



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE
CO₂**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

RAMÍREZ REYES RICARDO



DIRECTOR DE TESIS: Ing. Israel Castro Herrera.
CO - DIRECTOR: M. C. Heron Gachuz Muro.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Rosa, gracias por hacerme la persona que soy, por tu amor y tu entrega, por toda tu vida dedicada a hacernos mejores personas; no encuentro palabras para explicar lo orgulloso que estoy de ser parte de tu alma...de ti, pero sabes que eres mi Dios y mi fuerza... que toda mi vida es para ti. Gracias por ser la luz que ilumina mi camino en todo momento, te amo!.

A mi papá Pepe por no ser solo un papá, si no también por ser un amigo, eres alguien de quien he aprendido mucho para ser quien soy; gracias por ayudarnos a soportar los embates de la vida, por tu serenidad y ese amor tan calido que siempre nos hará sentir seguros sin importar lo que pase... me enaltece ser parte de tu vida... te amo.

Por que una vida de amor y entrega no se paga con nada, todo se lo debo a ustedes, gracias por darme la oportunidad de lograr este sueño, nuestro sueño...

A mis hermanos Luis, Alejandro y Anahi por ser parte de mis triunfos y derrotas, por ayudarme a llorar cuando ha sido necesario, por sacarme adelante cuando más lo he necesitado y por estar ahí incondicionalmente sin que sea necesario pedirlo, cada uno de ustedes tiene una importancia vital en mi ser, son mis complementos. Los amo y le doy gracias a la vida por que las lecciones más importantes las he aprendido a su lado, pero sobre todo por que son mi familia y mi ejemplo a seguir... gracias por ser ustedes.

A Clau por todas las experiencias vividas y el cariño que nos une, eres una persona especial en este viaje, y gracias por mis soles: Emi, Naty y Santy que son quienes día a día me hacen reencontrarme con lo esencial y bello de mi vida, esto también es para ustedes ñoñitos, los amo con toda mi fuerza. A Nadia porque nos depara una vida por compartir, vamos! que esto apenas comienza; a mis abuelos Rúben, Concha, Nati e Hilaria y al resto de mi familia Ramírez, la cual es el legado de un gran matriarcado.

A ti Dulce, porque entraste sin pedir permiso y detuviste mi respiración. Cuando estoy contigo mis debilidades se vuelven virtudes, mis temores retos y mis sueños realidad... volemós hacia lo desconocido haciéndonos uno, sin importar lo que nos depare el camino; eres mi sueño preferido, mi mayor logro... te amo monkey, gracias por tu apoyo.

En este camino el tiempo me ha brindado la oportunidad de conocer gente especial para mi vida, ya que han estado ahí para apoyarme y hacerme una mejor persona, a todas ellas les agradezco todas las experiencias compartidas y el tiempo vivido y aunque se que se me olvidará mencionar a algunos, no dejan de ser importantes en este viaje; gracias Oscar, Glodo, Yorch, Mauro, Horacio, Sara, Benjas, Mich y Oscar, Pao, Mich, Gervy, Dany, Tere, Berny, bayo, familia Martínez A., a campanola y todos los que ahí crecimos (gracias por tener la magia de hacerme regresar a casa); gracias a todos por dejarme compartir mi vida junto a ustedes.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México por que en estos 100 años ha dado el impulso a los procesos sociales, culturales, tecnológicos, políticos y productivos del país; por haber aportado a México hombres y mujeres con conciencia social; pero sobre todo, gracias por nacionalizar la ciencia y mexicanizar el saber.

Por que de ustedes vengo y por ustedes soy, ¡México, Pumas, Universidad!...

A mi director de tesis el Ing. Israel Castro Herrera por todo su apoyo y facilidades brindadas, así como su dedicación y esfuerzo para lograr que este proyecto fuera posible.

Al Maestro Heron Gachuz Muro por hacer de este cierre de ciclo algo amigable, por su dedicación, sus consejos y su compromiso hacia mi, pero sobre todo por esa parte humana que muchas veces se deja de lado, ya que no solo aprendí la parte técnica, sino también recordé lo importante que es dar confianza, seguridad y un buen trato a las personas que nos rodean. En verdad gracias por todo.

...y aquí estamos todos juntos en unidad y movimiento,
como un solo corazón latiendo abajo y a la izquierda
por que ahí es donde esta el corazón,
y ahí es donde este país dejara de ser el país del no pasa nada.

Por eso grito desde abajo,
para sumarme a esas voces que pretenden romper el silencio,
para reventar el tímpano, del que oyendo, finge no escuchar...



En memoria de mi abuela Hilaria



ÍNDICE

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 ¿Qué es el almacenamiento geológico de CO ₂	1
1.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO ₂	6
CAPÍTULO 2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO	11
2.1 Procesos de transporte y flujo de CO ₂	11
2.2 Mecanismos de almacenamiento de CO ₂ en formaciones geológicas	16
2.2.1 Captura física: trampas estratigráficas, estructurales e hidrodinámicas	16
2.2.2 Captura geoquímica.....	17
2.3 Acumulaciones geológicas naturales de CO ₂	19
2.4 Almacenamiento industrial de CO ₂	22
2.4.1 Almacenamiento de gas natural	22
2.4.2 Inyección de gas ácido y residuos líquidos	23
CAPÍTULO 3 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE FORMACIONES ALMACENADORES	26
3.1 Criterios generales de selección	26
3.2 Campos de aceite y gas	29
3.2.1 Yacimientos abandonados de aceite y gas.....	29
3.2.2 Recuperación Mejorada de aceite y gas	30
3.3 Formaciones salinas	32
3.4 Vetas de carbón	34
3.5 Otros medios geológicos (basaltos, lutitas productoras de aceite y gas, cavernas de sal y minas abandonadas	36
3.6 Efectos de las impurezas en la capacidad de almacenamiento.....	38
3.7 Distribución geográfica y capacidad estimada de almacenamiento	40
3.7.1 Almacenamiento en yacimientos de aceite y gas.....	41
3.7.2 Almacenamiento en formaciones salinas profundas	45
3.7.3 Almacenamiento en carbón.....	48
3.8 Cotejo de las fuentes de CO ₂ y el almacenamiento en sitios geológicos.....	49
3.8.1 Estudios regionales.....	49
3.8.2 Metodología y criterios de evaluación.....	50
CAPÍTULO 4 CARACTERIZACIÓN Y PREDICCIÓN DE COMPORTAMIENTO DE SITIOS IDENTIFICADOS	52
4.1 Caracterización de los sitios identificados	52
4.1.1 Tipo de datos.....	52
4.1.2 Evaluación de los factores estratigráficos, geomecánicos, geoquímicos y antropogénicos que afectan la integridad del yacimiento almacenador	53
4.2 Modelado de predicción y optimización de comportamiento	58
4.3 Ejemplos de caracterización de sitios de almacenamiento y predicción de Comportamiento	61

