muestran que es necesaria una extensiva caracterización del yacimiento para comprender y predecir el impacto del CO₂ en los yacimientos de almacenamiento. La respuesta del yacimiento West Pearl Queen en la prueba fue significativamente diferente a lo esperado, según la caracterización antes de la inyección, resaltando tres puntos.

- El gasto de inyección observado, fue mucho menor al estimado por el trabajo de caracterización. Ésto indicó que la permeabilidad del yacimiento a la inyección del CO₂ era significativamente menor que los valores medidos en el laboratorio en los núcleos antes de la inyección
- El análisis de registros indicaban que el yacimiento West Pearl Queen era continuo entre el pozo de inyección y de monitoreo. La simulación numérica, basándose en estos registros, indicaba que el CO₂ inyectado en el pozo Stivason Federal 4 se manifestaría en el pozo Stivason Federal 5 en 6 meses. Sin embargo, lo observado en la respuesta de producción durante el experimento y los estudios sísmicos, implicaban que el yacimiento no era continuo entre estos dos pozos. Sugiriendo que las heterogeneidades del yacimiento no se observaron usando simplemente un análisis de registros geofísicos. Este proyecto muestra claramente la importancia de identificar estas heterogeneidades para fines del monitoreo.
- El gasto de gas producido y la producción acumulada durante los tres primeros meses iniciales de venteo fueron mucho menores a lo esperado. Esto indica la posible presencia de un daño a la formación cercano a los pozos, que disipa el CO₂ inyectado y evita la comunicación entre el pozo de monitoreo y el de inyección.

Los resultados de este estudio ofrecen bases que pueden ser usadas para futuros trabajos de evaluación de yacimientos de aceite agotados, como una opción de secuestro. Estas conclusiones combinadas con otras observaciones y otros estudios similares permitirán la predicción del comportamiento a largo plazo del CO₂, inyectado en areniscas de yacimientos agotados de aceite.

6.2.- PROYECTO WEYBURN

Los proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo con CO₂, han sido implantados desde la década de 1970 y han demostrado ser uno de los métodos más efectivos en yacimientos de petróleo ligero a intermedio. El CO₂ supercrítico puede llegar a tener una densidad similar a la del petróleo, pero su viscosidad es sustancialmente inferior. En flujos miscibles, el CO₂ se mezcla con el petróleo, haciendo que éste último, se expanda y se vuelva menos viscoso. Las altas presiones desarrolladas en los pozos inyectoros, sumadas a la dilatación del petróleo, lo impulsan hacia los pozos productores, incrementando su producción y su recuperación.

En las operaciones de recuperación mejorada tradicionales, las consideraciones acerca del destino del CO₂ después de la inyección eran secundarias en relación con su impacto sobre la producción. En consecuencia, la mayoría de los operadores no intentaban determinar la cantidad de CO₂ que se almacenaba o que se podía almacenar, y no implementaban esfuerzos de monitoreo, modelado y simulación para caracterizar el comportamiento del CO₂ en el yacimiento barrido, mucho menos después de finalizada la etapa de recuperación. Por otra parte, existen pocos proyectos que hayan inyectado CO₂ proveniente de fuentes antropogénicas para ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En 1998, la Corporación de gas y aceite de Canadá (ahora EnCana Corporation) anunció planes para implantar un proyecto de recuperación mejorada a gran escala en un campo de aceite, cerca de Weyburn Saskatchewan, Canadá, usando el CO₂ capturado de una planta gasificadora de carbón, dando así, una oportunidad de demostrar y estudiar a gran escala, un proyecto de almacenamiento geológico y generar datos para evaluar la seguridad y factibilidad técnica y económica del almacenamiento.

OBJETIVO

El proyecto Weyburn tiene la finalidad de establecer la factibilidad económica y técnica del almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas, particularmente en yacimientos de aceite. El objetivo completo es predecir y verificar la habilidad de un yacimiento de aceite para almacenar CO₂. El trabajo se ha enfocado en la comprensión de los mecanismos de distribución y retención en el yacimiento y el grado en que el CO₂ puede ser almacenado permanentemente.

PARTICIPANTES

Instituciones gubernamentales: Recursos Naturales de Canadá (NRCan), Departamento de energía de los Estados Unidos (DOE), Industria y Recursos de Saskatchewan (SIR), Instituto de Investigación de Energía de Alberta (AEIR), Comunidad Europea, El Centro de Investigación de Tecnología Petrolera.

Industria: EnCana Corporation, SaskPower, Nexen Inc., Total, Chevron, British Petroleum (BP), Dakota Gasification Co., TransAlata Utilities, Engineering Advancemete Association of Japan.

Centros de investigación de Canada: EnCana Corporation, Saskatchewan Industry & Resources, Saskatchewan Reserch Council, Universidad de Alberta, Universidad de Calgary, Universidad de Saskatchewan, Universidad de Regina, J. D. Mollard and Associates Ltd., Alberta Research Council, Geological Survey of Canada, Hampson Russell, Rakhit Petroleum Consulting Ltd., ECO Matters, Instituto de investigación de energía de Canadá, GEDCO Inc.

Centros de investigación de Estados Unidos: Lawrence Berkeley National Laboratory, Escuela de Minas de Colorado, Monitor Científico CI, North Dakota Geological Survey.

Centros de investigación Europeos: British Geological Survey (UK), Bureau de Recherches Geologiques at Minieres (BRGM, Francia), Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS), Instituto Nazionale de Geofisica e Vulcanologia (INVG, Italia), Quintessa Ltd. (UK).

LOCALIZACIÓN

El campo de aceite Weyburn se encuentra al Noroeste de la cuenca de Williston, 16 km al sureste de Weyburn (Figura 6.8). El campo comenzó su operación en 1954, cubre un área de cerca de 80 km². Hasta el año 2004 la producción promedio era 2,900 m³/día (cerca de 18,200 barriles/día) de aceite crudo, de 29 °API proveniente de carbonatos a una profundidad de 1,450 m. El volumen de aceite original in-situ, se estima en aproximadamente 1.4 billones de barriles. A lo largo de su explotación el campo había producido 55 millones de metros cúbicos de aceite en su producción primaria. El campo está en declinación, alcanzando una producción 25% mayor a la estimada por lo que para mantener la rentabilidad del campo, se inició la inyección de CO₂ en el año 2000.



Figura 6.8 Localización del proyecto Weyburn de recuperación mejorada y almacenamiento geológico de CO₂⁵.

Antes de la inyección, se obtuvo una importante base de datos del campo, que incluyó un trabajo extensivo de sísmica (sísmica 3D, sísmica cruzada y sencilla en pozos) y muestras geoquímicas. El proyecto de monitoreo evaluaría la distribución del CO₂ en los carbonatos del yacimiento y determinará las reacciones químicas que ocurren entre el CO₂, la roca y el fluido.

En la historia del campo, se encuentra que en 1962 fue sometido a una inyección de agua. Años después, en los noventa, al tratar de mitigar la declinación y mantener los ritmos de producción, se estableció un programa de perforación horizontal, sin embargo fue necesario un proceso de recuperación mejorada, siendo la mejor opción la recuperación con CO₂.

El campo sufrió un agresivo esquema de producción y estimulación, lo cual incrementó las preocupaciones acerca de la integridad del yacimiento para el almacenamiento de CO₂. Además, fue necesario evaluar el riesgo de fallas hidráulicas para asegurar que cualquier volumen de CO₂ almacenado pudiera ser confinado y que tuviera límites aceptables en el ritmo de fugas.

El comportamiento del proceso de recuperación mejorada se dividió en dos componentes. El primero; evaluaría la evolución de la integridad hidráulica del yacimiento desde el momento en que la producción se inició, hasta antes que comenzara la inyección. Estos resultados permitirían la identificación de áreas críticas para fugas y ayudarían al diseño de las instalaciones y esquemas de monitoreo.

El segundo componente; abarcaría desde el inicio de la inyección de CO₂ hasta el abandono. Las dos fases de estudio son necesarias, pues si se desconocía el estado del sello antes de la inyección de CO₂, sería imposible asegurar su integridad bajo las siguientes condiciones de flujo.

A lo largo del tiempo de explotación del campo se espera que 20 millones de toneladas de CO₂ provenientes de la Planta de Gasificación de Dakota sean inyectadas al campo. El CO₂ bruto proveniente de la planta de gas, menos el CO₂ equivalente liberado para la generación de electricidad de los compresores de potencia, equivaldría aproximadamente a 14 millones de toneladas de CO₂, que se evitará alcancen la atmósfera. Se ha estimado que la producción de CO₂ alcanzada al final del proyecto será dos terceras partes del aceite producido con un método convencional.

CRITERIOS PARA EL ALMACENAMIENTO

Los elementos claves considerados para el almacenamiento en Weyburn son:

- Es un programa de recuperación mejorada de aceite a gran escala, en un yacimiento parcialmente agotado.
- Se disponía de una fuente antropogénica de CO₂.
- Es un yacimiento apropiado para el almacenamiento de CO₂.
- Se tenía la oportunidad de recopilar una línea base de datos.

Además, la zona de Weyburn tiene una extensa y pública colección de datos históricos, desde el descubrimiento del campo; una ventaja que no tienen muchos de los sitios potenciales de almacenamiento. La provincia de Saskatchewan ha archivado registros de operación e historias de pozos, 600 núcleos del campo, así como registros geofísicos. Todos estos datos en conjunto, con los estudios realizados como línea base antes de la inyección hicieron posible realizar un riguroso archivo histórico.

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y BIÓSFERA

Un adecuado almacenamiento geológico de CO₂ debe tener las siguientes características.

- Un mecanismo de trampa efectivo.
- Sellos límite adecuados.
- Aislamiento hidráulico de acuíferos superiores.
- Un régimen hidrogeológico apropiado.
- Canales potenciales mínimos para la fuga o rápida migración del CO₂.

El yacimiento Weyburn fue investigado para determinar cómo cumpliría estos criterios. La investigación incluyó un examen de la geósfera en el área de Weyburn con una variedad de métodos para determinar la integridad del sistema geológico, para el almacenamiento de CO₂. Se estudió un área de 200 x 200 km en el centro del campo y se realizó un mapa estratigráfico de la extensión y distribución del yacimiento, sellos, acuíferos regionales, desde el basamento del precámbrico hasta la superficie (Figura 6.9).



Figura 6.9 Posición relativa del proyecto dentro del área regional de estudio⁶⁶.

Los resultados del estudio, establecieron un marco de trabajo para una extensa caracterización del régimen subsuperficial de flujo, que influye de forma importante en la distribución eventual del CO₂ inyectado. Las fallas tectónicas y estructuras se estudiaron usando sísmica y otros datos de sensores remotos. Dichos estudios fueron usados para evaluar el potencial de migración de CO₂ en el área de estudio. El ambiente hidrogeológico cercano a la superficie también fue útil para determinar la topografía, drenaje de la cuenca y la distribución de los acuíferos superficiales.

Se construyó un modelo geológico integral 3D para un área que comprendía 10 km más allá de los límites del área de inyección. Este modelo geológico, que describe el sistema natural, sirve como base para una mayor comprensión de los atributos antropogénicos, como pozos perforados y parámetros de producción. Estos atributos son usados para establecer un “análisis numérico de riesgo” y establecer el comportamiento del modelo en caso de migración del CO₂ hacia la atmósfera.

El campo Weyburn se encuentra en una región tectónica estable. La mayoría de las zonas de fallas y fracturas; son discontinuidades localizadas y las fallas identificadas de mayor escala fueron incluidas en el modelo geológico, para el establecimiento de riesgos. Del estudio de las fallas en las capas superiores se encontró que aparentemente no se comprometía la integridad del yacimiento en casi 50 millones de años. Por lo que, Weyburn es considerado como un lugar seguro para el almacenamiento de CO₂ a largo plazo.

El sello primario cierra completamente al yacimiento, observándose raras discontinuidades, las cuales se formaron tempranamente después de su depositación, y esencialmente no son un conducto para los fluidos. En general, todo el flujo de los acuíferos en Weyburn, están lateralmente confinados con acuíferos regionales continuos. El modelo de flujo en Weyburn indica que los fluidos de la formación y los fluidos inyectados como el CO₂, tendrán a permanecer en sus respectivos acuíferos.

YACIMIENTO MIDALE DE WEYBURN

Las reservas de aceite de Weyburn se ubican en una delgada zona de carbonatos fracturados con un espesor máximo de 30 m, en el intervalo de depósito Midale de la formación Charles del Misisipiano, a una profundidad promedio de 1,450 m, los cuales fueron depositados en un ambiente carbonatado somero (Figura 6.10). El yacimiento Midale está subdividido en una capa inferior de calizas llamada zona vacuolar (Vuggy) y una capa superior de dolomías margosas (Marly), que tienen como sello superior un intervalo de anhidritas dolomíticas y anhidritas de la zona evaporítica de Midale. (Figura 6.11).

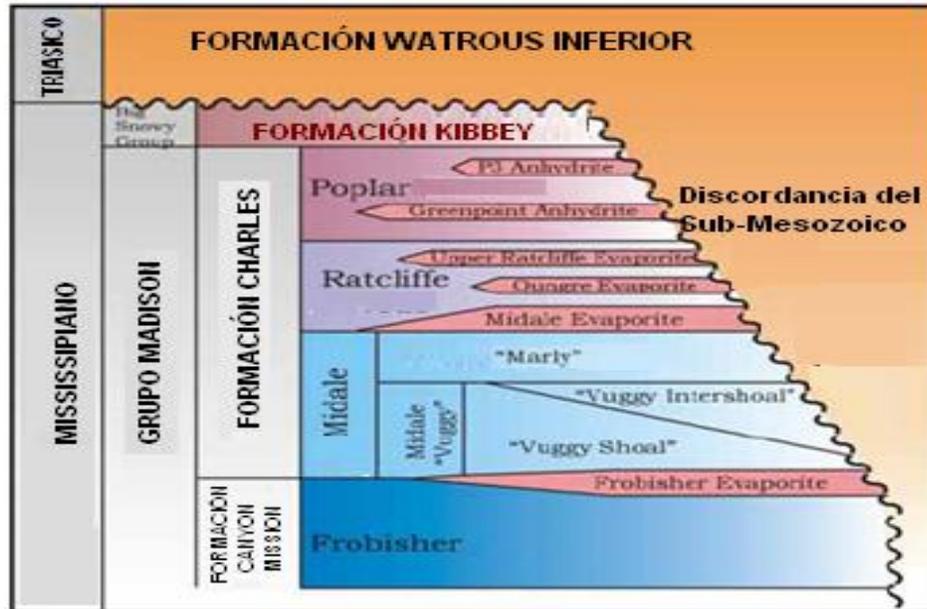


Figura 6.10 Columna estratigráfica en Weyburn⁶⁶.

La zona vacuolar se formó en un ambiente marino de laguna, donde se produjeron depósitos de carbonatos con alta calidad de roca de yacimiento. Los rangos de espesor en el yacimiento de la zona vacuolar van de 10 a 22 m con cambios de facies que van de calizas wackestone a grainstone, como parte de los resultados del ambiente de depósito, esta zona es relativamente heterogénea, con un rango de permeabilidades de 1 a 300 mD, pero con una permeabilidad promedio de 20 mD. Existen depósitos de bancos de arena que forman parte de la zona vacuolar, los cuales tienen propiedades de yacimiento muy pobres con bajas porosidades y permeabilidades.

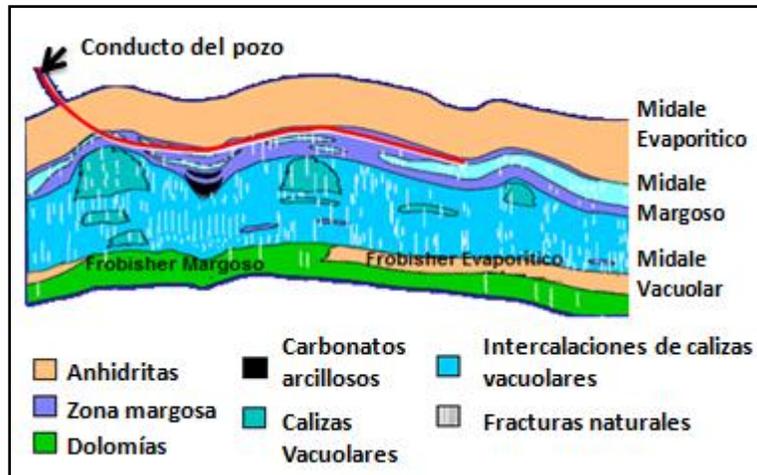


Figura 6.11 Modelo geológico del yacimiento Midale⁶⁶.

Aunque la producción más temprana de aceite del campo Weyburn provino de la zona vacuolar de Midale, la actual inyección de CO₂ ocurre principalmente en la capa superior, en la zona margosa de Midale con un barrido que se extiende hacia la zona inferior vacuolar de Midale. La zona margosa se compone de dolomías de baja permeabilidad con una porosidad promedio del 26%. Esta zona es más homogénea que la zona vacuolar ya que los sedimentos se depositaron en un lugar con aguas relativamente calmadas.

El depósito de los sedimentos de Midale, se extienden hacia el norte de la cuenca y su arreglo está bien definido. Las capas del Misisipiano fueron truncadas por la discordancia del Sub-Mesozoico. El contacto entre los depósitos de Midale y la superficie de discordancia, la cual fue cubierta directamente por los siliciclastos del Triásico inferior, provocó que los depósitos de sedimentos de Midale, al norte de la cuenca Williston tuvieran la mayor cantidad de acumulaciones de hidrocarburos de toda la cuenca.

El mecanismo de trampa en Weyburn lo forman una combinación de componentes estratigráficos, estructurales, diagenéticos e hidrodinámicos. En ciertas zonas de depósitos de Midale el tamaño de grano se vuelve muy fino ocasionando que el agua irreductible en los poros se vuelva un factor limitante del movimiento de hidrocarburos.

La naturaleza de la depositación en una rampa somera en la parte superior de la formación Midale ocasionó la formación de una capa de evaporitas de baja permeabilidad "Midale Evaporítico", el cual sirvió como un importante sello para los carbonatos del campo Weyburn (Figura 6.11). También las capas inferiores del Misisipiano, específicamente las evaporitas Frobisher, forman un sello en el fondo del yacimiento Midale, aunque éstas no se desarrollaron en la parte sur del campo.

La zona margosa de Midale tiene una porosidad relativamente alta (16 al 38%) y una baja permeabilidad de 1 a 50 mD. La unidad vacuolar tiene una porosidad relativamente baja (8 a 20%) y una alta permeabilidad (10 a 300 mD). El yacimiento tiene una temperatura promedio de 63°C, la presión de poro actual se encuentra en un rango de 1,812 lb/pulg² a 2,610 lb/pulg². Algunas propiedades promedio de la roca y fluidos del yacimiento se muestran en la Tabla 6.2.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Presión inicial en el yacimiento (lb/pulg ²)	2,117
Temperatura de yacimiento (°C)	59
Saturación de agua inicial promedio %	31.7
Saturación de aceite residual promedio %	68.3
° API del aceite	29
Presión mínima de miscibilidad del aceite (lb/pulg ²)	2,174 a 2,465
Porosidad promedio %	17
Permeabilidad promedio (mD)	15
Densidad del Aceite (Kg/m ³)	858
Viscosidad del aceite (cp)	4.7

Tabla 6.2 Propiedades de la roca y aceite del yacimiento Midale^{66,67}.

SELLOS GEOLOGICOS

Sellos del Misisipiano

Los sellos principales del Misisipiano en el campo Weyburn, incluyen la capa de roca superior de evaporitas de Midale y la capa inferior de evaporitas de Frobisher. Existen fracturas presentes a través del yacimiento Midale, pero son más comunes en la zona vacuolar que en la zona margosa; por lo que el impacto de las fracturas y fallas en los sellos del yacimiento, tuvo que ser considerado para asegurar la integridad del sistema.

Las evaporitas Frobisher forman un importante sello inferior en la parte norte del campo Weyburn, pero no están presentes en la parte Sur. Tienen una textura nodular comúnmente separada por dolomías arcillosas. Estas evaporitas generalmente no están fracturadas, pero están ligeramente propensas a fracturas en pequeña escala.

Aunque hay fracturas en los depósitos de Midale, éstas son muy raras en el intervalo de Midale evaporítico y no existe evidencia de la presencia de conductividad de fluido en los planos de falla, como lo podrían ser manifestaciones de hidrocarburos o material cementante.

Sellos del Mesozoico

La formación Watrous inferior, es el sello más extenso en Weyburn y es una trampa importante para muchas de las acumulaciones de hidrocarburos del Misisipiano en Saskatchewan. Informalmente, la formación Watrous inferior, se divide localmente en su parte inferior en una unidad de areniscas y limolitas; y en la parte superior, en lutitas y limolitas. Aunque es muy porosa en las secciones más bajas, donde las mediciones de porosidad alcanzaban el 11%, la porosidad efectiva es considerablemente baja, alcanzando un valor aproximado del 1%. No se observaron fracturas importantes, aunque existen microfracturas en las unidades arcillosas.

MODELO GEOLOGICO

Usando el software GOCAD, se construyó un modelo geológico 3D, en una región que se extendía 10 km más allá de los límites del área de inyección de CO₂ del campo Weyburn, integrando los datos geológicos, hidrogeológicos y geofísicos generados en el estudio regional (Figura 6.12). El modelo buscaba describir el sistema natural incluyendo, la geometría de los estratos, fallas de la región y muchas propiedades asociadas a la roca como porosidad, permeabilidad, sólidos disueltos en los fluidos de la formación, temperatura, presión de formación y saturaciones de agua y aceite.

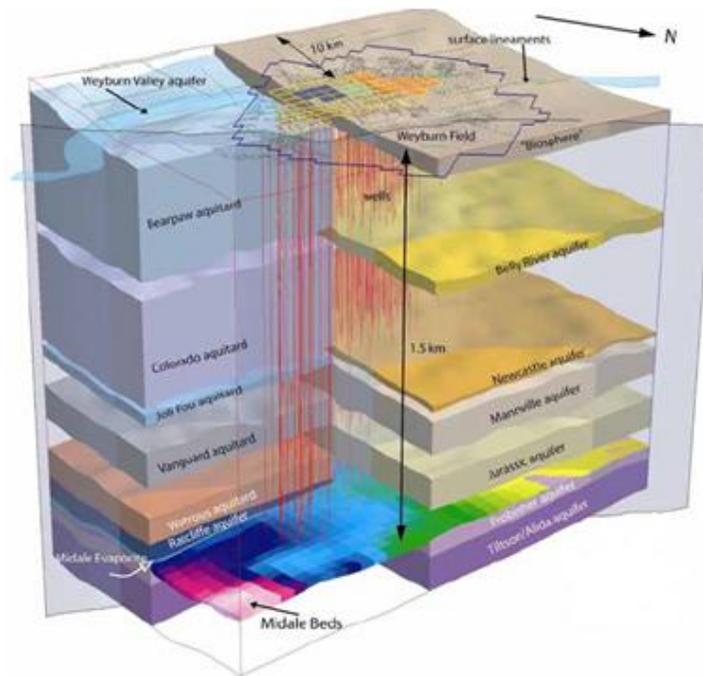


Figura 6.12 Modelo geológico 3D de Weyburn⁶⁶.

La extensión lateral del modelo geológico, se determinó usando algunos cálculos preliminares para cubrir un área que excediera significativamente la migración esperada de CO₂ durante mil años. La extensión vertical del modelo incluyó los depósitos de sedimentos de Tilston del Misisipiano, desde la superficie hasta 100 m debajo de la base del yacimiento. El límite basal fue determinado en parte, por el ligero carácter arcilloso del depósito Souris Valley, pero principalmente por la información hidrogeológica que indicaba que era posible una pequeña comunicación con los acuíferos inferiores.

Los estratos horizontales incluidos en el modelo, fueron las principales unidades litológicas presentes en el área de estudio. A nivel de yacimiento, la resolución del modelo se incrementó cuando se incluyeron en el modelo las capas de margas de Midale y Midale vacuolar, el sello superior Midale evaporítico y el depósito de sedimentos de Frobisher. Aunque no se incluyó el intervalo Frobisher evaporítico.

Solo la falla "Souris Valley" se incluyó en el modelo, debido a que, ésta atraviesa la porción Este de la región. El modelo se construyó con datos derivados del análisis de núcleos, análisis de laboratorio, pruebas de presión, registros geofísicos así como datos históricos y simulaciones que brindaron datos de permeabilidad de muchos acuíferos regionales.

HIDROGEOLOGIA

La hidrología es un componente fundamental para la seguridad del almacenamiento geológico y para cualquier investigación de evaluación de la integridad del sitio.

El papel del marco hidrogeológico, es caracterizar el régimen hidráulico natural de las sucesiones sedimentarias, con el objetivo de determinar el impacto del movimiento de los fluidos en el almacenamiento de CO₂ y para definir las condiciones límite para el modelo de análisis de riesgos.

Los principales objetivos del estudio hidrológico son:

- Identificar las direcciones y ritmos del movimiento de los fluidos de la formación en la transmisión de agua por los estratos (acuíferos).
- Localizar los canales preferenciales de flujo (si existen) a través de la formación.
- Evaluación de la eficiencia de confinamiento del estrato de baja permeabilidad (sello).
- Caracterización hidroquímica de cada acuífero
- Proporcionar datos hidrogeológicos (presiones, temperaturas, porosidades y permeabilidades) para la representación del modelo predictivo de almacenamiento del CO₂.
- Los acuíferos superficiales de la biósfera fueron caracterizados en términos de la distribución de sus niveles de aguas subterráneas y de su composición para establecer los parámetros de la línea base.

Química del agua de formación.

El análisis geoquímico revela grandes variaciones en la composición química del agua, dentro y entre los acuíferos en el área de estudio, estas variaciones son evidentes en los patrones de la cantidad total de sólidos disueltos (TSD), que muestran los tres principales grupos de acuíferos de la zona: pre-Misisipiano, Paleozoico, Misisipiano y Mesozoico.

En los acuíferos del pre-Misisipiano (Figura 6.13) todos los patrones de sólidos disueltos tienen un carácter similar, encontrándose agua dulce (TSD<5 g/L) en el oeste y norte de la región, salmueras de tipo Na-Cl con un TSD intermedio (100 a 300 g/L) en el área central y salmueras de tipo Ca-Na-Cl (TSD>300 g/L) en las áreas Sur y Este de la misma región. Dentro de cada acuífero, la salinidad se incrementa sistemáticamente hacia la parte más profunda de la cuenca.

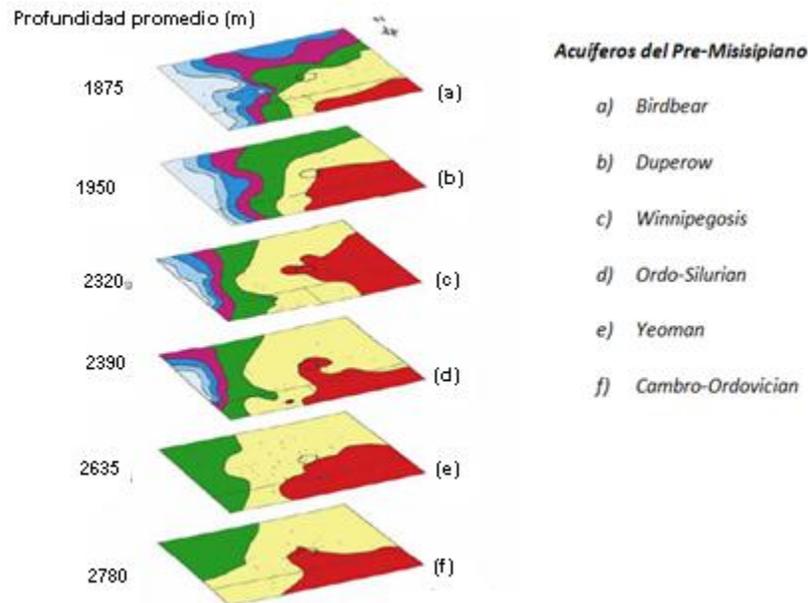


Figura 6.13 Acuíferos del Pre-Misisipiano del campo Weyburn.

El grado de penetración del agua dulce del tipo Ca-SO₄ (originalmente meteórica) que recarga la cuenca a lo largo de los flancos Sur y Oeste dentro de las rocas paleozoicas, en el área de estudio disminuye con la profundidad. El intervalo de acuíferos con una cantidad de sólidos disueltos de 25 a 50 g/L marca la transición entre aguas significativamente diferentes químicamente y es interpretado como una zona en la que se mezcla el agua dulce invasora y las salmueras nativas. El ancho y la posición de estas zonas de transición varía entre los acuíferos

En los acuíferos del Misisipiano (Figura 6.14), los valores del total de sólidos disueltos son similares en rango y distribución a los de los acuíferos límites del Paleozoico. El interés particular de este estudio, es el pronunciado gradiente de salinidad que va desde los 50 g/L a más de 150 g/L dentro de los acuíferos Midale y Frobisher, que atraviesan el yacimiento Weyburn. El agua del yacimiento varía de una mezcla de agua dulce invasora a un tipo de agua de transición Na-SO₄. Las facies hidroquímicas (tipos Ca-SO₄, Na-Cl y Ca-Na-Cl) y la interpretación del origen del agua, en los acuíferos del Misisipiano son las mismas que en los acuíferos del pre-Misisipiano. Aunque las aguas en los acuíferos del Misisipiano tienen un origen y composición similar, la distribución espacial de los tipos de aguas es variable entre cada acuífero, indicando diferencias en la hidráulica entre ellos.

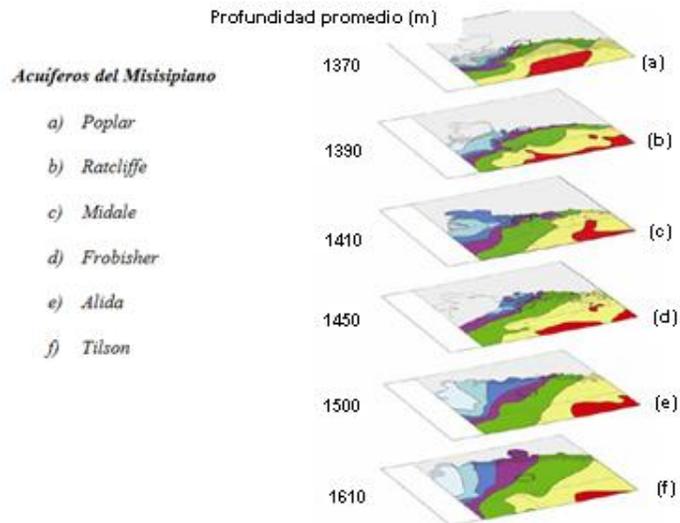


Figura 6.14 Acuíferos del Misisipiano del campo Weyburn⁶⁶.

Los fluidos de la formación en los acuíferos del Mesozoico, son muy diferentes de los acuíferos delimitadores (Figura 6.15). Los valores de TSD son mucho más bajos, con valores máximos de hasta 85 g/L, pero sus valores típicos están en el rango de los 10 a los 50 g/L. En contraste con las observaciones en los acuíferos del paleozoico, en los acuíferos de mesozoico no hay patrones espaciales consistentes del total de sólidos disueltos donde las aguas con Na-HCO₃ son las aguas dominantes. Estas características sugieren un régimen de flujo activo, predominante en las aguas meteóricas.

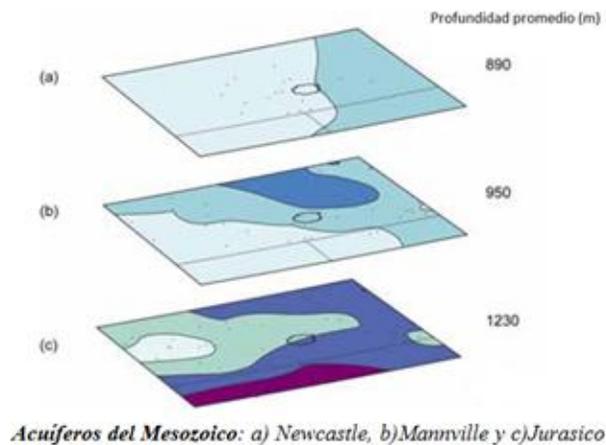


Figura 6.15 Acuíferos del Mesozoico del campo Weyburn⁶⁶.