CAPÍTULO 5 TECNOLOGÍA DE POZOS DE INYECCIÓN Y OPERACIONES DE CAMPO	63
5.1 Tecnologías de inyección	63
5.2 Procedimientos de abandono de pozo.....	65
5.3 Presión de inyección y limitaciones del yacimiento	68
5.4 Operaciones de campo e instalaciones en superficie.....	69
CAPÍTULO 6 TECNOLOGÍA DE MONITOREO Y VERIFICACIÓN	72
6.1 Propósito del monitoreo	72
6.2 Tecnologías para el monitoreo de presión, gastos de inyección y distribución del CO ₂	73
6.3 Tecnología para el monitoreo en pozos de inyección	75
6.4 Verificación del CO ₂ inyectado y registro de almacenamiento	76
CAPÍTULO 7 COSTO DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	78
7.1 Costos de los elementos del almacenamiento geológico.....	78
7.2 Estimación de costos.....	79
7.3 Estimaciones de costos para el almacenamiento geológico de CO ₂	81
7.3.1 Formaciones salinas	81
7.3.2 Yacimientos abandonados de aceite y gas.....	82
7.3.3 Costos representativos del almacenamiento y gastos de inversión.....	83
7.4 Estimación de costos para el almacenamiento en yacimientos con Recuperación Mejorada de aceite y gas	84
7.4.1 Recuperación Mejorada de aceite	85
7.4.2 Costo del almacenamiento de CO ₂ junto con la Recuperación Mejorada de aceite y gas.....	85
7.4.3 Costo de almacenamiento de CO ₂ en yacimientos de carbón y la recuperación de metano	87
7.5 Reducción de costos	88
CONCLUSIONES	89
REFERENCIAS	91

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 ¿Qué es el almacenamiento geológico de CO₂?

El almacenamiento geológico de CO₂ consiste en inyectar el CO₂ en estado supercrítico en formaciones geológicas profundas (que contengan cierta porosidad y permeabilidad) para servir como almacén, estas formaciones deben estar acotadas superiormente por capas de roca impermeable que actúen como sello. La captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) proporciona una forma de evitar su emisión hacia la atmósfera, está constituido por un proceso de separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía (centrales eléctricas y otros procesos industriales a gran escala), su transporte desde el punto de captación hasta un lugar de almacenamiento (transportado en forma líquida por buques, camiones o vagones cisterna y gasoductos) y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo en formaciones a profundidades adecuadas o por medio de su uso en la Recuperación Mejorada de aceite; esta tesis explora la naturaleza del almacenamiento geológico y considera su potencial como opción de mitigación al problema que causa.

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas fue utilizada por primera vez en Texas, Estados Unidos a inicios de 1970 como parte de proyectos de Recuperación Mejorada de aceite¹ (RM o EOR por sus siglas en inglés) y ha sido utilizado en muchos otros lugares. Desde entonces, el almacenamiento geológico del CO₂ producido por actividades humanas es parte de la mitigación de los gases de efecto invernadero propuesto por primera vez en 1970; sin embargo, la investigación efectiva se llevó a cabo hasta principios de 1990, cuando la idea ganaba credibilidad gracias a trabajos científicos individuales e investigaciones de equipos de trabajo (Marchetti, 1977; Baes y col., 1980; Kaarstad, 1992; Koide y col., 1992; van der Meer, 1992; Gunter y col., 1993; Holloway y Savage, 1993; Bachu y col., 1994; Korbol y Kaddour, 1994).

El almacenamiento subterráneo de gases ácidos (subproductos del petróleo producido con contenido de hasta el 98% de CO₂) en la Cuenca Alberta en Canadá y Estados Unidos proporcionaron una experiencia adicional; y en 1996 el primer trabajo a gran escala se realizó por Statoil y sus socios en el Mar del Norte, en el Campo de gas Sleipner. A finales de 1990 en Estados Unidos, Japón, Canadá, Europa y Australia se realizaron programas de investigación financiados por instituciones públicas y privadas, a lo largo de este tiempo y sin mucha publicidad, cierto número de compañías petroleras se interesaron en el almacenamiento geológico como opción a la solución del problema,

¹Recuperación Mejorada (RM).- Es la recuperación de aceite de un yacimiento, utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento, mediante la inyección de fluidos u otros recursos, excepto la inyección de agua o la inyección convencional de gas, procesos a los que se le llama de Recuperación Secundaria.

particularmente para campos de gas con alto contenido de CO₂, como es el caso de Natura en Indonesia, de Salah en Argelia y de Gorgon en Australia. Recientemente las empresas de extracción de carbón y compañías generadoras de electricidad han comenzado a investigar sobre el almacenamiento geológico como posible solución para su industria. En poco más de una década, el almacenamiento geológico de CO₂ ha pasado de un concepto de interés limitado a uno ampliamente considerable como opción de mitigación a un problema potencialmente importante (Figura 1.1).

Existen varias razones para esto; en primer lugar la investigación ha avanzado y junto a ello los resultados comerciales han sido de carácter positivo. Por lo tanto, la confianza en la tecnología ha aumentado; en segundo lugar se requiere un amplio abanico de opciones de mitigación al problema ambiental y en tercer lugar el almacenamiento geológico (junto con la captura del CO₂) podría ayudar a reducir las emisiones enviadas a la atmósfera. Sin embargo, si es necesario aplicar esta técnica, debe ser de manera segura, ambientalmente sostenible, rentable y capaz de aplicarse a varias escalas.

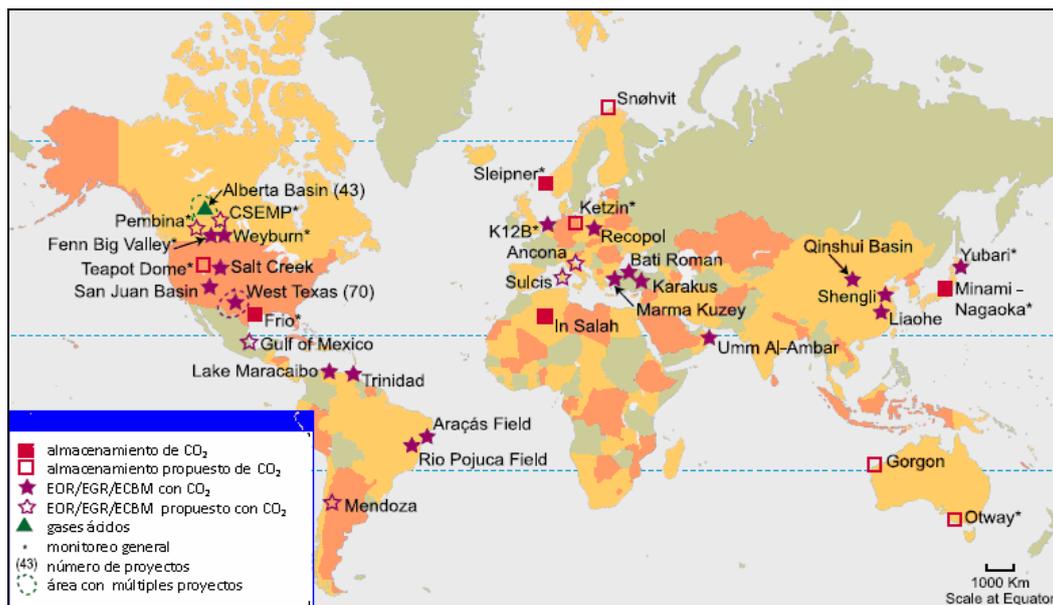


Figura 1.1 Ubicación de lugares con actividades relevantes de CO₂ en desarrollo o programadas.

Para su almacenamiento geológico, generalmente el CO₂ primero debe ser comprimido en un fluido denso conocido como supercrítico²; dependiendo del aumento de la temperatura respecto a la profundidad (gradiente geotérmico³) la

²Compuestos o mezclas a condiciones de presión y temperatura mayores que las de su punto crítico, donde el punto crítico representa las condiciones de presión y temperatura en las cuales pueden coexistir las fases vapor-liquido en equilibrio.

³Es la variación de temperatura; es decir, gradiente térmico que se produce en el material cuando se avanza desde la superficie hacia el centro.

densidad del CO₂ se incrementa con la profundidad; alrededor de los 800 metros o más, el CO₂ puede ser inyectado en estado supercrítico (**Figura 1.2**). El almacenamiento geológico de CO₂ puede tomar una gran variedad de escenarios geológicos, dentro de las posibles opciones de almacenamiento se encuentran las cuencas sedimentarias, campos petrolíferos, yacimientos agotados de gas y/o petróleo, capas de carbón y formaciones salinas a grandes profundidades (**Figura 1.3**).

Es posible tanto en tierra firme como en mar, con las condiciones requeridas para esto, como tuberías en altamar desde la costa o de plataformas costa afuera. La plataforma continental y algunas cuencas sedimentarias profundas son potenciales sitios de almacenamiento; sin embargo la mayoría de los sedimentos de los fondos oceánicos son demasiado delgados e impermeables para el almacenamiento geológico (Cook y Carleton, 2000). Además del almacenamiento en formaciones sedimentarias, algunos han considerado como opción el almacenamiento en cavernas, basaltos y lutitas ricas en materia orgánica.

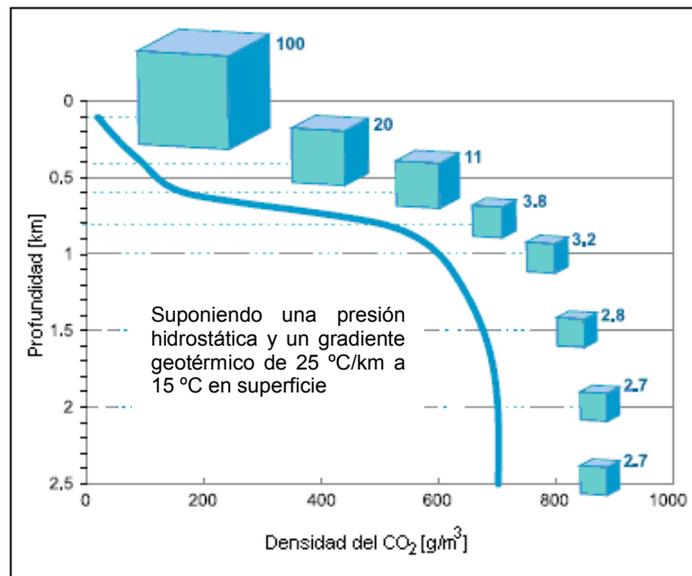


Figura 1.2 Variación de densidad del CO₂ respecto a la profundidad (basado en datos de densidad de Angus y col., 1973); la densidad aumenta rápidamente entre los 600 y 800 m de profundidad, cuando el CO₂ alcanza un estado supercrítico. Los cubos representan la relación del volumen ocupado por el CO₂ hasta los 800 m, este volumen puede disminuir drásticamente con la profundidad. A profundidades por debajo de los 1500 m la densidad y el volumen específico son casi constantes.

Los fluidos deben ser inyectados de manera masiva en el subsuelo por muchos años para poder almacenar los productos químicos no deseados, contaminantes o subproductos de la producción de petróleo, para la Recuperación Mejorada de aceite y/o gas o represar formaciones con presiones bajas (Wilson y col., 2003).

Los principios involucrados en estas actividades están reglamentados en la mayoría de los países que realizan esta actividad; el gas natural también ha sido inyectado y almacenado a gran escala en el subsuelo en muchas partes del mundo desde hace varios años (incluyendo el almacenamiento estratégico).

La inyección de CO₂ por el momento ha sido en menor escala, no obstante si fuera utilizado de manera significativa, ayudaría a disminuir las emisiones contaminantes de fuentes fijas, y por tal motivo los gastos de inyección deberían ser similares a otras operaciones de inyección ya existentes.

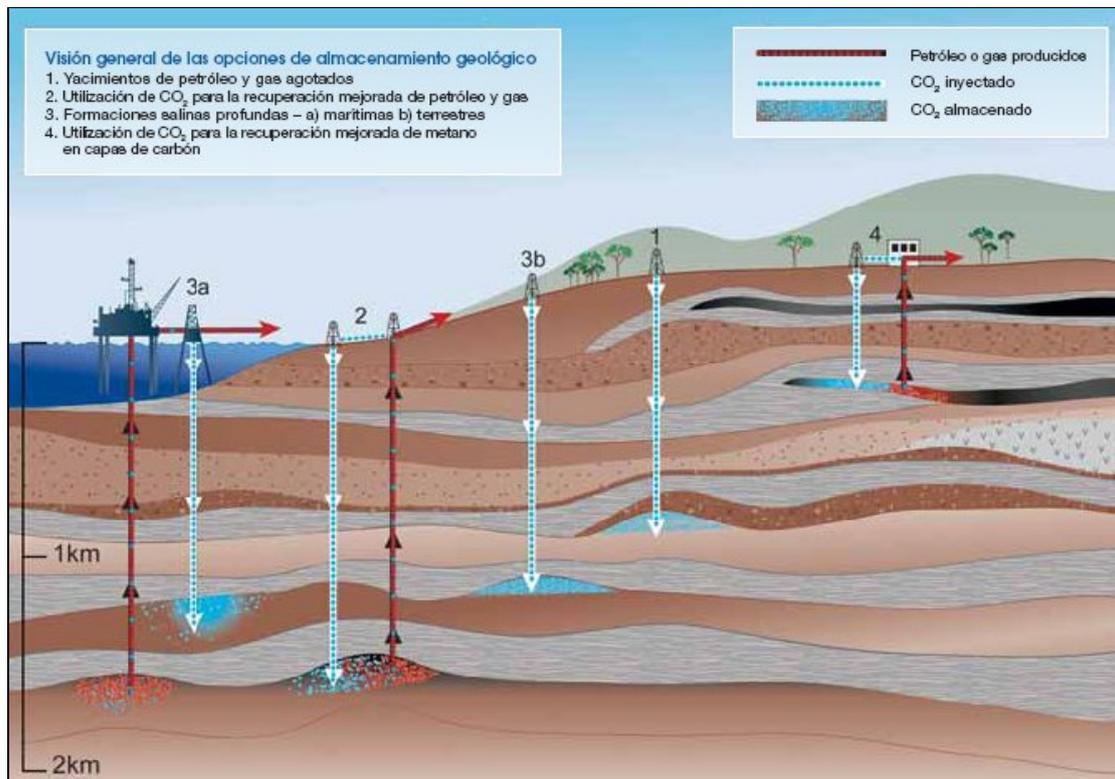


Figura 1.3 Opciones de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas.