MODELO GEOMECÁNICO

La respuesta geomecánica a la inyección por parte del yacimiento y los sellos que lo limitan, podrían influir en la integridad de la rocas sello y de los pozos, así como en el proceso futuro de disolución de sal, que puede provocar efectos geomecánicos que alteren los esfuerzos y ocasionen deformaciones afectando la integridad del almacenamiento de CO₂ a largo plazo.

El yacimiento de Weyburn está naturalmente fracturado y tiene una permeabilidad media a baja en la matriz. Las fracturas son el principal mecanismo de control de la producción, así como del diseño y operación del proceso de recuperación mejorada. Estos factores han permitido que un gran número de estudios de fracturas en Weyburn hayan sido integrados para enumerar las consideraciones geomecánicas.

La zona más fracturada de la formación, se encuentra en el intervalo vacuolar del yacimiento, seguida de la zona margosa. Muchas de las fracturas en ambas zonas tienen una corta longitud con un promedio de 30 cm. No se observaron fracturas que atravesaran de la zona vacuolar a la zona de margosa. La dirección dominante de las fracturas es NE-SO, y la mayoría son verticales a subverticales.

La cuenca de Williston se encuentra en una región que no es tectónicamente activa, y los eventos más importantes durante su historia de depósito fueron: la disolución de sal en las evaporitas Prairie, un fenómeno erosivo y una glaciación. Los esfuerzos in-situ del campo Weyburn no fueron estudiados a gran detalle, ya que es muy difícil establecer el estado de esfuerzos en el campo, pero no se encontraron claras evidencias de fallas producidas por colisión o tensión durante las actividades de perforación en la historia del campo.

El esfuerzo vertical pudo ser obtenido integrando los registros de densidad encontrando un valor de 4,786 a 4,931 lb/pulg². La densidad del lodo empleada durante la perforación fue de casi 1.5 g/cm³, para una profundidad de 1,500 m con una presión estática en el fondo del pozo de 3,263 lb/pulg², el cual es posible sea el límite inferior del esfuerzo mínimo in-situ.

Debido a la estructura y características de los estratos del basamento, lo más razonable es considerar que el esfuerzo vertical es uno de los principales esfuerzos de la zona, debido a la dirección de las fracturas dominantes en el yacimiento (NE-SO) y la verticalidad de las fallas.

Influencia de la inyección y producción histórica en el campo.

La explotación y producción del aceite del campo podría afectar la integridad hidráulica de su sello, a través de fenómenos geomecánicos como deformaciones, fracturamiento y fallas de corte. En base al modelo geomecánico de Weyburn y con las presiones del yacimiento en su historia de explotación y relacionándola con el análisis de producción antes de la inyección, se determinó que la capa de roca sello del yacimiento ha mantenido su integridad a pesar de la agresiva explotación del campo, debido a la capacidad de la formación de producir desplazamientos uniformes de los fluidos a través de la columna estratigráfica. Esto también indica que los efectos mecánicos en los pozos son mínimos.

Dada la escasa evidencia de que existan rasgos de conductividad en las fallas existentes y la influencia mínima de la historia de inyección y producción en la integridad de la roca sello, el intervalo del yacimiento Midale evaporítico puede ser considerado un sello competente para la inyección de CO₂.

Impacto de las presiones de inyección.

Para investigar la influencia de las presiones de inyección en el comportamiento de la roca sello, se hizo un análisis geomecánico maximizando las presiones de inyección. Las presiones de inyección fueron generadas utilizando los registros de inyección de agua en el campo. Se mantuvo la posición de los puntos donde se registraron esas presiones, pero hubo un incremento proporcional para producir un registro sintético de presión. El modelo indicó que el fracturamiento hidráulico se oponía a la generación de una falla de corte, la cual probablemente sería el principal mecanismo que controlaría la máxima presión de inyección permitida para optimizar el volumen de CO₂ que puede ser almacenado. Esto implica que una vez terminadas las actividades de recuperación mejorada, los operadores del campo necesitarían monitorear las presiones de inyección para maximizar el volumen de CO₂ almacenado, a través de una presurización uniforme del campo.

Influencia de proceso de disolución de sal.

Una vez que caiga la presión del yacimiento a su presión original, el movimiento de los fluidos será inducido por su densidad y probablemente creará o reactivará características conductivas muy pequeñas en la roca sello. Por otra parte, los gradientes hidráulicos naturales a largo plazo son bajos y las fuerzas de empuje de los fluidos son bajas o dirigidas hacia el yacimiento. Sin embargo, hay eventos o procesos que podrían afectar la estabilidad de la capa de roca sello a largo plazo, como lo puede ser la actividad tectónica o en el caso de Weyburn el proceso de disolución de sal.

Los análisis geomecánicos que investigan el impacto de la disolución de sal indican, que el área de las formaciones donde existe disolución de sal, tendrá un avance de casi un kilómetro del yacimiento, amenazando la integridad hidráulica de los sellos límite, pero eventualmente esto no ocurriría en el marco de tiempo que manejan los modelos de predicción.

RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO₂

La inyección del CO₂ en el yacimiento comenzó el 22 de Septiembre del 2000, se realizó en una porción limitada de campo, que contenía el 60% de las reservas de aceite, a un gasto de 5,000 toneladas/día a 1,450 m de profundidad.

El CO₂ inyectado es enviado por medio de tuberías de transporte de 330km desde la planta de combustibles sintéticos de la compañía Dakota Gasification Company, hasta el campo Weyburn (Figura 6.16). La compañía es una subsidiaria de Basin Electric Power Co-operative.

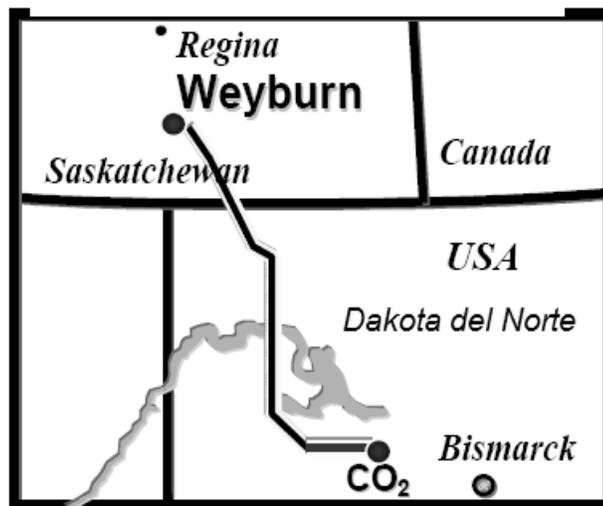


Figura 6.16 Líneas de transporte de CO₂ de la planta Dakota Gasification Company al campo Weyburn⁶⁸.

La planta Great Plains Synfuels (GPSP) es la única planta de gasificación de carbón a escala comercial en EU, que procesa gas natural desde 1998. Se localiza a 5 millas al noreste de Beulah en Dakota del Norte.

Usando el proceso Lurgi, la planta gasifica la lignita para producir gases de valor económico, líquidos y otros productos como el CO₂. Con la unidad rectisol, el metano frío lava y remueve los componentes como sulfuros, naftas y captura la mayoría del CO₂ (Figura 6.17).

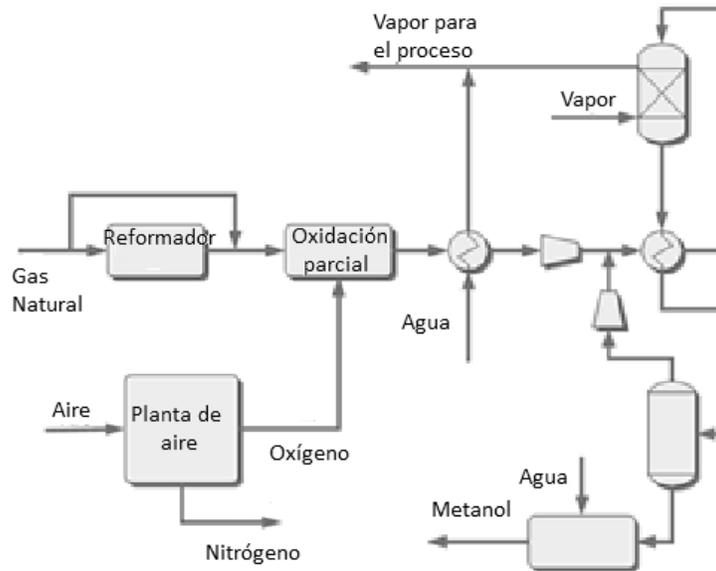


Figura 6.17 Proceso Lurgi: El proceso Lurgi es un proceso a baja presión para obtener metanol a partir de hidrocarburos gaseosos, líquidos o carbón^{XI}.

Diariamente más de 16,000 toneladas de lignito molido ingresan a los gasificadores donde se mezclan con el vapor y el oxígeno, y luego se queman parcialmente a una temperatura de 1,200°C. Esto descompone el carbón para producir una mezcla de gases. El gas es refrigerado para condensar alquitrán, agua y otras impurezas. Luego atraviesa metanol a -70°C. Esto separa el gas sintético principalmente metano (CH₄) de otros compuestos, como el CO₂.

Para el transporte del CO₂ en las tuberías, se tienen en operación dos enormes compresores. El CO₂ se comprime aproximadamente a 2,200 lb/pulg², alimentando la línea de transporte que llega hasta el campo Weyburn donde el CO₂ es entregado a condiciones supercríticas a 2,175 lb/pulg², con una pureza del 96% (Figura 6.18). El nivel de pureza del CO₂ suministrado, es ideal para utilizarlo en el proceso de recuperación mejorada del petróleo, esto se debe a que el CO₂ se disuelve con más facilidad en petróleo cuando existen pequeñas impurezas presentes. El sulfuro de hidrógeno (H₂S), que conforma el 2,5% del gas de inyección, es particularmente benéfico para ayudar al CO₂ a mezclarse con el petróleo. Cuando el líquido súpercrítico de CO₂ es bombeado a alta presión en el yacimiento, se mezcla con el petróleo, expandiéndolo y volviéndolo menos viscoso. En operaciones normales, el CO₂ es transportado en la tubería en su fase gaseosa, pero en estado supercrítico, esto significa que se comporta más como un líquido, pero conforme la presión en la tubería va aumentando, el CO₂ entra a la fase líquida.

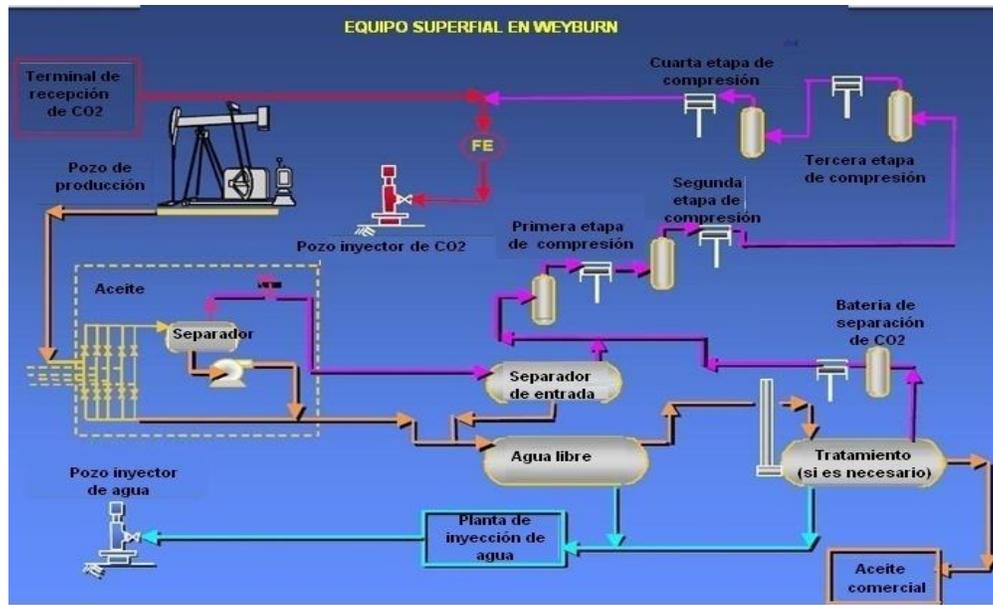


Figura 6.18 Instalaciones superficiales para la inyección de CO₂ en el campo Weyburn⁶⁹.

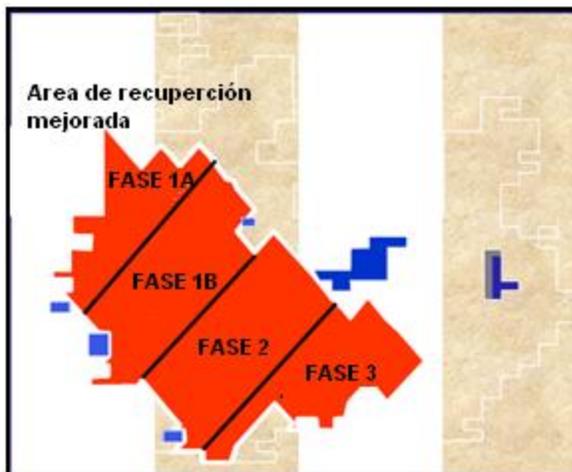


Figura 6.19 Fases del proyecto en el área de recuperación Mejorada⁶⁹.

En el año 2002, el ritmo de inyección en el área de la fase "1A" del proyecto era de 6,300 toneladas/día incluyendo 1,320 toneladas/día de CO₂ reciclado de la producción de aceite (Figura 6.19).

Para el 30 de Mayo del 2003, la inyección acumulada de CO₂ era de 3.5 millones de toneladas y en marzo de 2004, se habían inyectado casi 5.6 millones de toneladas. El plan de 2003 a 2008 busca extender este proceso a 75 patrones, inyectando 20 millones de toneladas de CO₂ anticipadas para el tiempo de vida del proyecto.

En lo que respecta a la producción, el proceso de recuperación mejorada ha contribuido para producir 5,000 barriles/día de la producción total diaria de 20,560 barriles/día de todo el campo. EnCana estima que gracias a la inyección de CO₂ en los próximos 30 años, la producción incremental será del orden del 15% del volumen de aceite original en el área de inyección, recuperándose 130 millones de barriles de petróleo, como resultado del proyecto de almacenamiento de CO₂ (Figura 6.20).

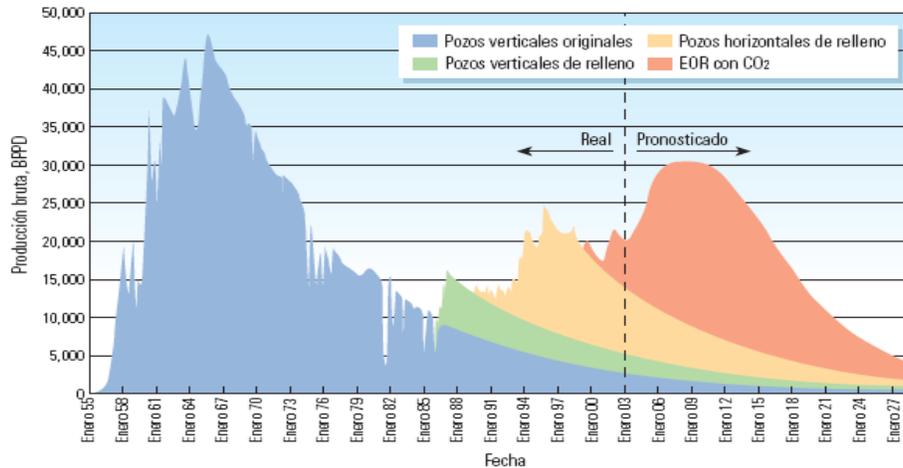


Figura 6.20 Producción de Weyburn con la implantación de la inyección de CO₂⁵.

La estrategia de inyección de CO₂ en la fase 1^a se diseñó específicamente para implantarse en la zona margosa, ubicada en la parte superior del yacimiento. Un mecanismo importante en este proceso es la segregación gravitacional, el cual es beneficiado por el empuje de agua. La densidad del CO₂ al ser muy baja, ocasiona que esta fase de forma natural alcance la cima del yacimiento, por lo que esta tendencia natural puede ser mejorada apoyándose en la inyección de agua en la zona vacuolar del yacimiento, lo cual empuja el CO₂ hacia la parte superior.

La estrategia de inyección predominante en la fase 1A, utilizada en 15 de los 19 patrones del proyecto, fue una inyección separada pero simultánea de CO₂ y agua en los pozos inyectoros horizontales y verticales respectivamente. Los 4 patrones de inyección restantes, se realizaron en la zona vacuolar y margosa inyectando agua alternada con gas, usando pozos verticales de inyección (Figura 6.19). Las estrategias de inyección alternando agua y gas (WAG), son apropiadas en algunos casos, porque permite que el flujo de agua empuje al aceite.

POZOS

En el área que comprendía la primera fase del proyecto de inyección de CO₂ se estimó que existían aproximadamente 1,072 pozos. Estos pozos tenían las siguientes geometrías 660 pozos verticales y 200 pozos horizontales productores de aceite, 197 pozos de inyección verticales y 15 pozos de inyección horizontales. Al momento de incluir los 10 km más alrededor del área restante del proyecto de recuperación mejorada, el número total de pozos podría ser de 2,200 de todos los tipos, aunque la mayoría serían verticales.

El esquema de pozos predominante en el proyecto consistía en un arreglo de 9 pozos verticales; ocho pozos de producción que formaban un cuadrado alrededor de un pozo central de inyección, habitualmente con un espaciamiento de aproximadamente 150 metros (Figura 6.21).

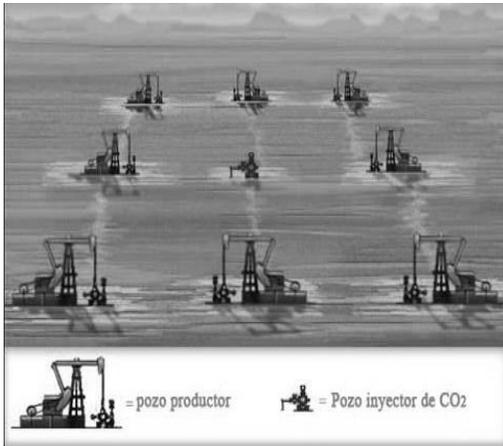


Figura 6.21 Arreglo de pozos usual en el proceso de recuperación mejorada en Weyburn^{xii}.

El CO₂ a alta presión se bombea hacia los pozos de inyección, ayudando al petróleo a fluir hacia los pozos productores activos.

Los pozos horizontales han sido muy eficientes para mejorar la recuperación de aceite e incrementar el almacenamiento de CO₂ en el yacimiento, porque los pozos inyectoros horizontales reducen el espaciamiento entre pozos y permite que se ajusten a la formación, además que reducen el número de pozos requeridos para el desarrollo del campo.

PREDICCIÓN, MONITOREO Y VERIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE CO₂

El monitoreo busca determinar el movimiento de CO₂ e identificar algunos de los efectos (físicos o químicos) de la inyección de CO₂. Un factor clave para el monitoreo de CO₂ en Weyburn y el proyecto de almacenamiento, es ofrecer el monitoreo de los cambios en el estado del yacimiento como resultado de la inyección de CO₂. Para facilitar esto, se hizo una extensiva medición y adquisición de datos para establecer una línea base contra la cual se compararía el monitoreo a condiciones actuales y a futuro. Este aspecto del proyecto y el extenso conocimiento obtenido del monitoreo de pozos, en las actividades regulares del proceso de recuperación mejorada, hacen único a este proyecto.

Los métodos de monitoreo usados fueron:

- Datos de producción.
- Mediciones de los cambios químicos de los fluidos producidos por el yacimiento.
- Imágenes sísmicas.
- Monitoreo microsismico.
- Muestreo de gas en el suelo.
- Integración de los resultados del monitoreo.

Las siguientes herramientas fueron usadas para el monitoreo de la pluma de CO₂: Sísmica superficial 3C, 4D; Sísmica superficial 9C, 4D; Sísmica VSP; Sísmica de pozos cruzados horizontal; Sísmica pasiva; Análisis geotérmicos y monitoreo de trazadores inyectados.

Para el monitoreo del proceso de recuperación mejorada, se obtuvieron imágenes sísmicas y muestras geoquímicas del área que comprendía la fase 1A del proyecto. También se hicieron levantamientos sísmicos por lapsos de tiempo (P wave) los cuales mostraban claramente la distribución del CO₂ en el yacimiento a diferentes tiempos. Estos estudios tuvieron una alta sensibilidad a bajos niveles de CO₂, pero una menor sensibilidad a altas saturaciones, esto permitió la identificación del frente de CO₂. La elaboración de mapas por medio de repeticiones sísmicas y tomografías horizontales entre pozos, identificó prominentes sistemas de fracturas en el yacimiento que influyen en la distribución del CO₂.

El muestreo geoquímico de la producción de fluidos, identificó los procesos químicos a corto plazo que actúan durante la evolución geoquímica de los fluidos del yacimiento.

- El CO₂ inyectado disuelto en la salmuera.
- La disolución de carbonatos.
- El incremento del total de sólidos disueltos en la salmuera.

Estos procesos muestran una buena correlación espacial con los altos volúmenes de CO₂, inyectados en la primera fase del proyecto y con las anomalías de los mapas sísmicos.

El monitoreo con sismica pasiva a nivel de yacimiento, mostró bajos niveles de actividad sísmica asociados con el proceso de inyección, los cuales estaban ligados principalmente con las operaciones de producción en lugar de los cambios ocasionados por los esfuerzos inducidos por el CO₂.

El muestreo del gas en el suelo y el análisis superficial del sitio de inyección, encontró flujos de gas CO₂ y O₂ en un rango natural para el suelo en la locación, indicando que no había evidencia del escape de CO₂ inyectado en las profundidades.

DATOS DE PRODUCCION

Una ventaja significativa en este proyecto, es el acceso a los datos de producción. Estos datos constituyen un muestreo regular de las variaciones temporales en los parámetros de producción (volúmenes de gas producidos e inyectados, producción de agua y gas y presiones en el yacimiento), contra los cuales los métodos de monitoreo son comparados y calibrados (Figura 6.22 y 6.23).

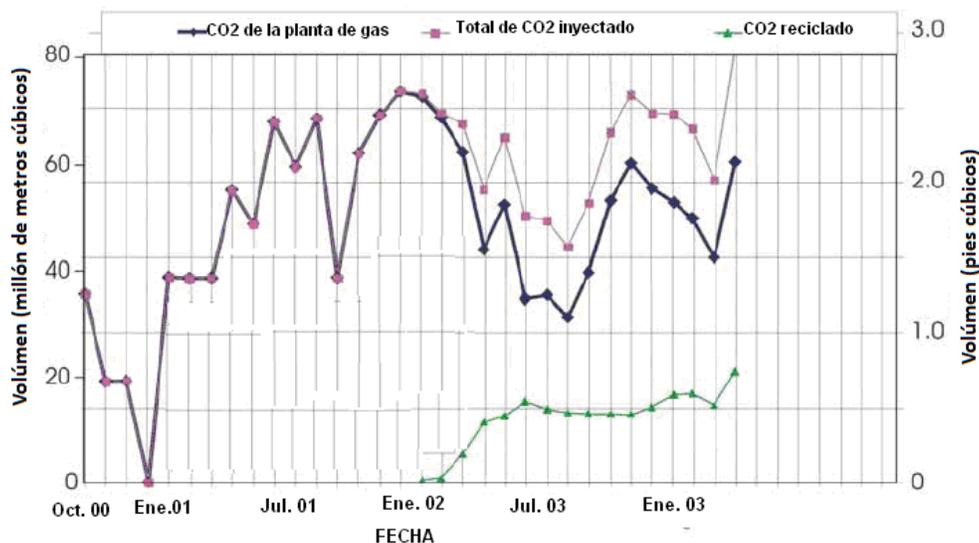


Figura 6.22 Historia de inyección de CO₂ en la fase 1A. La cantidad de total de CO₂ inyectada es la suma del CO₂ proveniente de la planta de Dakota más el CO₂ de la producción⁶⁶.

La fase 1A de la historia de inyección tuvo un promedio de volúmenes inyectados mensuales de 43 a 71 millones de m³ de CO₂.

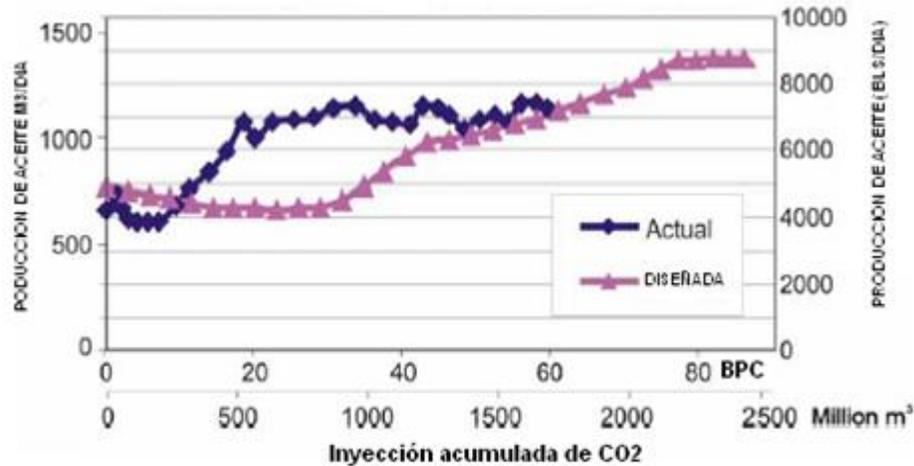


Figura 6.23 Inyección acumulada de CO₂ vs Producción de aceite⁶⁵.

También las estadísticas de producción de los pozos de monitoreo, permitieron conocer la extensión de la pluma de CO₂ registrada a lo largo del tiempo. En los 4 primeros meses de la inyección en Diciembre de 2000, la respuesta del CO₂ se limitó a un pozo de producción horizontal. De Enero a Junio de 2001, se observó una respuesta en 5 pozos de producción horizontales, además otros 6 pozos productores horizontales empezaron a mostrar manifestaciones de CO₂ a finales del 2001. En 2002, se observaron respuestas al CO₂ en 14 pozos productores verticales, la mayoría en las vecindades de los pozos productores horizontales que habían tenido manifestaciones previas.

RECOPILACIÓN Y ANALISIS DE MUESTRAS DE ACEITE.

El comportamiento del sistema de la fase de CO₂-aceite, se investigó utilizando las mediciones de los fluidos recopilados periódicamente de Weyburn. Las muestras de aceite fueron obtenidas de 6 pozos del área del proyecto. Los pozos de monitoreo fueron escogidos para medir el rango de las densidades del aceite, donde la mayoría de las muestras tenían densidades menores a 903 kg/m³ o 25 °API. Las muestras se analizaron para obtener la composición, peso molecular del aceite, viscosidad del aceite, densidad, presión de saturación, RGA y mínima presión de miscibilidad.

Los resultados de la densidad del aceite en un pozo del campo (91/1-11-6-14W2M) mostraron una gran caída a unos cuantos meses de que se presentara la irrupción en los pozos vecinos. Este cambio representa una fuerte evidencia de que no siempre ocurre una completa miscibilidad. Además, pruebas de recombinación demostraron que los fluidos producidos, no fueron completamente miscibles durante muchos meses después de la irrupción de CO₂.

Aunque este comportamiento fue transitorio y no fue considerado serio. El cambio en la densidad del aceite disminuyó con el tiempo, y los cambios restantes se atribuyeron al desarrollo de miscibilidad alrededor de los pozos de inyección en una pequeña región limitada ocasionada por una caída de presión abajo del punto de burbuja. También la precipitación de asfáltenos en el yacimiento se puede reflejar con una permanente reducción en la densidad del aceite producido.

PREDICCIONES SOBRE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION DEL CO₂

Se construyó un modelo de simulación geoquímico, composicional multicomponente y multifásico del yacimiento (GEM), que fue desarrollado por CMG, el cual se usó para predecir la capacidad de almacenamiento de CO₂ durante la operación del proyecto de Recuperación Mejorada con CO₂ en Weyburn. Las aproximaciones tomadas en el modelo de 75 patrones de recuperación mejorada, se iniciaron con la simulación de patrones simples en una malla fina y concluyeron con 75 patrones de simulación en una malla amplia, que capturaba todo el proceso de inyección, producción y distribución de los fluidos dentro de cada patrón simple, pero no capturaba los detalles para cada pozo individual.

La justificación para el uso de esta aproximación de la simulación, se basó en la metodología de escalamiento en tres niveles: (1) De un detallado modelo geológico del yacimiento a un modelo de simulación del yacimiento de malla fina; (2) De un modelo de malla fina con 3 patrones simples a modelos con mallas amplias de los mismos patrones; y (3) de modelos de 3 patrones simples y mallas amplias a un modelo de 75 patrones, usando la misma resolución de la malla.

Las estimaciones para 10 años, muestran que se presentará la precipitación de calcita y kaolinita, además, habrá disolución de anhidrita y de varios silicatos. En aproximadamente 10 años el mayor cambio que ocurrirá será la precipitación de dawsonita (carbonatos de sodio y aluminio) y cantidades menores de anhidrita, la disolución de calcita y todos los silicatos restantes. Durante este periodo, el pH generalmente disminuirá (se vuelve más ácido) y las concentraciones en solución totales de carbón, calcio y potasio se incrementarían y las concentraciones de sodio disminuirían. Los resultados a corto plazo (menos de un año) incluyen precipitación de carbonatos y minerales sulfhídricos, producidos por la desgasificación de los fluidos producidos en las instalaciones superficiales y por la mezcla con agua tratada.

Uno de los parámetros críticos para el modelado, es la velocidad a la cual el CO₂ en estado supercrítico, se disuelve dentro del agua de formación. Este parámetro controla las reacciones mineralógicas, dentro del periodo de simulación, y la cantidad potencial de secuestro de CO₂. Esto fue estimado observando la composición y los cambios isotópicos del agua producida. Los resultados indican que el CO₂ en estado supercrítico, casi saturaría el agua en la formación durante el proceso de recuperación mejorada en un periodo de 3 a 10 años, de tal modo que se muestra disponible para las reacciones del almacenamiento mineral.

A un tiempo entre 1,000-10,000 años el impacto en el secuestro de CO₂ a través de la disolución y precipitación de minerales localizados en el campo, se estimó usando modelos geoquímicos en conjunto con datos termodinámicos y datos cinéticos. Los resultados encontrados fueron usados para identificar si ocurre o no un secuestro permanente en la cuenca debido a la precipitación de carbonatos.

El mecanismo primario para el atrapamiento de CO₂ y almacenamiento del campo, fue el atrapamiento de fase, en el cual el CO₂ supercrítico, queda atrapado como una fase separada. Esto puede incrementarse por las reacciones que ocurren en el yacimiento. El almacenamiento adicional ocurre por:

- Entrampamiento por solubilidad.
- Entrampamiento iónico: almacenamiento como carbonato, bicarbonato y otras especies iónicas en el agua.
- Entrampamiento mineral.

El máximo potencial de entrapamiento de CO₂ se pudo estimar usando detalles de porosidad, el volumen de cada unidad de flujo y las reacciones determinadas para el modelado. Estos resultados se integraron en todo el yacimiento, arrojando una cantidad total de 45.15 millones de toneladas de CO₂ que pueden entraparse, de esta cantidad 22.65 millones de toneladas serían almacenadas por entrapamiento por solubilidad, 0.25 millones de toneladas por entrapamiento iónico y 22.25 millones de toneladas a través del mecanismo de entrapamiento mineral. El plan original fue la inyección de casi 20 millones de toneladas CO₂, como parte del proceso de recuperación mejorada, por lo que se excedió la capacidad esperada de almacenamiento del campo.