Sin embargo, es necesario plantearse preguntas como ¿Cuál es la capacidad mundial de almacenamiento geológico? ¿Puede ocurrir cada vez que lo necesitamos?; por lo cual debemos tomar en cuenta que no todas las cuencas sedimentarias son candidatas para el almacenamiento geológico de CO₂, algunas son demasiado superficiales, otras son rocas de baja permeabilidad o de confinamiento pobre; las cuencas aptas para el almacenamiento deben tener características como un espesor mínimo en sus sedimentos, formaciones permeables con agua salina (formaciones salinas), grandes extensiones con porosidad pequeña (que actúen como sellos) y con simplicidad estructural; si bien muchas cuencas presentan estas características, muchas otras no lo hacen.

¿Es probable que exista suficiente capacidad de almacenamiento para satisfacer las necesidades mundiales en los próximos años? Para examinar esta cuestión es necesario hacer una relación entre los términos “recursos” y “reservas” para depósitos minerales (McKelvey, 1972). Los depósitos minerales o de combustibles fósiles son a menudo referencia de recursos con grandes cifras; sin embargo, las reservas probadas son solo una fracción de estos recursos; las cifras de recursos se basan en el precio de venta de dicha mercancía, su costo de explotación, disponibilidad de las tecnologías apropiadas y si el impacto ambiental y/o social de la explotación es aceptable dentro de la comunidad en que se desarrolla dicha actividad.

Del mismo modo, para hacer que la técnica de almacenamiento geológico resulte viable, el proyecto debe ser económicamente factible, técnicamente viable, seguro, ecológico, socialmente sostenible y aceptado por la comunidad, dadas estas limitaciones es inevitable que el uso del almacenamiento geológico sea significativamente menor que su técnica potencial; es probable que este tipo de almacenamiento pueda utilizarse en áreas urbanas y donde el CO₂ es generado de manera considerable por fuentes fijas.

Esta congruencia geográfica de almacenamiento-necesidad y almacenamiento-capacidad no es sorpresa, debido a que gran parte de la población mundial se concentra en cuencas sedimentarias y en regiones donde el CO₂ es un problema de carácter urgente (Gunter y col., 2004).

Es importante saber si el almacenamiento se realiza de manera segura y es necesario saber por cuanto tiempo permanecerá almacenado (décadas, siglos, milenios o por tiempos geológicos), de tal manera que se garantice la seguridad pública y de los centros de almacenamiento, estos deben ser diseñados y operados con una política de mínima posibilidad de fugas; en consecuencia, las posibles vías de fuga deben ser identificadas, sus procesos deben ser establecidos para implantar un diseño adecuado y congruente a las normas operativas, así como un seguimiento, una medición adecuada a las respectivas normas de verificación.

Esta tesis considera primordialmente el almacenamiento de CO₂ puro; sin embargo, podría sugerirse para mayor beneficio económico el almacenamiento de CO₂ junto con ácido sulfhídrico (H₂S), óxido de azufre (SO₂) o dióxido de nitrógeno (NO₂).

Desafortunadamente, sólo pocos estudios científicos han evaluado el impacto al rendimiento del almacenamiento o los riesgos que provocarían estos componentes al ser añadidos. Por otra parte la información obtenida de la experiencia con la inyección de gases ácidos en Canadá resulta insuficiente para evaluar los impactos de los componentes añadidos respecto a la seguridad del almacenamiento.

1.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO₂

Una serie de proyectos de almacenamiento de CO₂ tipo piloto y tipo comercial se encuentran en curso o en propuesta (**Figura 1.1**), hasta la fecha los proyectos comerciales en curso o previstos están asociadas con instalaciones productoras de gas que contienen aproximadamente del 10-15% de CO₂ en su volumen de emisiones, tales como lo son los casos de Sleipner en el Mar del Norte, Snohvit en el Mar de Barents, Salah en Argelia y Gorgon en Australia, así como los proyectos de inyección de gas ácido en Canadá y Estados Unidos (**Figura 1.1**), en el proyecto Sleipner operado por Statoil se inyecta en suelo marino profundo en formaciones salinas más de 1.22388×10^{11} pies cúbicos de CO₂⁴ desde 1996, algunos proyectos de almacenamiento previstos y existentes pueden ser observados en la **Tabla 1.1**

En el yacimiento de gas In Salah ubicado en Argelia las empresas Sonatrack, BP y Statoil inyectan CO₂ separado del gas natural en una reserva de gas ubicada fuera de los límites del yacimiento; Statoil tiene previsto otro proyecto en el Mar de Barents en el Campo Snohvit donde el CO₂ es separado del gas e inyectado a una formación geológica subyacente a la explotada actualmente; Chevron propone producir gas del Campo Gorgonen Australia Occidental, que contiene aproximadamente 14% de CO₂ e inyectarlo a la formación Dupuy en la Isla Barrow (Oen, 2003); en lo Países Bajos en una prueba piloto se esta inyectando CO₂ en el campo de gas K12-B que se encuentra en condiciones no optimas de explotación (van der Meer y col., 2005). Al menos 44 proyectos de inyección de CO₂ rico en gas ácido se encuentran en operación en el Oeste de Canadá desde principios de 1990 (Bachu y Haug, 2005), y aunque la mayoría son en pequeña escala proporcionan grandes aportes en la inyección eficaz de CO₂ y gases peligrosos como el H₂S.

Las oportunidades para la Recuperación Mejorada de aceite han sido de mayor interés y obtienen mayor beneficio con el almacenamiento de dióxido de carbono (Stevens y col., 2001b; Moberg y col., 2003; Moritis, 2003; Riddiford y col., 2003; Torp y Gale, 2003) y aunque los proyectos no están diseñados para el almacenamiento de CO₂ puede observarse que la Recuperación Mejorada es factible con la inyección de CO₂, desafortunadamente falta un seguimiento exhaustivo de los proyectos de EOR asistido con CO₂ (excepto en la Agencia Internacional de Energía Gases de Efecto Invernadero (IEA-GEI) del proyecto Weyburn en Canadá) lo cual hace que sea difícil de cuantificar el almacenamiento total.

⁴Los valores de conversión para este estudio son los siguientes:
1 ton de CO₂ = 907.18 kg de CO₂ = 17,484 pie³ de CO₂ = 459.4 m³ de CO₂.

Tabla 1.1 Lugares en donde se ha llevado a cabo, está en curso o se ha planeado el almacenamiento de CO₂; desde pequeñas aplicaciones experimentales hasta aplicaciones a gran escala.