Estas estimaciones de almacenamiento a largo plazo, se basan en numerosas consideraciones. La más importante fue que había el suficiente CO₂ en fase supercrítica para la reacción en cada región y que ocurriría una completa reacción de silicatos en 5,000 años. Sin embargo, basados en la capacidad de almacenamiento del escenario base de 23.2 millones de toneladas, cerca de 10.25 millones de toneladas permanecerían en la misma fase, 6.50 millones de toneladas se disuelven, 0.07 millones de toneladas es almacenado bajo entrapamiento iónico en la fase acuosa, y 6.38 millones de toneladas se almacenan en una trampa mineral (Figura 6.24). Esto se predijo considerando que no exista CO₂ libre en fase gaseosa supercrítica en el yacimiento después de 5,000 años.

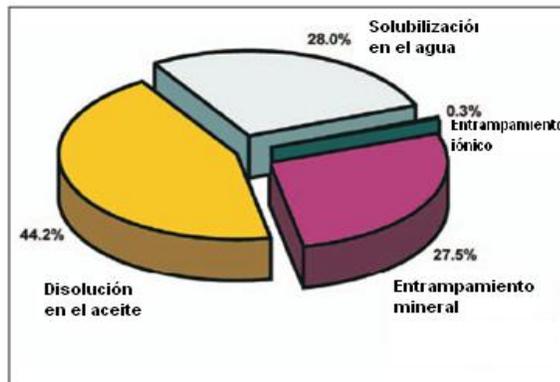


Figura 6.24 Estimación de la distribución de CO₂ después de 5,000 años⁷⁰.

El modelo de simulación del yacimiento fue validado con experimentos de laboratorio y simulaciones del campo a escala, siendo exitosos los resultados de la capacidad de almacenamiento de CO₂.

HERRAMIENTAS PARA EL ANALISIS DE RIESGOS

Para el análisis de riesgos de la fase 1^a del proyecto se utilizaron dos simuladores: El simulador Eclipse E300 y el CQUESTR, un programa analítico desarrollado para simulaciones probabilísticas.

El simulador composicional ECLIPSE 300 se usó para investigar el comportamiento del CO₂ a largo plazo. Este tiene la capacidad de simular el proceso de recuperación mejorada de CO₂; sin embargo, no fue hecho especialmente para modelar escenarios a un largo tiempo como los asociados en el almacenamiento geológico. Actualmente no existen herramientas computacionales para este propósito, pero este simulador tiene varias ventajas, que han sido extensamente probadas en el campo y validadas. Debido a la baja presión y temperatura crítica del CO₂, es importante registrar su comportamiento en una gran extensión espacial, lo que requiere la capacidad de usar ecuaciones de estado en el simulador. Este simulador trabaja con ecuaciones de estado que pueden simular el CO₂, inclusive como si fuera un componente hidrocarburo.

El simulador CQUESTRA, es un programa general de evaluación del almacenamiento de CO₂ en el subsuelo. La versión presente del CQUESTRA, CQ-1 refleja la etapa de desarrollo de la primera generación de modelos que simulen los procesos que probablemente tengan un mayor impacto en el almacenamiento del CO₂. Las fuerzas de flotabilidad pertenecientes a las fases más ricas de aceite y la fase separada de CO₂, son consideradas como las principales fuerzas implicadas en las fugas de CO₂ que podrían comprometer el sistema de almacenamiento. El CQ-1 considera para el transporte de masa de ambas fases la disolución acuosa, la fase supercrítica del CO₂, la flotabilidad del CO₂, el gas y aceite enriquecido y la dependencia del proceso a la profundidad y temperatura.

La simulación se hizo para un periodo de tiempo de 5,000 años, con el fin de dar una idea inicial del comportamiento de la migración del CO₂, el cual es un parámetro que puede ser muy importante para el modelo a largo plazo. Los estudios iniciales de la simulación mostraron la importancia de: procesos de difusión del aceite, distribución de saturaciones al final del proceso de recuperación mejorada, velocidades de movilidad del acuífero, empuje de agua y empuje por segregación gravitacional y la difusión.

El análisis de riesgos incluyó la integridad del sello del yacimiento a largo plazo, la integridad de los pozos de inyección y producción y los riesgos potenciales por las actividades humanas. Se usaron dos métodos primarios para el análisis de riesgo; el primer método fue determinístico y se relacionaba a estimaciones de varios riesgos asociados con variables específicas; el segundo método era probabilístico y dio como resultado una distribución de riesgos a través de ciertas variables. Ambos métodos fueron usados para desarrollar el modelo de riesgos y predecir el comportamiento del yacimiento en contacto con el CO₂.

Con este modelo se obtuvieron los resultados a 5,000 años considerando 21 millones de toneladas inyectadas al final del proceso, que indicaban que el CO₂ desplazado del área de recuperación mejorada sería del 26.8% (casi 5.6 millones de toneladas), de las cuales el 18.2 % (3.8 millones de toneladas) se moverían bajo el yacimiento, 8.6% (1.8 millones de toneladas) migrarían lateralmente en el yacimiento Midale fuera del área de recuperación mejorada, aunque la mayor parte de este CO₂ se difundirá en la roca sello y no alcanzaría los estratos adyacentes a la superficie, que contienen los acuíferos de agua dulce. Además, el 0.02% (.088 Millones de toneladas) migrarían por encima del yacimiento.

La principal fuga se produciría en los pozos abandonados, estimando que una cantidad menor al 0.001% del CO₂ escapará al final del proceso de recuperación mejorada. Estos resultados indican que existe un 95% de probabilidad de que el 98.7-99.5% del CO₂ inyectado inicialmente permanezca almacenado, ya que la movilidad en este tiempo es muy baja.

ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO

La seguridad del almacenamiento geológico del CO₂ en yacimientos de aceite depende de su configuración estructural, estratigráfica y de los mecanismos de entrapamiento como: solubilidad, iónico, mineral e hidrodinámico, debido a que la efectividad de estos mecanismos se define ampliamente por la presión, temperatura y régimen geológico.

El arreglo geológico del campo Weyburn es adecuado para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, por que los sellos principales que limitan al yacimiento son efectivos y presentaron raras discontinuidades sin evidencia detectable de capacidad de conducción de fluidos.

Muchas de las características del yacimiento en Weyburn son únicas. Sin embargo, el trabajo en el estudio del monitoreo es suficientemente genérico para que la metodología preparada para el análisis de riesgo pueda ser aplicable. En el estudio del monitoreo se identificó la manera más efectiva de definir el movimiento del CO₂ en el yacimiento y comprendió la optimización del almacenamiento del CO₂, al contrario de buscar únicamente la optimización de la recuperación de aceite. La comprensión del movimiento del CO₂ brinda información suficiente para desarrollar estrategias que mejoren la eficiencia de barrido en el yacimiento.

Una de las metas del monitoreo, es el estudio del control de la movilidad del CO₂ en el yacimiento, considerando estrategias efectivas de inyección, incluyendo posibles técnicas de control de la movilidad, para mejorar la eficiencia del barrido e incrementar el volumen potencial de CO₂ retenido en el yacimiento.

Cuando se combinaron la recopilación de datos nuevos con la base de datos existente, fue posible determinar con relativa seguridad las consecuencias a largo plazo de la inyección de gases de efecto invernadero en el subsuelo y la integridad del almacenamiento.

CAPITULO VII OPORTUNIDADES DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN MEXICO

México cuenta con importantes sitios potenciales para el secuestro de CO₂ en el subsuelo, particularmente en yacimientos petroleros. Las principales áreas de oportunidad para la captura de carbono en el sector energético, se encuentran en la reinyección de CO₂ generado en los procesos de explotación, particularmente de PEMEX y en los yacimientos petroleros que presentan pérdida de presión, a fin de incrementar y alargar el aprovechamiento de los yacimientos.

PEMEX tiene identificados diversos proyectos que ayudarían a reducir las emisiones al ambiente, que son de 3.7 millones de toneladas de CO₂, según diagnósticos de PEP. Se tienen identificados un total de 23 proyectos, de los cuales 10 están en etapa de definición y el resto, en proceso de ser adjudicados. Sin embargo; los proyectos identificados deben prepararse y documentarse por lo que todavía se tiene que trabajar mucho para que puedan promoverse y ser potencialmente económicos en el mercado internacional de bonos de carbono y/o para fines de recuperación mejorada.⁷¹

7.1.- ESCENARIOS POSIBLES EN LA FRONTERA MEXICO-E.U.A

En la actualidad tres eventos importantes ocurren en la frontera con los E.U.A

En E.U.A existen numerosos proyectos de secuestro de CO₂ en sus estados fronterizos y en el Golfo de México, que han encontrado alianzas regionales promovidas por el Departamento de Energía de E.U. Las actividades alrededor de los proyectos de recuperación mejorada en Texas son especialmente relevantes para México, al mismo grado que la extracción del gas natural en la Cuenca de Burgos.

Muchas de las plantas extranjeras generadoras de energía en el territorio mexicano de la frontera, pertenecen a compañías americanas, que venden una parte o la mayoría de su producción de electricidad a los Estados Unidos. Las autoridades locales y comunidades han sugerido que estas compañías deben cumplir con los mismos estándares de las compañías dentro de la Unión Americana, especialmente cuando se afecta a los vientos y a la calidad del aire de las ciudades americanas. Estas compañías pueden promover la captura e intercambio de CO₂ a nivel Federal o Estatal.

Actualmente existen 25 millones de habitantes en la línea fronteriza de México-EUA y esta área crece de forma rápida tanto económica como industrialmente y en un futuro nuevas plantas de generación de energía eléctrica serán necesarias y quizás nuevas tecnologías serán requeridas para cumplir con los objetivos de emisiones de los E.U.²¹

Bajo estas circunstancias es poco probable que las plantas americanas en el territorio Mexicano capturen sus emisiones de CO₂ en suelo Mexicano y lo transporten a través de la frontera por medio de ductos para ser almacenado en campos y yacimientos agotados en los Estados Unidos. Inclusive muchas de estas plantas de generación de electricidad queman gas natural de los Estados Unidos, donde estas emisiones de gases de efecto invernadero pueden ser regresadas por la misma vía por donde los sólidos y los desechos peligrosos de las industrias de maquila fueron regresadas a los Estados Unidos durante los primeros años del Tratado de Libre Comercio. Esto, podría ser puesto en práctica con la venta de bonos de carbono y la posibilidad de futuros incentivos en los impuestos que garantiza el gobierno de los Estados Unidos para promover el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento de CO₂.

Si tomamos en cuenta que las mejores y más grandes reservas de gas y carbón de México, se localizan al norte del territorio y que las plantas de generación de electricidad mediante la quema de carbón son grandes emisores de gases de efecto invernadero; entonces las plantas de generación eléctrica podrían ser construidas en territorio Mexicano, con el objetivo de proveer más electricidad en la región y producir corrientes con alta pureza de CO₂ que pudieran ser transportadas a la Cuenca de Burgos para mejorar la productividad de los yacimientos de gas. La figura 7.1 muestra las posibilidades de infraestructura para proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en la Cuenca de Burgos.

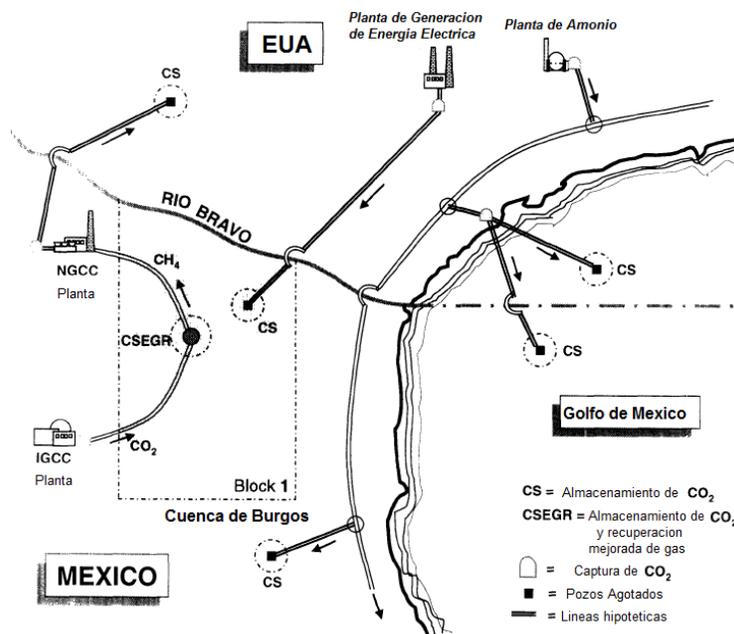


Figura 7.1 Posibilidades de desarrollo para proyectos de secuestro en la cuenca de Burgos²¹.

7.2.- CANTARELL

De acuerdo con la información disponible, es técnicamente posible el secuestro geológico del CO₂, mediante la inyección de una corriente de gases de chimenea en el campo Cantarell, para recuperación secundaria de petróleo. Existen numerosas fuentes de CO₂ cercanas al yacimiento, una de estas fuentes son los gases de combustión procedentes de la planta de nitrógeno en Atasta, donde se podría capturar 1.4 millones de toneladas anuales de CO₂, aunque el potencial total de la región es mucho mayor.

Otra estrategia de reducción de emisiones, consiste en explorar la factibilidad e implantar la captura de CO₂ en yacimientos agotados o con baja presión. Ello amplía la oportunidad para mantener los niveles de producción petrolera al tiempo que se reducen emisiones y se abre la perspectiva de obtener fondos adicionales por bonos de carbono. Esta tecnología cobrará mayor importancia cuando sea más atractiva económicamente y mejor aceptada ambientalmente, lo cual se espera ocurrirá en el curso de los próximos 10 años.

El campo Cantarell fue descubierto en 1976, es el sexto campo de aceite más grande en el mundo, se localiza en la Costa de Campeche, en el Golfo de México a 80 Km de Ciudad del Carmen.

El complejo Cantarell se compone de una anticlinal afallado con rumbo NW-SE, cuyos bloques principales se encuentran limitados por fallas: Akal, Sihil, Kutz, Nohoch y Chac (Figura 7.2). La columna estratigráfica de esta área del Golfo de México, contiene acumulaciones de arenas carbonatos y clastos del Jurásico Superior que se extienden sobre una capa de sal del Jurásico.

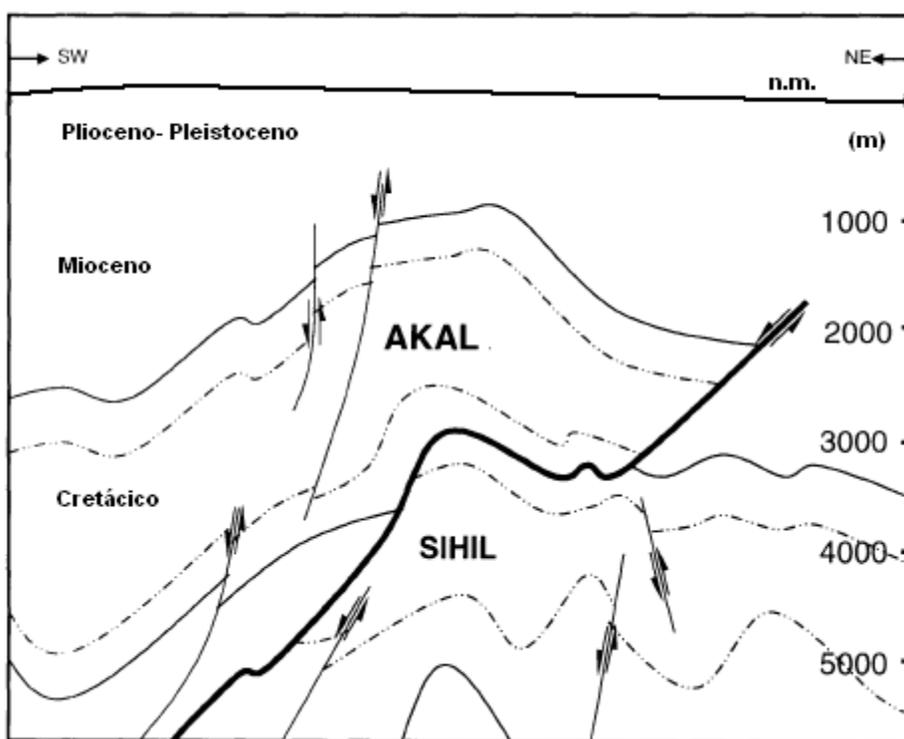


Figura 7.2 Bloques estructurales de Cantarell²¹.

El bloque Akal, es el más importante y conocido de Cantarell, ya que contenía casi el 90% de los 35 billones de barriles de aceite original del yacimiento. En tanto que el bloque Sihil ubicado debajo de Akal ha sido de los últimos en descubrirse.

Cantarell ha producido aceite con un rango de densidad de 20-24 °API. En algunos casos como el del bloque Sihil, el aceite ha llegado a tener valores de 30 °API; sin embargo, prevalecen los aceites pesados. La porosidad del campo va del 3 al 5 %. La presión actual del yacimiento después de más de 20 años de explotación es de 1,607 lb/pulg².

Hasta el año 2000, el campo había producido más de 7 billones de barriles de aceite y 3 mil trillones de pies cúbicos de gas natural y en ese tiempo se estimaban reservas recuperables de aceite crudo por más de 10 billones de barriles y 5 mil trillones de pies cúbicos de reservas de gas natural. En los últimos años la productividad del campo ha ido disminuyendo, por lo que se estima que la producción podría caer a 1 millón de barriles por día en el año 2015.

Por más de 20 años, el gas natural del yacimiento mantuvo la presión en los pozos de Cantarell, pero esta presión cayó en un 60% debido a la explotación de aceite y gas asociado. Como consecuencia de ello en el año 2000, PEMEX comenzó una operación de inyección de nitrógeno para represar el yacimiento y aumentar la producción por más años, pero la recuperación también ha disminuido, haciendo necesaria también la inyección de metano.

Para el año 2003, el complejo Cantarell estaba produciendo 2.2 millones de barriles por día de aceite crudo Maya de 213 pozos y se habían inyectado 1,200 billones de pies cúbicos estándar de nitrógeno. El nitrógeno es producido y comprimido desde la península de Atasta, ubicada costa adentro y enviado en tuberías hacia el campo Cantarell.

El aceite y gas producido del campo, es enviado en tuberías de transporte hacia las terminales de Cayo Arcas y Dos Bocas. En este proceso el gas producido es comprimido y enviado para su tratamiento, y después de separar el nitrógeno, éste regresa a las plataformas para el proceso de recuperación secundaria.

Para la realización de este proyecto, se requirió de la optimización y modernización de las instalaciones. Se instalaron 454 km de tuberías y se construyeron 28 plataformas marinas, se modernizó la infraestructura de refinación existente; también se incluyó la construcción de una planta de nitrógeno y dos plataformas de inyección en las que se ubican 18 pozos utilizados exclusivamente para la inyección del nitrógeno.

Se considera a Cantarell como un posible candidato para un proyecto de secuestro geológico, porque posee una extraordinaria ventaja sobre otros campos, como lo es el sofisticado nivel de datos técnicos y científicos, así como la infraestructura actual que está operando en el campo²¹.

Aunque este campo tiene varias características favorables para un proceso de recuperación mejorada con CO₂, algunas características deben ser cuidadosamente evaluadas, como es el caso de la presencia de fracturas y fallas. Una desventaja adicional, es que el aceite producido es pesado y su densidad no supera los 25 °API recomendados en este tipo de operaciones (Tablas 7.1, 7.2 y 7.3).

Criterios para una buena implantación			
<i>Propiedades del yacimiento</i>	<i>Indicadores positivos</i>	<i>Indicadores negativos</i>	<i>Cantarell</i>
<i>So Φ</i>	≥ 0.05	< 0.05 Si se considera un yacimiento vacío la capacidad es grande	.079
<i>Capacidad de Flujo K x h (m³)</i>	$\geq 10^{-14}$ a 10^{-13}	< 10^{-14} si el producto de k x h es menor se considera que la inyectividad será suficiente	s/d
<i>Capacidad (kg/m³)</i>	>10	<10	s/d
<i>Sellos</i>	Adecuada caracterización de la capa de roca, mínimo daño a la formación	Áreas propensas al deslizamiento de fallas	Falla anticlinal en muchos intervalos con intenso y caótico fracturamiento
<i>Profundidad</i>	>600		>1000 bajo el nivel del mar
<i>Tipo de formación</i>	Carbonatos /Arenas		Carbonato

Tabla 7.1 Indicadores para la implantación de proyectos de secuestro de CO₂ en Catarell²¹.

Criterios para una buena implantación			
Propiedades del aceite	Indicadores positivos	Indicadores de negativos	Cantarell
ρ ($^{\circ}API\ kg/m^3$)	>25,900	<22 Se Considera un proceso de recuperación mejorada inmisible, Si se tiene una gran capacidad en el yacimiento	20 a 24
μ (cp)	10	> 10 Se considera un proceso de recuperación mejorada inmisible	3.125
Composición	Alta concentración de C ₅ a C ₁₂ relativamente pocos aromáticos		s/d

Tabla 7.2 Indicadores para la implantación de proyectos de secuestro de CO₂ en Cantarell²¹.

Criterios para una buena implantación			
<i>Instalaciones superficiales</i>	<i>Indicadores positivos</i>	<i>Indicadores negativos</i>	<i>Cantarell</i>
<i>Corrosión</i>	CO ₂ con una pureza del 90%. Desarrollo de una capa epóxica en la tubería. Inhibidores de corrosión.	Concentración de H ₂ O y H ₂ S por encima de 500 ppm cada uno.	Muchas de las fuentes potenciales de CO ₂ usan o procesan aceite con alto contenido de sulfuros.
<i>Tuberías</i>	Fuentes de CO ₂ antropogénico ubicadas a una distancia menor a los 500 km del sitio de inyección o tubería de transporte.	Distancia de la fuente de CO ₂ al sitio de inyección mayor a 500 km.	Existen al menos 25 fuentes potenciales que generan más de 100,000 ton de CO ₂ al año a no más de 500 km del complejo Cantarell localizado a 80 km costa afuera.
<i>Sinergia</i>	Instalaciones superficiales y de producción pre-existentes	Experiencia nula en proyectos de recuperación mejorada con CO ₂ dentro de la región geográfica	Existen muchas instalaciones en tierra y costa afuera interconectadas en el campo

Tabla 7.3 Indicadores para la implantación de proyectos de secuestro de CO₂ en Cantarell²¹.

La evaluación hecha en 2001 por Bechtel, para un posible proceso de recuperación mejorada con CO₂ en Cantarell, estableció lo siguiente:

Las presiones de fondo de pozo en el bloque Akal son considerablemente bajas, por lo que el CO₂ no sería muy miscible con el aceite.

El CO₂ tiene un menor factor de compresibilidad y una mayor densidad que el nitrógeno. Esto ocasiona que sea necesario inyectar un mayor volumen de CO₂ para conseguir la misma cantidad de gas desplazado del yacimiento. Aunque, ésto es favorable en los proyectos de secuestro de CO₂, en los que se busca la inyección de la mayor cantidad posible de CO₂, tiene la desventaja de requerir más y mayores pozos de inyección.

El CO₂ es ligeramente miscible a estas presiones, lo que podría permitir una irrupción más temprana con el gas asociado comparado con el nitrógeno. También puede causar precipitación de asfáltenos en el yacimiento.

El CO₂ podría llevar humedades al yacimiento aumentando la posibilidad de corrosión en el equipo de producción. En adición, al irrumpir el CO₂ en el gas asociado, incrementa la cantidad de gas que debe ser tratado para remover el CO₂.

En este momento una ventaja importante para la inyección de CO₂, se deriva de que PEMEX, requiere ampliar la capacidad de la planta de nitrógeno con la adición de un módulo de 300 millones de pies cúbicos diarios. Sin embargo; este nitrógeno podría ser sustituido por gases de combustión, que se generan en puntos cercanos al yacimiento y no implicarían mayores costos. Los gases de chimenea tienen propiedades parecidas al nitrógeno y su costo es similar, considerando la eliminación de humedad antes de su inyección, para evitar problemas de corrosión, así como de oxígeno residual.

Para inyectar grandes volúmenes de CO₂ en el yacimiento de Cantarell, sería necesaria la construcción de un ducto que lo transporte desde varias fuentes de suministro, que pueden ser la planta de Atasta o las plataformas del mismo complejo Cantarell. Con esto, se evitarían las inversiones para el módulo adicional de la planta de nitrógeno.

Posibles fuentes de suministro de CO₂ para Cantarell

En el año 2003 PEMEX produjo un total de 39.6 millones de toneladas de CO₂, lo que equivalía casi al 13% de las emisiones totales de México, éstas, aunadas a las emisiones producidas por el sector eléctrico, eran responsables del 42% de las emisiones totales en México.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA), a partir de la localización del campo, las fuentes de CO₂ más adecuadas para su uso en el secuestro de CO₂, son aquellas que producen más de 100 mil toneladas de CO₂ por año y que se ubican a no más de 500 km del área de inyección o de alguna línea de transporte, incluso mientras menor sea la distancia entre estos dos puntos se reducirán los costos de transporte.

De acuerdo a estas consideraciones, las fuentes idóneas para la captura del CO₂ se localizarían en la región del Golfo de México e involucrarían principalmente al sector industrial: plantas petroquímicas, refinerías, plantas de generación eléctrica, industrias químicas, plantas de acero y de cemento (Figura 7.3).

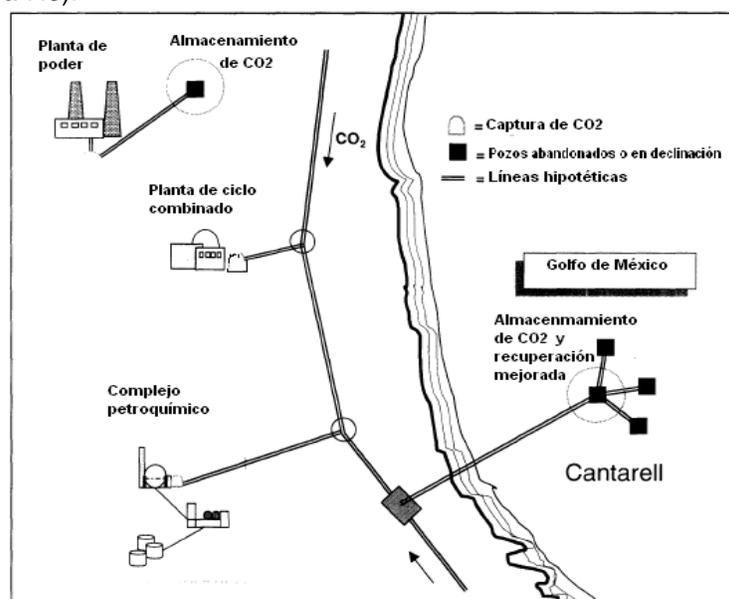


Figura 7.3 Posibilidades de desarrollo para proyectos de secuestro en Cantarell²¹.

Siguiendo estos criterios el M.I. Rodolfo Lacy Tamayo, identificó 126 plantas que posiblemente podrían ser candidatas para la captura del CO₂, algunas de ellas son²¹:

- Complejo Procesador de Gas Nuevo PEMEX: Ubicado en el Estado de Tabasco, que emite aproximadamente 2.12* millones de toneladas de CO₂ al año.
- Refinería PEMEX General Lázaro Cárdenas: ubicada en el Estado de Veracruz en el municipio de Minatitlán, que emite 1.55* millones de toneladas de CO₂ al año.
- Planta Petroquímica Morelos PEMEX: ubicada en Estado de Veracruz en el Municipio de Coatzacoalcos, que emite 1.46* millones de toneladas de CO₂ al año.
- Central de Ciclo Combinado Dos Bocas de la CFE: ubicada en el Estado de Veracruz en el Municipio de Medellín Bravo, que en el año 2002 emitía 1.31 millones de toneladas de CO₂ al año.
- Planta PEMEX-PEP Región Marina Noreste: ubicada costa afuera en Campeche y emite 7.28* millones de toneladas de CO₂ al año.
- Planta PEMEX-PEP Región Marina Suroeste: ubicada costa afuera en el Estado de Campeche y emite 1.46 * millones de toneladas de CO₂ al año.

*Emisiones en el año 2003

Las plantas de generación eléctrica más cercanas al campo, se localizan en Campeche, a casi 300 km de Cantarell. Otras de las plantas más cercanas son: la planta de Ciclo Combinado Dos Bocas, en Veracruz a 425 km y la planta de generación eléctrica de Mérida en Yucatán a 440 km.

Incluso la planta de nitrógeno de Cantarell localizada en Atasta, Campeche, es una gran fuente estacionaria de CO₂, que produce casi 1.4 millones de toneladas de CO₂ al año y que podría ser muy útil por estar conectada mediante tuberías a las plataformas de Cantarell y otras instalaciones petroquímicas de la región.

Cantarell es un campo en el que posiblemente podría implantarse la captura y almacenamiento de CO₂ a gran escala, gracias a las ventajas que ofrece en lo que respecta al conocimiento del campo y a la infraestructura existente. A pesar de las desventajas operacionales que presenta, esté proceso podría ser aplicado en diferentes bloques del yacimiento, dependiendo de las características del aceite y de la formación, pudiéndose obtener beneficios económicos en la recuperación de aceite y por bonos de carbono, además de importantes beneficios ambientales.

7.3.- CAMPO TRES HERMANOS

El Campo fue descubierto el 14 de Mayo de 1959 con la perforación del pozo N^o.103 a la profundidad de 2,706 m; se determinó como productor de aceite en roca ígnea que intrusión a la Formación Pimienta del Jurásico, cuenta con 154 pozos perforados en un área aproximada de 42 km². La presión original del yacimiento fue de 217 kg/cm² y el tipo de yacimiento corresponde a un yacimiento de aceite negro bajo saturado, con una presión de burbuja de 204 kg/cm². Es el principal productor del área de Cerro Azul, aunque actualmente es un campo maduro en declinación. Alcanzó su producción máxima en 1960 con un gasto de 24 mil barriles de aceite por día y hasta el año 2007 su producción era de 2,800 barriles de aceite y 10 millones de pies cúbicos de gas⁶.

Características de la formación:

- La formación está conformada principalmente de calizas.
- Porosidad de 4 al 18 %.
- La saturación de agua es de 45%.
- Permeabilidad de 0.313-143 (mD).

Características de los fluidos.

- El fluido contenido es aceite ligero.
- El contenido de H₂ es de .11 % mol.
- El contenido de CO₂ es de 45 % mol.
- La temperatura de fondo es de 86.1 °C a 1,935 (mv)⁷³.

Como parte de las características del campo la Tabla 7.4 muestra la estratigrafía general de Tres hermanos.

Columna Estratigráfica Tres Hermanos	
Formación	Litología
<i>Palma real Superior</i>	Lutita gris
<i>Palma real Inferior</i>	Lutita gris
<i>Horcones</i>	Lutita gris
<i>Chapopote</i>	Lutita gris
<i>Guayabal</i>	Lutita gris
<i>Velasco Inferior.</i>	Lutita y Marga gris.
<i>Méndez</i>	Margas gris y lutita gris
<i>San Felipe</i>	Caliza gris clara y café
<i>Agua nueva</i>	Caliza gris clara y arcillosa
<i>Tamabra.</i>	Caliza crema cretosa
<i>Tamaulipas Inferior.</i>	Caliza crema compacta

Tabla 7.4 Estratigrafía del campo Tres Hermanos⁷³.

En el campo tiene un total de 154 pozos de los cuales 53 pozos se encuentran en operación, 22 pozos fluyen intermitentemente, 24 pozos de bombeo neumático y 7 pozos de bombeo mecánico.

El manejo, transporte y distribución de la producción de hidrocarburos del área se hace a través de la infraestructura existente (Tabla 7.5).

Concepto	Unidades	Capacidad
Baterías de Separación	2	33,242 Bls
Módulos	2	2,994 Bls
Bombas de aceite eléctricas	5	
Bombas de aceite de combustión interna	3	
Separadores atmosféricos	2	
Separadores horizontales	10	
Separadores verticales	2	
Separador de alta	1	
Gasoductos de B.N.	1	11.3 km
Líneas de inyección de B.N.	24	8.8 km
Líneas de descarga	126	
Cabezal de recolección gas-aceite	4	79 km
Cabezal de recolección gas	1	
Oleogasoductos	1	9.1 km

Tabla 7.5 Instalaciones de producción⁷³.