Nombre del proyecto	País	Escala del proyecto	Empresa	Inicio de la inyección	Tasa promedio de inyección por día	Almacenamiento total previsto	Tipo de depósito para el almacenamiento	Formación almacenadora	Edad de la formación	Litología	Monitoreo
Sleipner	Noruega	Comercial	Statoil, IEA	1996	52,452,000 ft ³	3.4968x10 ¹¹ ft ³ planificados	Acuífero	Formación Utsira	Terciario	Arenisca	Sísmica 4D y gravedad
Weyburn	Canadá	Comercial	EnCana, IEA	May 2000	52452-87420000 ft ³	3.4968x10 ¹¹ ft ³ planificados	CO ₂ -EOR	Formación Midale	Mississippi	Carbonato	Continuo
Minami-Nagoaka	Japón	Demo	Instituto de Investigación e innovación para la Tierra	2002	Máx. 699,360 ft ³	174,840,000 ft ³ planificados	Acuífero(Sth. Nagoaka Gas Field)	Formación Haizume	Pleistoceno	Arenisca	Planificado Continuo
Yubari	Japón	Demo	Ministerio japonés de economía, comercio e industria	2004	174,840 ft ³	3496,800 ft ³ planificados	CO ₂ -ECBM	Formación Yubari (Ishikari Coal Basin)	Terciario	Carbón	Continuo
In Salah	Argelia	Comercial	Sonatrach, BP, Statoil	2004	52,452-69,936,000 ft ³	2.97228x10 ¹¹ ft ³ planificados	Yacimiento hidrocarburo depresionado	Formación Krechba	Carbonífero	Arenisca	Sísmica pozo a pozo
Frio	E.U.	Piloto	Buró de geología económica de Universidad de Texas	4-13 Oct. 2004	Aprox. 309,4668 ft ³ durante 9 días	27,974,400 ft ³	Formación salina	Formación Frio	Terciario	Brine-bearing Sandstone shale	Continuo
K12B	Países Bajos	Demo	Gas de Francia	2004	1,748,400-17,484,000 ft ³ (2006+)	Aprox. 1.39872x10 ¹¹ ft ³	EGR	Rotleigendes	Pérmico	Arenisca	Continuo
Fenn Big Valley	Canadá	Piloto	Consejo de investigación de Alberta	1998	874,200 ft ³	3496,800 ft ³	CO ₂ -ECBM	Grupo Mannville	Cretácico	Carbón	p, T, flujo
Recopol	Polonia	Piloto	TNO-NITG (Holanda)	2003	17484 ft ³	174840 ft ³	CO ₂ -ECBM	Cuenca Silesian	Carbonífero	Carbón	
Qinshui Basin	China	Piloto	Consejo de investigación de Alberta	2003	524,520 ft ³	2,622,600 ft ³	CO ₂ -ECBM	Formación Shanxi	Carbonífero-Pérmico	Carbón	p, T, flujo
Salt Creek	E.U.	Comercial	Anadarko	2004	87,420-104,904,000 ft ³	4.72068x10 ¹¹ ft ³ planificados	CO ₂ -EOR	Frontera	Cretácico	Arenisca	En desarrollo
Planificación de proyectos (2005 en adelante)											
Snohvit	Noruega	Decidido como comercial	Statoil	2006	34,968,000 ft ³		Formación salina	Formación Tubaen	Jurásico inferior	Arenisca	En desarrollo
Gorgon	Australia	Planeado como comercial	Chevron	Planeado para el 2009	Aprox. 174,840,000 ft ³		Formación salina	Formación Dupuy	Jurásico superior	Arenisca	En desarrollo
Ketzin	Alemania	Demo	GFZ Potsdam	2006	1,748,400 ft ³	1,049,040,000 ft ³	Formación salina	Formación Stuttgart	Triásico	Arenisca	Continuo
Otway	Australia	Piloto	CO ₂ CRC	Planeado a fines de 2005	2,797,440 ft ³ por 2 años	1,748,400,000 ft ³	Formación salina y campo de gas abandonado	Formación Waarre	Cretácico	Arenisca	Continuo
Teapot Dome	E.U.	Propuesto como demo	RMOTC	Propuesto para 2006	2,972,280 ft ³ por 3 meses	174,840,000 ft ³	Formación salina y CO ₂ -EOR	Formación Tensleep y Red Peak	Pérmico	Arenisca	Continuo
CSEMP	Canadá	Piloto	SuncorEnergy	2005	874,200 ft ³	174,840,000 ft ³	CO ₂ -ECBM	Formación Ardley	Terciario	Carbón	Continuo
Pembina	Canadá	Piloto	Penn West	2005	874,200 ft ³	874,200,000 ft ³	CO ₂ -EOR	Formación Cardium	Cretácico	Arenisca	Continuo

En los Estados Unidos aproximadamente 73 operaciones de EOR asistidos con CO₂ (EOR-CO₂) inyectan alrededor de 5.2452×10^{11} pies cúbicos de CO₂ al año, muchas de ellas provienen de acumulaciones naturales de CO₂ y de proyectos de EOR en el mundo aunque aproximadamente de 5.2452×10^{10} pies cúbicos de CO₂ son provocados por actividades humanas (Stevens y col., 2001); el proyecto original de Texas SACROC fue el primer proyecto comercial de CO₂ a gran escala, la emanación de dióxido de carbono debido a actividades humanas puede ser procesado en una planta en primera instancia para posteriormente ser inyectado como en el proyecto Rangely Weber en Wyoming (**Figura 1.4**).

En Canadá un proyecto de EOR-CO₂ ha sido establecido por EnCana en el Campo Weyburnal Sur de Saskatchewan, el cual espera inyectar de 4.02132×10^{11} pies cúbicos de CO₂ y así extender la vida útil del yacimiento por al menos 25 años (Moberg y col., 2003; Law, 2005), cabe señalar que el futuro de la inyección de CO₂ es supervisado de manera rigurosa a través de la AIE GEI Weyburn Project (Wilson y Monea, 2005).

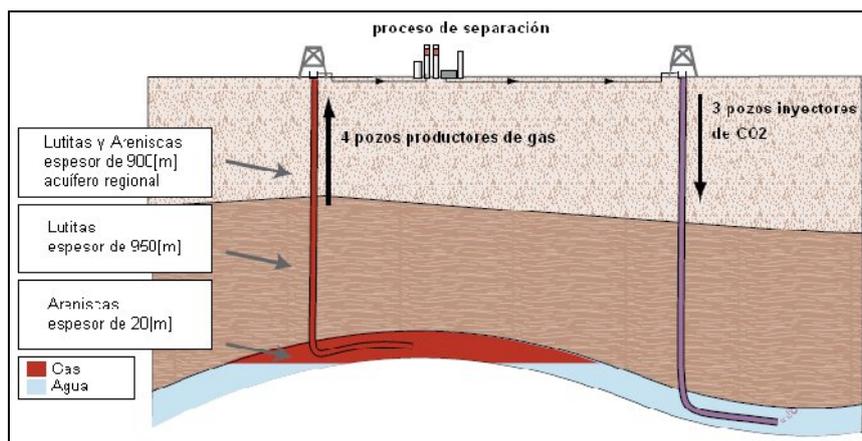


Figura 1.4 Esquema del proyecto de gas en Salat, Argelia donde 1.7484×10^{10} pies cúbicos de CO₂ almacena anualmente. Los pozos horizontales son de largo alcance con intervalos de hasta 1.5 km los cuales se utilizan para inyectar el CO₂.