La producción de los módulos y baterías se envía por un oleogasoducto, a la planta deshidratadora ubicada en la Ciudad de Naranjos, Veracruz, posteriormente el aceite estabilizado es transportado mediante un oleoducto a la Refinería Madero.

En el año 2007, Petróleos Mexicanos firmó un contrato de compra-venta de bonos de carbono con la empresa noruega Statoil, con lo que se planea obtener alrededor de 12.8 millones de dólares anuales, tomando en cuenta un precio promedio de ocho dólares por tonelada de bióxido de carbono⁷¹.

Dentro de este primer acuerdo comercial con Statoil, Pemex ejecutará un proyecto para eliminar la quema de gas en el campo petrolero Tres Hermanos en la Cuenca de Tampico-Mizantla, Veracruz, una de las regiones petrolíferas más antiguas de México.

De esta forma Pemex reducirá la quema de gas asociado, mientras que Statoil transferirá la tecnología desarrollada para sus explotaciones y se encargará de registrar este proyecto ante las instancias internacionales para obtener los créditos de carbono.

El proyecto de recuperación y utilización de gas en el campo petrolero Tres Hermanos, se encuentra en etapa de aprobación. El campo se ubica en la parte Norte del Estado de Veracruz a 50 km al Norte de Cerro Azul, en los Municipios de Tantima y Tamalín (Figura 7.4).



Figura 7.4 Localización del campo Tres Hermanos⁷².

Este proyecto comprende la recuperación y el transporte de gas húmedo amargo del campo, a una nueva planta de separación, en la cual se producirán hidrocarburos líquidos y gas seco. Para evitar quemar el gas, se separarán los crudos de los gases asociados (metano, etano, propano y butano). La corriente de gas seco se acondicionará, se comprimirá y se comercializará al interior de PEMEX o en el mercado nacional, los hidrocarburos líquidos se incorporarán a la corriente de crudo y el CO₂ separado podrá ser reinyectado en el campo.

Con esto, se disminuirá la actividad de quemado de gases y se reducirán las emisiones de CO₂, estimando que para el año 2012 este proyecto evite que alrededor de 320,644 toneladas de CO₂ sean emitidas a la atmósfera (Tabla 7.6).

Años	Estimación anual de Reducción de emisiones de CO ₂ . (ton CO ₂)
2008	73,998
2009	72,474
2010	72,474
2011	70,154
2012	63,091
2013	56,125
2014	49,508
2015	44,172
2016	39,200
2017	34,838
Total 10 años	576,034

Tabla 7.6 Reducción de emisiones anuales mediante proyectos de SSC para el Campo Tres Hermanos⁶.

Este campo muestra una de las diversas oportunidades que se tiene en México para la realización de proyectos de Secuestro Geológico de CO₂, considerando la gran cantidad de yacimientos maduros con los que cuenta el país, que son muy bien conocidos y cuentan con la infraestructura necesaria para un rápido y menos costoso desarrollo. Particularmente el campo, Tres Hermanos tendrá los siguientes beneficios.

- Uso eficiente de gas natural.
- Suministro adicional de gas.
- Reducción de la quema de gas y emisiones de CO₂.
- Mayor calidad del aire local⁶.

ASPECTOS RELEVANTES

Pemex calcula que el potencial total estimado para todos sus proyectos de mitigación de CO₂, podrían reducir las emisiones de CO₂ en 6 millones de toneladas anuales.

A corto plazo las mayores oportunidades de secuestro de CO₂ se presentan en campos abandonados, sometidos a recuperación mejorada o campos en declinación y mantenimiento (Figura 7.5). Sin embargo, aún es vista como una solución de alto riesgo ante la probabilidad de eventuales fugas del CO₂ hacia la atmósfera.

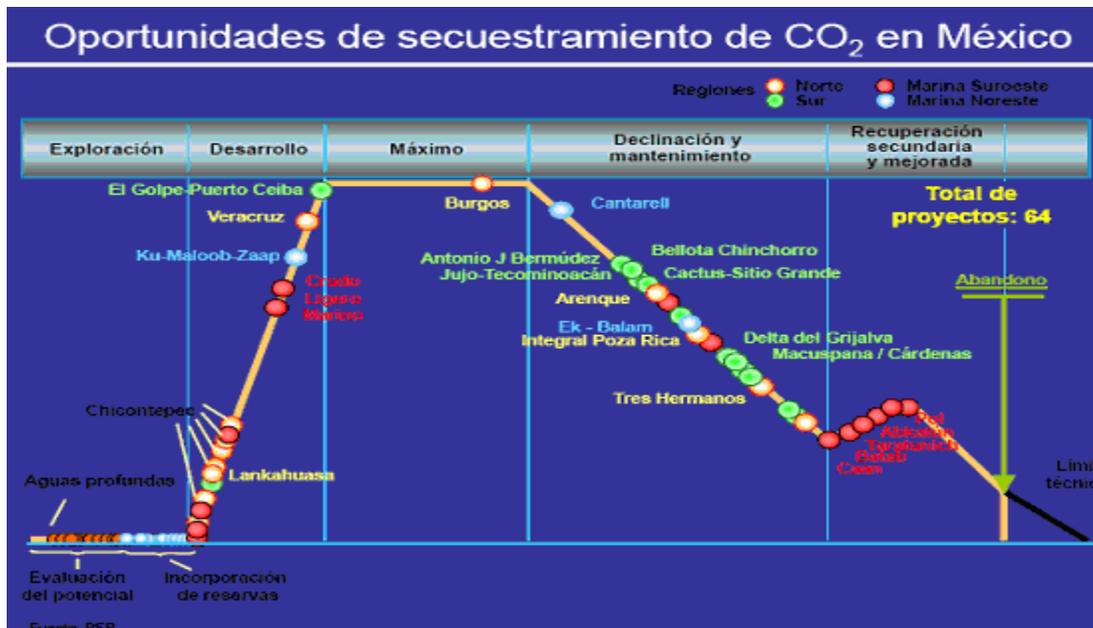


Figura 7.5 Oportunidades para proyectos de Secuestro de CO₂ en México⁷..

Desde el punto de vista económico, los proyectos de Secuestro Geológico de CO₂, todavía son una alternativa costosa si se hacen con el único fin de almacenar el CO₂, pero si el CO₂ es aprovechado para su inyección en un yacimiento de aceite, como un proceso de recuperación mejorada ya sea en un proceso no-miscible, permitiendo el barrido eficiente del aceite remanente en el yacimiento o en un proceso miscible, modificando ciertas propiedades del aceite (viscosidad, composición y densidad) para facilitar su flujo y además, si estos proyectos son implantados dentro del Programa de Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, obteniendo bonos por Reducciones Certificadas de Emisiones de CO₂, propiciaría que los proyectos de Secuestro Geológico de CO₂, resultaran una opción económicamente atractiva en un futuro próximo y muy eficaz para reducir las emisiones de CO₂ a gran escala.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**Conclusiones**

- 1) En los próximos años los hidrocarburos seguirán siendo la principal fuente de energía en el mundo, ya que aún no existe un remplazo eficiente que satisfaga los requerimientos actuales de energía, por lo que la alternativa más viable a corto plazo para reducir las emisiones globales de CO₂ y mantener a los hidrocarburos como base de la economía, es la implantación de proyectos de secuestro geológico de CO₂, que a su vez permitan que la industria petrolera sea parte de la solución.
- 2) El CO₂ es uno de los gases antropogénicos más importante que favorece al calentamiento global de la Tierra, debido principalmente a que tiene una duración efectiva en la atmósfera cercana a 100 años; así también, por el aumento gradual de su concentración en la atmósfera, producido principalmente por la quema de combustibles fósiles. Ante el problema del calentamiento global, muchos científicos consideran que parte de la solución a corto plazo, en las próximas décadas, consiste en capturar y almacenar el CO₂ (Secuestro de CO₂), proveniente de los procesos industriales que generan las corrientes más grandes o concentradas de este gas, como los son las plantas eléctricas, plantas de cemento, refinерías y plantas de procesamiento de gas, etc.
- 3) Para el desarrollo de los proyectos de Secuestro Geológico de CO₂ existen tres opciones de captura de CO₂ (post-combustion, pre-combustion, oxicombustion), que pueden ser aplicadas en plantas nuevas o adaptadas a las instalaciones existentes. El proceso de post-combustion cuya separación se basa en la absorción química del CO₂ (soluciones de aminas), es el que podría tener una mayor aplicación en la industria petrolera, por su semejanza con el proceso de tratamiento de gas normalmente usado en esta industria. Por otra parte los procesos de pre-combustion y oxicombustión son los menos experimentados a la fecha, no obstante se están realizando pruebas e investigaciones para su futura implantación.
- 4) El Secuestro Geológico de CO₂ es una opción benéfica y viable para reducir las emisiones de CO₂, porque pueden ser implantados a gran escala. Si este tipo de proyectos se implantan completamente, hay un potencial de captura y almacenamiento global de 236 billones de toneladas de CO₂ para el año 2050. Esto corresponde a una reducción del 33% en las emisiones globales de CO₂ para dicho año, comparado con los niveles de emisiones actuales de 27 billones de toneladas de CO₂ al año.
- 5) En términos generales, para realizar un proyecto exitoso de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas (acuíferos salinos, minas de carbón, yacimientos de aceite y gas), se requiere del siguiente trabajo:
 - La integración de la información del yacimiento.
 - Pruebas de laboratorio (presión, PVT, salinidad y cromatográficos).
 - Simulación de yacimientos.
 - Experimentos geoquímicos y geomecánicos.
 - Monitoreo del proceso de inyección y migración del CO₂.
 - Análisis de riesgo.

- 6) Actualmente, tres proyectos de Secuestro Geológico en el mundo, cumplen con el nivel de monitoreo requerido para entender el comportamiento del almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas a largo plazo. Estos son:
- El proyecto Sleipner en el Mar del Norte donde el CO₂ se inyecta para su almacenamiento en un acuífero salino.
 - El proyecto Weyburn en Canadá donde el CO₂ se inyecta en un yacimiento de aceite con dos objetivos, uno es el almacenamiento del CO₂ y otro es la recuperación mejorada de aceite.
 - El proyecto In Salah en Nigeria en donde el CO₂ es inyectado en un yacimiento de gas para fines de almacenamiento.

Considerando las diferencias entre estos proyectos, en relación a los yacimientos geológicos y los tipos de procesos de almacenamiento que pueden ser usados, se observa que más allá del monitoreo de la zona de inyección, se requerirá una adecuada validación o comprensión del proceso de Secuestro Geológico de CO₂ y de las tecnologías que serán usadas para asegurar el almacenamiento del CO₂.

- 7) A corto plazo las mayores oportunidades de secuestro de CO₂ en México y en el mundo, se presentan en los campos petroleros abandonados, sometidos a recuperación mejorada o en declinación, debido a que poseen una extensa caracterización del yacimiento, su capacidad y seguridad de almacenamiento está probada, existen pozos perforados que pueden ser usados como pozos inyectoros de CO₂ o para el monitoreo, además en muchos casos cuentan con la infraestructura para el transporte del CO₂. Sin embargo, el Secuestro Geológico de CO₂ aún es visto como una solución con cierto riesgo ante la probabilidad de que el CO₂ inyectado en el subsuelo pueda eventualmente fugarse hacia la atmósfera.
- 8) Aunque se necesita más tiempo para estudiar la problemática del calentamiento global, para tomar las mejores decisiones en base a un grado de certidumbre razonable, la tecnología y los conocimientos técnicos especiales necesarios para almacenar el CO₂ en el subsuelo, hoy están disponibles y provienen de la industria petrolera.
- 9) Para esta investigación fueron consultadas diversas publicaciones y fuentes electrónicas con el objetivo de presentar el Estado del Arte en materia de Secuestro Geológico de CO₂, con el que se identificaron las actividades, metodologías y algunos de los proyectos más importantes realizados y/o planeados a nivel mundial, así como las Organizaciones, Institutos de Investigación, Laboratorios, Universidades y Compañías Petroleras que están trabajando en este tema.

Recomendaciones

- Para mejorar la comprensión general del comportamiento del almacenamiento de CO₂ en los diferentes sistemas geológicos (acuíferos salinos, minas de carbón, yacimientos de aceite y gas) y para validar y mejorar las herramientas de predicción, se necesita un extenso número de pruebas de monitoreo en los distintos proyectos.
- Para incrementar en el mundo el uso de la tecnología de secuestro geológico de CO₂, se requiere mejorar el entendimiento del almacenamiento del CO₂ a largo plazo y en particular la duración del almacenamiento y sus riesgos asociados. Esto influirá fuertemente en la aceptación social de esta tecnología.
- Desde el punto de vista económico, los proyectos de Secuestro Geológico de CO₂, todavía son una alternativa costosa si se hacen con el único fin de almacenar el CO₂, pero si el CO₂ es aprovechado para su inyección en un yacimiento de aceite, como un proceso de recuperación mejorada ya sea en un proceso no-miscible, permitiendo el barrido eficiente del aceite remanente en el yacimiento o en un proceso miscible, modificando ciertas propiedades del aceite (viscosidad, composición y densidad) para facilitar su flujo y además, si estos proyectos son implantados dentro del Programa de Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, obteniendo bonos por Reducciones Certificadas de Emisiones de CO₂, propiciaría que los proyectos de Secuestro Geológico de CO₂, resultaran una opción económicamente atractiva en un futuro próximo y muy eficaz para reducir las emisiones de CO₂ a gran escala.
- Cada proyecto de Secuestro Geológico de CO₂ debe considerarse único, entendiendo que cada proyecto y yacimiento es distinto y que cada uno tendrá sus propias ventajas y complicaciones.

REFERENCIAS

1. Singh Nisheeth.: "Tesis: A Systems Perspective for Assessing Carbon Dioxide Capture and Storage Opportunities". Massachusetts Institute of Technology, Mayo 2004.
2. SEMARNAT.: "Inventario Nacional de emisiones de gases de efecto invernadero 1990-2002" Mexico, Septiembre 2006.
3. SEMARNAT.: "Hacia una Estrategia Nacional de Acción Climática. Síntesis Ejecutiva". Comisión Intersecretarial de Cambio Climático CICC,. México 2006.
4. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005) Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC Special Report Interlachen.
5. Bennaceu Gatwick Kamel, Gupta Neeraj, Monea Mike, Ramakrishnan Ridgefield T.S., Randen Stavanger Trygve, Sakurai Shinichi, Whittaker Steve.: "Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano" .Oilfield Review, Invierno de 2004/2005.
6. Dr. Cinco Ley Héber.: "Presentación Almacenamiento de CO₂ en Formaciones Geológicas". Instituto Mexicano del Petróleo, Septiembre 2007.
7. Lacy Rodolfo.: "Presentacion Secuestro, Captura y Almacenamiento de CO₂". Centro Mario Molina, Septiembre 2007.
8. Audus Harry.: "Presentación: CCS Current Status & Confidence Building" IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Tokyo, Enero 2007.
9. Freund Paul.: "Presentación: Geological Storage of CO₂" .International Workshop on CO₂ Geological Storage, Japón 2006.
10. Herzog Howard and Golomb Dan.: "Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use" Encyclopedia of Energy, 2004.
11. Nghia Nguyen Duy.: "Carbon Dioxide Geological Sequestration: Technical and Economic Reviews", SPE 81199, School of Petroleum Engineering, University of New South Wales 2003.
12. Endesa.: "Presentación: La captura y almacenamiento de CO₂ en el Mix energético del 2030". Madrid, Abril 2008.
13. Moreno Natàlia, Querol Xavier, Marco Juan Pablo, Linares Àngel, Raúl, Sanz, José A. Delgado Eloy Santiago, Sanz Abel, Burgos Silvia, Martín Laura.: "Presentación: Captura de CO₂ mediante procesos de adsorción física en el CENIT-CO₂". Julio 2007.
14. DTI.: "Review of the feasibility of carbon dioxide capture and storage in the UK" Cleaner fossil fuels programme. DTI/Pub URN 03/1261. Septiembre 2003. Páginas 1-31.

15. Knott Terry.: "Capturing carbon dioxide". BP Magazine Abril 2008. Páginas 16-24.
16. Bellona Foundation.: "CO₂-Capture". 15 de agosto 2007.
17. Thambimuthu Kelly, Chairman.: "Presentación: International Developments International Developments – CO₂ Capture and Storage & Clean Coal" .International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas R&D Programme. Mayo 2008.
18. Dooley J.J. (Lead Author), Dahowski RT, Davidson CL, Wise MA, Gupta N, Kim SH, Malone EL.: "Carbon Dioxide Capture and Geologic Storage. A core element of a global energy technology strategy to address climate change". Technology report from the second phase of the global energy technology strategy program, Abril 2006.
19. Semere Solomon, Stangeland Aage.: "The Bellona Foundation- Fact sheet: CO₂ Storage", 2007.
20. Van der Meer B.. "Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs". Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, Paginas. 527-536. Institut français du pétrole.
21. Lacy Tamayo Rodolfo.: "Tesis Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan" Massachusetts Institute of Technology, Junio 2005.
22. Gozalpour F., Ren S.R. and Tohidi B.: "CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs". Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, paginas. 537-546. Institut français du pétrole.
23. Julio Friedman S.: "Geological Carbon Dioxide Sequestration". GSW, Junio 2007. Páginas 179-184.
24. Sengul M.: "CO₂ Sequestration – A Safe Transition Technology". SPE 98617. 2006.
25. Calabrese M., Masserano F., Blunt M.J.: "Simulation of Physical –Chemical Processes During Carbon Dioxide Sequestration in Geological Structures" SPE 95820. 2005.
26. Jimenez J.A., Chalaturky R.J.: "Integrity of Bounding Seals for Geological Storage of Greenhouse Gases". SPE 78196. University of Alberta 2002.
27. Hourk Susan D., Kharaka Yousif, Knauss Kevin G., Jackson Corrine Wany.: "Presentación Role of geochemical interaction in assuring performance of storage of CO₂ in geologic environments". University of Texas. 23 de Abril 2007.
28. Ramakrishnan T. S.: "Presentación Climate Initiative and CO₂ Sequestration". Schlumberger-Doll Research.
29. Jenvey N.J., Moen R.S., Muller N.; Buehler J., Costello M.S., Schwander M.M.: "CO₂ Geological Storage Field Development: Initial Experiences in an Emerging Industry". SPE 112854. 2008.

30. Benson S.M., Lawrence Berkeley Natl.: "Monitoring Carbon Dioxide Sequestration in Deep Geological Formations for Inventory Verification and Carbon Credits". SPE 102833. 2006.
31. Gupta Neeraj.: "Presentación Geological disposal of CO₂ in deep saline formations and deep coal seams in the Ohio River Valley" Febrero 2003.
32. Gupta Neeraj.: "Presentación A decade of applied research on geologic sequestration in the Midwestern USA lessons learned and future challenges" Battelle.
33. Byrer Charles.: "Technical progress report October to December 2004.novel concepts research in geological storage of CO₂ phase III". The Ohio River Valley CO₂ Storage Project NETL. 2 de Febrero 2005.
34. Byrer Charles.: "Technical progress report April to June 2005.novel concepts research in geological storage of CO₂ phase III". The Ohio River Valley CO₂ Storage Project NETL. 14 de Septiembre 2005.
35. Byrer Charles.: "Technical progress report October to December 2005.novel concepts research in geological storage of CO₂ phase III". The Ohio River Valley CO₂ Storage Project NETL. 23 de Enero 2006.
36. Byrer Charles.: "Technical progress report January to March 2006.novel concepts research in geological storage of CO₂ phase III". The Ohio River Valley CO₂ Storage Project NETL. 18 de Mayo 2006.
37. American Association of Petroleum Geologist.: "Mountains of opportunity". Septiembre 2005.
38. Zoback Mark D., Lucier Amie, Ross Hannah "Geomechanics and CO₂ Sequestration" GCEP Technical Report 2006.
39. Bacon Diana H., Gupta Neeraj. Sminchak Joel R.: "Presentacion Assessment of CO₂ injection potential in the Copper Ridge formation at the Mountaineer Power Plant Site". Battelle 2006.
40. Gupta Neeraj, Jagucki Phil, and Dooley James, Mudd Mike, Byrer Charles, Ramakrishnan T.S., Christopher Charles .: "Presentación Planning for a Geologic Storage Demonstration in the Ohio River Valley Region".Battelle.
41. Zoback Mark, Lucier Amie, Ross Hannah, Chiarimonte Laura.: "Presentación: Seal integrity for Geologic Sequestration of CO₂" Global Climate & Energy Project, Stanford University, 13 de Junio 2005.
42. Gupta Neeraj, Jagucki Phil, Sminchak Joel, Sass Bruce, Bacon Diana, and Meggyesy Danielle.: "Presentación: Mountaineer Project – Lessons Learned and Implications for Regional and Local Storage Potential and Path Forward in the Appalachian Basin" Battelle Memorial Institute, Columbus, Ohio. 8 de Noviembre de 2006.

-
43. NETL Project facts.: "Storage of CO₂ in Geologic Formations in the Ohio River Valley Region". Abril 2008.
 44. Gray Mark A.: "Presentación Carbon Capture Demonstration Projects: AEP's Perspective Western Governors' Association Workshop". American Electric Power, Octubre 2007.
 45. Fo'rster Andrea, Norden Ben, Zinck-Jørgensen Kim, Frykman Peter, Kulenkampff, Erik Spangenberg Johannes, Erzinger Jo'rg, Zimmer Martin, Kopp Ju'rgen, Borm Gu'nter, Juhlin Chris, Cosma Calin-Gabriel, and Hurter Suzanne.: "Baseline characterization of the CO₂ SINK geological storage site at Ketzin, Germany". Environmental Geosciences, V.13, Numero 3 Septiembre 2006.Paginas 145-161.
 46. Hovorka Susan D., Holtz Mark H., Sakurai Shinichi, Knox Paul R.: "Report to the Texas Commission on Environmental Quality to Accompany a Class V Application for an Experimental Technology Pilot Injection Well Frio Pilot in CO₂ Sequestration in Brine-Bearing Sandstones". University of Texas at Austin. Diciembre 2003.
 47. Hovorka Susan D., Knox Paul R., Olden Curtis M.: "Presentación Potential new uses for old gas fields: Sequestration of Carbon Dioxide". NETL.
 48. Holtz Mark H., Fouad Khaled, Knox Paul R., Sakurai Shinichi, Yeh Josep.: "Presentación Geologic Sequestration in Saline formations Frio brine Storage pilot Project, Gulf Coast Texas" Gulf Coast Carbon Center.
 49. Hovorka Susan D., Collins Dan, Benson Sally, Mayer Larry, Byrer Charles and Cohen Karen.: "Update on the Frio brine pilot: Eight months after injection" .Mayo 2005.
 50. Hovorka Susan D., Sakurai Shinichi, Kharaka Yousif K., Nance H. Seny, Doughty Christine, Benson Sally, Freifeld Barry M, Trautz Robert C., Phelps Tomy and Daley Thomas M.: "Monitoring CO₂ Storage in brine formations: lessons learned from the Frio field test on one year past injection". 2005.
 51. Nance H. Seny, Rauch Henry, Strazisar Brian, Diehl Rod, Klusman Ron and Lewicki Jennifer.: "Surface environmental Monitoring at the Frio CO₂ sequestration test site, Texas" Mayo 2005.
 52. Baklid Alan, Korbd Ragnhild, Owren Geir.: "Sleipner Vest CO₂ disposal, co, injection into a shallow underground aquifer". SPE 36600. 1996.
 53. Solomon Semere.: "Security of CO₂ storage in Norway". The Bellona Foundation- Fact sheet: Security of CO₂ Storage, 21 Febrero de 2007.
 54. Kaarstad Olav.: "Presentación the Sleipner Project". IEA Asia Pacific Conference on Zero Emissions Technologies Gold Coast, Queensland, Australia, 18 de Febrero de 2004.
 55. Torp Tore A., Dr.ing.: "Conference 10 years of SLEIPNER CO₂ Storage" Adviser CO₂ Storage, StatoilHydro ASA, Norway.2006

56. Aimard Nicolas, Lescanne Marc, Mouronval Gérard, Prébende Claude.: "The CO₂ pilot Lacq: an integrated oxycombustión CO₂ capture and geological storage project in the South West of France". IPTC 11737. 2007.
57. Geel Kees, Arts Rob, Van Eijs Rob, EricKreft, Hartman Jan, D'Hoore Daan.: "Geological Site Characterization of the Nearly Depleted K12-B Gas Field, Offshore the Netherlands". Marzo 2006.
58. Van der Meer L. G. H., Kreft E., Geel C.R., D'Hoore D., Hartman J.: "CO₂ Storage and testing enhanced gas recovery in the K12-B reservoir".2006.
59. Van der Meer1 L. G. H., Kreft E., Geel C.R., D'Hoore D., Hartman J.: "Enhanced gas recovery testing in the K12-B reservoir by CO₂ injection, a reservoir engineering study".GDF Production Nederland B. 2006.
60. HADDADJI Redouane.: "The In-Salah CCS experience Sonatrach, Algeria" Primera Conferencia Internacional Mecanismos de Desarrollo Limpio. Sonatrach, Algeria. Septiembre 2006.
61. Wright Iain W.: "The In Salah Gas CO₂ Storage Project". ITPC 11326. BP 2007.
62. Wright Iain W.: "CO₂ Geological Storage: Lesson Learned from In Salah (Algeria)". EU - OPEC CCS Conference, Riyadh. Septiembre 21 de 2006.
63. Wright Iain W.: "Presentación CO₂ Geological Storage: Lesson Learned from In Salah (Algeria)". Mayo 2006
64. Pawar Rajesh J., Warpinski Norm R., Lorenz John C., Benson Robert D., Grigg Reid B., Stubbs Bruce A., Stauffer Philip H., Krumhansl James L., Cooper Scott P., and Svec Robert K.: "Overview of a CO₂ sequestration field test in the West Pearl Queen reservoir, New Mexico". Environmental Geosciences. Septiembre 2006.
65. Lorenz John C., Cooper Scott P.: "Presentación Geologic consideration for CO₂ injection at the West Pearl Queen field" Sandia National Laboratories.
66. Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R.. Editado por: Wilson M. y Monea M.: "IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring & storage project summary report 2000-2004".Petroleum Technology Research Centre, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, University of Regina, Vancouver, Canadá . Septiembre 2004.
67. *Malik Qamar M. and Islam M.R.*: "CO₂ Injection in the Weyburn Field Canada: Optimization of Enhanced oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal wells". SPE 59327. University of Regina, Regina Saskatchewan, Canada.
68. Brown K., Jazrawi W., Mober R., Wilson M.: "Role of Enhanced Oil Recovery in Carbon Sequestration The Weyburn Monitoring Project, a case study" Petroleum Technology Research Centre 6 Research Drive, Regina, Saskatchewan S4S 7J7.
69. Moberq Roland and Jazrawi Waleed.: "Presentación The IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage project".

-
- 70 Petroleum Technology Research Center.: "Presentación The IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage project".
 - 71 Geffroy Aguilar Enrique, Ing. Guevara Flores Gerardo.: "Boletín de la asociación nacional de energía solar". Abril 2007.
 - 72 Urteaga Dufou José Antonio.: "Presentación Proyectos MDL casos replicables". Academia Mexicana de Ingeniería. Seminario Cambio Climático, el Caso de México, Septiembre 5 de 2007.
 - 73 PEMEX, Exploración y producción. Perforación y Mantenimiento de Pozos.: "Programa de Perforación en Tres Hermanos 309 H".
 - 74 Dahaghi Amimasoud Kalantari, Gholami Vida, Modghadasi Jamshid and Abdi R.: "Formation damage through asphaltene precipitation resulting from CO₂ gas injection in Iranian carbonate reservoirs". SPE 99631.
 - 75 Westrich H., Lorenz J., Cooper S., Colon C. Jove, Warpinski N., Zhang D., Bradley C., Lichtner P., Pawar R., Stubbs Bruce, Grigg R., Svec R. , Byrer C.: "Sequestration of CO₂ in a Depleted Oil Reservoir: An Overview".
 - 76 Pawar Rejesh L., Warpinsky Norm R., Beson Robert D., Grigg Reid B., Krumhansl James L., Stubbs Bruce A., "Geological Sequestration of CO₂ in depleted oil Reservoir:an Overview of a field demonstration project". Los Alamos national Laboratory, Sandia National Laboratory, Colorado School of Mines, New Mexico Institute of Mining &Technology. S.P. E. 90936.
 - 77 U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy,National Energy Technology laboratory.: "Geologic sequestration of CO₂ in a depleted oil reservoir: a comprehensive modeling and site monitoring project".
 - 78 Wilson Thomas H., Wells Arthur W., Diehl J. Rodney, Bromhal Grant S., Smith Duane H., and Carpenter William.: "Ground penetrating radar survey and tracer observations at the West Pearl Queen carbon sequestration pilot site, New Mexico". National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA & Morgantown, WV & *West Virginia University Department of Geology and Geography.
 - 79 Bacon Diana H., Gupta Neeraj, Sminchak Joel R.: "Assessment of CO₂ Injection Potential in the Copper Ridge Formation at the Mountaineer Power Plant Site" Battelle Pacific Northwest Division, Richland, Washington;Battelle,Columbus, Ohio.
 - 80 Gupta Neeraj, Jagucki Phil, Sminchak Joel, Sass Bruce, Bacon Diana, and Meggyesy Danielle.: "Mountaineer Project – Lessons Learned and Implications for Regional and Local Storage Potential and Path Forward in the Appalachian Basin" Battelle Memorial Institute, Columbus, Ohio.
 - 81 McCallum, Riestenberg, Cole, Freifeld, B.M., Trautz, Hovorka, and Phelps.: "Presentación Monitoring Geologically Sequestered CO₂ during the Frio Brine Pilot Test using Perfluorocarbon Tracers".

- 82 Ballesteros Aparicio (et al.) .: "Captura y almacenamiento de CO₂: seminario permanente en tecnologías energéticas". Universidad pontificia de comillas ,2007
- 83 Bellona Foundation.: "CO₂ in 5 minute" .1 de Octubre 2007.
- 84 Instituto Mexicano del Petróleo.: "Presentación Opciones de Mitigación en México". XIV Foro energía en la frontera .Octubre 2007.
- 85 The Bellona Foundation.: "CO₂-Capture and Storage". 15 de Agosto de 2007.
- 86 Sabugal García Santiago.: "Presentacion : Captura y Almacenamiento de CO₂ a partir de oxidcombustión". Endesa. Noviembre 2006.
- 87 Dr. Topper John.: "Presentación: Carbon Capture and Storage in the International Context". International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas R&D Programme. Febrero 2007.
- 88 Litynski John T...:"Deployment issues related to geological and terrestrial CO₂ sequestration in the PCOR partnership region." Topical Report. US Department of Energy. May 2005

Referencias electrónicas (Consultadas entre Mayo y Agosto del 2008)

- I. <http://www.lentech.com/espanol/di%C3%B3xido%20de%20carbono.htm>
- II. <http://es.wikipedia.org/wiki/CO2>
- III. http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/climate_change/sources.htm
- IV. http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/climate_change/CO2.htm
- V. <http://www.co2sink.org/geninfo/theproject.htm>
- VI. http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/climate_change/sleipner.htm
- VII. <http://www.co2captureandstorage.info/>
- VIII. http://gravity.ucsd.edu/media/sleipner/agu2003_files/frame.htm#slide0032.htm
- IX. <http://www.k12-b.nl>
- X. http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=71
- XI. <http://www.textoscientificos.com/quimica/metanol/obtencion/>
- XII. http://www.seed.slb.com/es/scictr/watch/climate_change/weyburn.htm
- XIII. <http://bellona.org/>
- XIV. <http://www.iea.org/>
- XV. <http://www.geos.ed.ac.uk/ccs/>
- XVI. https://www.canadianinstitute.com/Energy___Resources/CSS.htm
- XVII. <http://www.beg.utexas.edu/enviroqlty/co2seq/publications.htm>
- XVIII. <http://www.netl.doe.gov/>
- XIX. <http://www.fossil.energy.gov>
- XX. <http://www.seed.slb.com>
- XXI. <http://www2.petrobras.com.br/AtuacaoInternacional/PetrobrasMagazine/pm50/esp/carbono.html>