El EOR-CO₂ se encuentra bajo consideración en Mar del Norte aún cuando existe poca experiencia operacional en altamar; sin embargo, muchos proyectos de EOR-CO₂ se encuentran actualmente en curso en varios países incluyendo a Trinidad, Turquía y Brasil (Moritis). Así mismo el mayor productor y exportador mundial de crudo (Saudi Aramco), se encuentra evaluando la viabilidad técnica para implementar el EOR-CO₂ en algunos de los yacimientos de Arabia Saudita.

El proyecto Brine Frio en Texas EU incorpora la inyección y almacenamiento de 33,219,600 pies cúbicos de CO₂ en una formación de alta permeabilidad con un sello regional extenso de lutitas bituminosas (Hovorka y col., 2005) y resulta ser un

excelente ejemplo de tecnología, planeación y seguridad; algunos proyectos piloto han sido propuestos para localidades como Ketzin al Oeste de Berlín Alemania, en la cuenca de Otway al Sudeste de Australia y en Teapot Dome Wyoming EU (**Figura 1.1**); el proyecto American Future Gen propuso para finales de la década anterior proyectos de almacenamiento geológico para industrias generadoras de electricidad. De manera similar un proyecto a pequeña escala se está llevando a cabo por RITE en Nagoaka al Noreste de Honshu, Japón, así como una prueba de almacenamiento por inyección de CO₂ en formaciones de carbón ubicadas en Europa (RECOPOL) y Japón (Yamaguchi y col., 2005).

La suma de estos proyectos demuestra que la inyección de CO₂ no es opción en un futuro distante (**Figura 1.1**), adicionalmente al almacenamiento comercial y los proyectos de Recuperación Mejorada, están en curso o en proyección una serie de proyectos piloto de almacenamiento alrededor del planeta; sin embargo, cabe señalar que su implementación es por razones comerciales y/o ambientales.

En este capítulo se trata de dar un panorama amplio de los lugares en donde existen programas de inyección de CO₂ de manera activa o planeada; sin embargo, si ésta herramienta es considerada como una solución real para mitigar el problema de las emisiones enviadas a la atmósfera, es necesario emprender proyectos a gran escala, dicho de otra manera, junto a otras alternativas debe haber cientos e inclusive miles de proyectos de almacenamiento geológico alrededor del mundo para que se reduzca el volumen de CO₂ enviado a la atmósfera.

Éste proceso resulta factible en medida que se realicen las preguntas adecuadas, es decir, antes de iniciar cualquier proyecto se deben plantear los problemas a resolver y las posibles problemáticas con las que nos podríamos encontrar, las cuales se abordaran a lo largo de este trabajo. Algunas preguntas son:

- ¿Cómo se almacena el CO₂ bajo la tierra? ¿Qué sucede con el CO₂ cuando se inyecta?
- ¿Cuáles son las propiedades físico-químicas y procesos químicos implicados? ¿Cuáles son las formas de control geológico?
- ¿Cuánto tiempo puede permanecer almacenado el CO₂ bajo tierra?
- ¿Cuánto y en dónde se puede almacenar CO₂ en el subsuelo, a nivel local, regional, o mundial?
- ¿Es una oportunidad modesta o es suficiente su capacidad total de almacenamiento como para contener una gran parte del CO₂ que actualmente se emite hacia la atmósfera?

- ¿Existen importantes oportunidades para la Recuperación Mejorada de aceite y/o gas con la inyección de CO₂?
- ¿Cuál es el posible costo de almacenamiento geológico del CO₂?
- ¿Cómo es un sitio de almacenamiento geológico adecuado, de que manera es identificado y cuáles son sus características geológicas?
- ¿Qué tecnologías están disponibles actualmente para el almacenamiento geológico de CO₂?
- ¿Se puede controlar de manera eficaz y segura el CO₂ una vez que se encuentra almacenado geológicamente?

CAPÍTULO 2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO

Las formaciones geológicas inferiores están compuestas de distintos minerales de roca y materia orgánica, los cuales fueron transportados y depositados en lugares distintos a los de su origen, dando con ello diferente granulometría en un mismo sitio de depósito. El espacio poroso que queda entre los granos minerales, fracturas y cavidades es ocupado por fluidos (normalmente agua en su inicio, ya que posteriormente estos espacios pueden ser ocupados por gas o aceite). La inyección de CO₂ dentro de este espacio poroso y fracturas de una formación permeable puede desplazar el líquido almacenado inicialmente, o si es el caso el CO₂ disolverse con el fluido local, reaccionar con los minerales de la formación contenedora o también puede presentarse la combinación de los procesos mencionados. Este capítulo examina estos procesos y la influencia que ejercen sobre el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

2.1 Procesos de transporte y flujo de CO₂

La inyección de fluidos dentro de formaciones geológicas es posible mediante el bombeo del fluido por medio de pozos, llamados pozos inyectoras, estos pozos son perforados dentro de la formación almacenadora en puntos estratégicos (zonas con mayor permeabilidad) para que el CO₂ inyectado comience a distribuirse en la formación.

El intervalo perforado para el almacenamiento por lo general suele tener de 10 a 100 m de espesor, esto depende de la permeabilidad y tamaño de la formación. La inyección eleva la presión en la vecindad del pozo permitiendo al CO₂ entrar en el espacio poroso y empezar a desplazarse dentro de la formación, la cual en un inicio contenían fluidos de formación.

En términos de acumulación en la formación almacenadora, la cantidad y distribución de la presión dependerá del gasto de inyección, permeabilidad y espesor de la formación inyectada, la presencia y/o ausencia de barreras permeables (fracturas sello o conductoras) y la geometría de los acuíferos regionales dentro del sistema.

Una vez que el CO₂ es inyectado en la formación el flujo primario y los mecanismos de transporte que controlan la difusión del CO₂ incluyen:

- El flujo del fluido (migración) responde a los gradientes de presión creados por el proceso de inyección.

- El flujo de fluido responde a gradientes hidráulicos naturales.
- Los empujes causados por la diferencia de densidad entre el CO₂ y los fluidos de formación.
- La difusividad.
- La dispersión y digitación de los fluidos dentro de la formación son causados por las heterogeneidades mismas del sistema, lo cual da como resultado relaciones de movilidad de distinta forma entre el CO₂ y el fluido de la formación.
- La disolución del CO₂ en el fluido de la formación.
- La mineralización.
- El espacio poroso de captura (permeabilidad relativa).
- La adsorción¹ de CO₂ en materia orgánica.

El gasto de inyección depende de las propiedades del fluido y la cantidad de fases que se presenten en la formación, cuando 2 fluidos o más se mezclan en cualquier proporción se refiere a esta mezcla como fluidos miscibles, en caso de no ser miscibles se denominan inmiscibles.

La presencia de distintas fases puede disminuir la permeabilidad y reducir la tasa de migración del fluido, si el CO₂ es inyectado en un yacimiento de gas se presentará una sola fase miscible compuesta por gas natural y CO₂, cuando el CO₂ es inyectado en formaciones salinas profundas en forma líquida (conocida como fase densa o supercrítica) este es inmiscible con el agua, si el CO₂ es inyectado dentro de un yacimiento de aceite este puede ser de manera miscible o inmiscible dependiendo del tipo de aceite, presión, temperatura y profundidad de inyección. Cuando el CO₂ se inyecta en estratos de carbón adicionalmente a los procesos mencionados, la adsorción y desadsorción² de gases (particularmente metano) previamente adsorbidos en el carbón pueden provocar el inchamiento o encogimiento del propio estrato de carbón.

Debido a que el CO₂ en estado supercrítico es mucho menos viscoso que el agua y el aceite, las migraciones son controladas por su gran contraste de movilidad que existe entre los fluidos de formación y el CO₂ (Celia y col., 2005; Nordbotten y col., 2005); dada la gran movilidad del CO₂ solo parte del agua y del aceite son

¹ Proceso físico de atracción que produce la concentración, retención o adhesión en la superficie de un sólido (adsorbente), de los átomos, iones o moléculas de un gas o líquido, así como de las sustancias disueltas o dispersas en un fluido.

² Lo contrario a la adsorción; la eliminación de fluido o materia desde un medio adsorbente, usualmente para recuperar algún fluido o material.

desplazados, obteniendo con esto una saturación media del CO₂ en un rango de 30-40%. La digitación obtenida puede causar que el CO₂ no llegue a muchos lugares del yacimiento, lo cual dependerá de la homogeneidad y la anisotropía en la permeabilidad de la roca (van der Meer, 1995; Ennis-King y Paterson, 2001; Flett y col., 2005). En los yacimientos de gas natural el CO₂ es más viscoso que el propio gas natural por lo que el frente será estable y la digitación se dará de manera limitada.

La magnitud de las fuerzas de empuje vertical depende del tipo de fluido en la formación, por ejemplo en formaciones salinas la diferencia de densidad es relativamente grande (30-50%) por lo tanto entre el CO₂ y el agua de formación se crean fuertes fuerzas de empuje provocando que el CO₂ vaya hacia arriba. En yacimientos de petróleo la diferencia de densidades y fuerza de empuje no son tan grandes, particularmente cuando existe miscibilidad entre el aceite y el CO₂ (Kovscek, 2002).

En yacimientos de gas ocurre un efecto totalmente contrario cuando las migraciones de CO₂ se producen por bajas fuerzas de empuje ya que el CO₂ es más denso que el gas natural (Oldenburg y col., 2001); cabe mencionar que en formaciones salinas y yacimientos de petróleo el CO₂ migra a la parte superior al ser inyectado de manera irregular debido a una menor permeabilidad en la capa inyectada, lo cual actúa como barrera y hace que el CO₂ migre lateralmente llenando cualquier estrato y/o trampa estructural que encuentre a su paso.

La forma del CO₂ dentro de la formación (**Figura 2.1**) es fuertemente afectada por la heterogeneidad como es el caso de las lentes lutíticas de baja permeabilidad (Flett y col., 2005). Dada la variación de permeabilidad en las capas de la formación almacenadora (en especial en una de baja permeabilidad) se obtiene como efecto la reducción de migración del CO₂ hacia la parte superior y una mala distribución en toda la formación, en especial en las partes inferiores donde se tendrían las partes más afectadas (Doughty y col., 2001).

Como el CO₂ migra a través de la formación parte de él se disuelve en el agua de formación, en sistemas con bajo flujo de agua las simulaciones numéricas han mostrado que en decenas de años una cantidad significativa de hasta el 30% del CO₂ inyectado es capaz de disolverse en agua de formación (Doughty y col., 2001). En la simulación de cuencas se supone que durante siglos todo el CO₂ se disuelve en el agua de formación (McPherson y Cole, 2000; Ennis-King y col., 2003). Si la inyección de CO₂ se lleva a cabo en una estructura aislada (sin flujo entrante de agua) le toma mucho más tiempo al CO₂ disolverse por completo por la disminución del contacto con agua de formación insaturada, una vez que el CO₂ se disuelve en el fluido de formación, éste migra a lo largo de la formación con el flujo subterráneo de agua en el sistema.

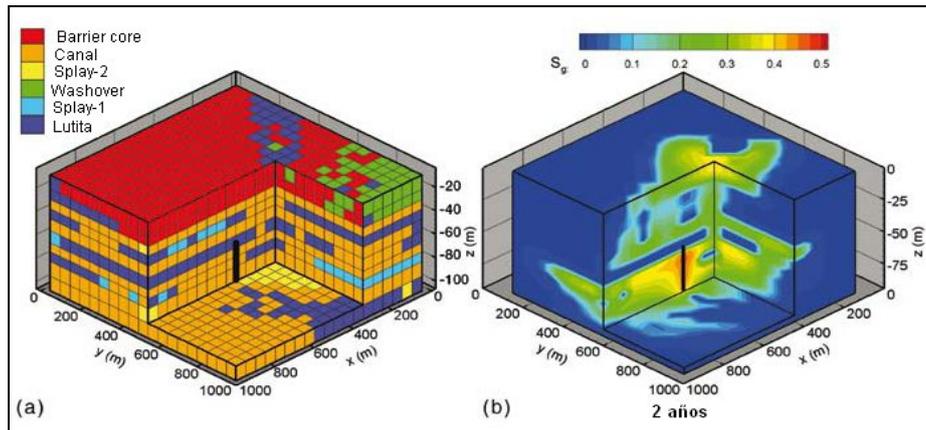


Figura 2.1 Simulación de la distribución del CO₂ que se inyecta en una formación heterogénea con capas de baja permeabilidad las cuales bloquean la migración del CO₂ hacia la parte superior. La figura (a) muestra una malla heterogénea, la localización del pozo inyector es indicado por la línea negra vertical en la parte inferior. La figura (b) muestra la distribución del CO₂ después de 2 años de inyección. Nota: la distribución simulada de CO₂ está muy influenciada por las capas de baja permeabilidad que bloquean y retrasan el movimiento ascendente del CO₂ (Doughty y Pruess, 2004).

Para cuencas sedimentarias profundas con baja permeabilidad y alta salinidad, las velocidades de flujo de agua subterránea resultan típicamente bajas del orden de milímetros o centímetros por año (Bachu y col., 1994), por lo tanto las tasas de migración de CO₂ disuelto son sustancialmente más bajas que las respectivas del CO₂ en fase separada. El agua saturada con CO₂ es ligeramente más densa que el agua de formación original (aproximadamente en 1%) dependiendo de la salinidad (Enick y Klara, 1990; Bachu y Adams, 2003).

Si existe una alta permeabilidad vertical se puede traducir en convección libre, remplazando al agua saturada de CO₂ de los alrededores de la vecindad del pozo con agua insaturada produciendo un ritmo más rápido de disolución del CO₂ (Lindeberg Wessel y Berg, 1997; Ennis-King y Paterson, 2003), la **Figura 2.2** muestra la convección en las celdas y la disolución del CO₂ durante miles de años

La solubilidad del CO₂ disminuye en salmuera cuando se presenta un incremento de presión, disminución de la temperatura y un incremento de la salinidad, los cálculos indican que dependiendo de la salinidad y la profundidad entre 385.44 - 1156.32 pies cúbicos de CO₂ pueden disolverse en 1 m³ de fluido de formación ya que con el uso de modelos homogéneos (más que los modelos heterogéneos) el tiempo requerido para una completa disolución del CO₂ puede ser estimado (Holt y col., 1995; Koide y col., 1995).

Como el CO₂ migra a través de la formación, parte del fluido almacenado es retenido en el espacio poroso por las fuerzas capilares (**Figura 2.2**) comúnmente conocido como captura residual de CO₂, lo cual puede inmovilizar cantidades significativas de CO₂ (Obdam y col., 2003; Kumar y col., 2005).

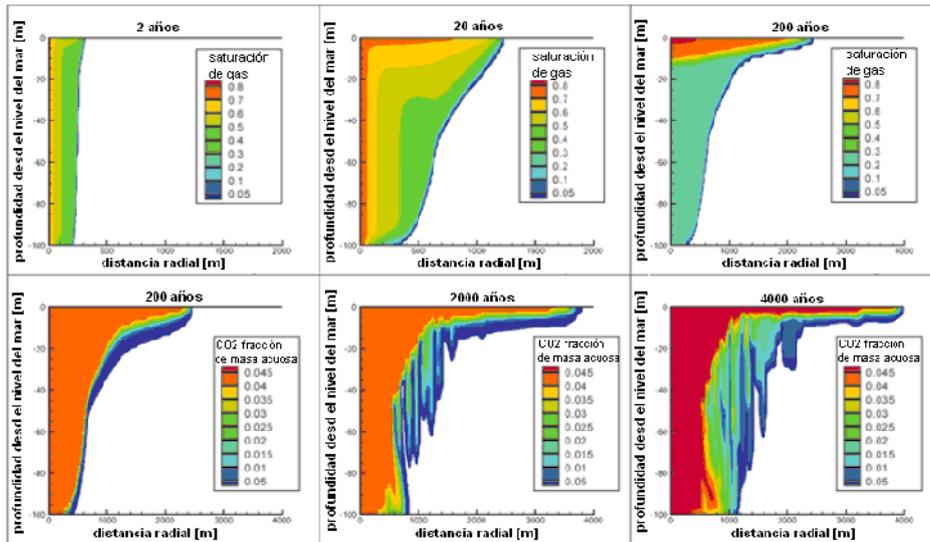


Figura 2.2 Simulación de inyección radial de CO₂ en una formación homogénea de 100 m de espesor a 1km de profundidad, donde la presión es de 10,1968 kg/cm² y la temperatura es de 40°C. El gasto de inyección es de 367,164x10¹¹ pies cúbicos de CO₂ al año durante 20 años, la permeabilidad horizontal es de 10⁻¹³ m² (aproximadamente 100 Md) y permeabilidad vertical de una décima parte de eso, la saturación residual de CO₂ es del 20%. La primera parte de la figura (2, 20, 200 años) muestra la saturación de gas en el medio poroso y la segunda (200, 2000, 4000 años) muestra la fracción de masa de CO₂ disuelto en la fase acuosa.

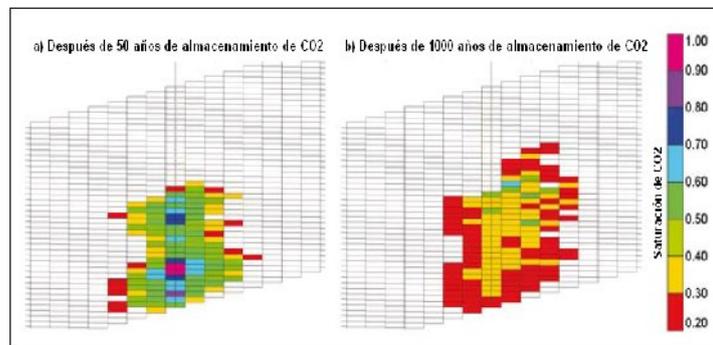


Figura 2.3 Simulación de 50 años de inyección de CO₂ en la base de una formación salina, las fuerzas capilares atrapan al CO₂ en el espacio poroso de rocas sedimentarias. (a) después de un periodo de inyección de 50 años la mayoría del CO₂ permanece inmóvil, (b) después de 1000 años la movilidad ha ampliado el volumen afectado por el CO₂ y mucho es atrapado y denominado como saturación residual de CO₂, poco CO₂ es móvil y todo el CO₂ está contenido en el acuífero.

La **Figura 2.3** muestra que cuando el grado de captura de CO₂ es alto y se inyecta en la parte inferior de la formación todo el CO₂ puede ser atrapado por este mecanismo, incluso antes de llegar a la roca sello en la parte superior de la formación; aunque este efecto es específico en la formación Holtz (2002) ha demostrado que las saturaciones residuales de CO₂ pueden ser hasta del 15-25% para muchas formaciones típicas de almacenamiento.

Con el tiempo gran parte del CO₂ atrapado se disuelve en el agua de formación (Ennis-King y Paterson, 2003) aunque una Ingeniería de Yacimientos adecuada puede acelerar o modificar la solubilidad de captura (Keith y col., 2005).

2.2 Mecanismos de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas

La efectividad del almacenamiento geológico de CO₂ depende de la combinación física y geoquímica de los mecanismos de captura (**Figura 2.4**), los sitios de almacenamiento más eficaces son aquellos en donde el CO₂ queda inmóvil debido a su almacenamiento bajo una gruesa capa sello, cuando se convierte en minerales sólidos, cuando es adsorbida en la superficie micro porosa del carbón o mediante la combinación de mecanismos de captura físicos y químicos.

2.2.1 Captura física: trampas estratigráficas, estructurales e hidrodinámicas

Inicialmente el almacenamiento físico de CO₂ en rocas de poca o casi nula permeabilidad resulta ser el medio principal para almacenar CO₂ en formaciones geológicas (**Figura 2.3**). En algunas zonas con grandes altitudes los hidratos de gas pueden actuar como sello; las cuencas sedimentarias pueden tener ciertas estructuras o trampas que pueden estar ocupadas por agua de formación, petróleo y gas donde las trampas estructurales incluyen plegamientos y rocas fracturadas que pueden actuar como barreras permeables en algunas circunstancias o como canales preferentes de flujo (Salvi y col., 2000).

Las trampas estratigráficas se forman por cambios en la roca causados por el cambio súbito de sedimentos (que son debidos por la variación en los escenarios de depósito). Estos tipos de trampas son adecuadas para el almacenamiento de CO₂, aunque se debe tener cuidado de no exceder la presión admisible por la formación para evitar un fracturamiento en la roca sello o inclusive la reactivación de fallas existentes (Streit y Cols., 2005).

El almacenamiento hidrodinámico se origina cuando el CO₂, en fase miscible o inmisible; es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia o tránsito significativos de miles a millones de años. El flujo de CO₂ atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación ya que cuanto mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema.

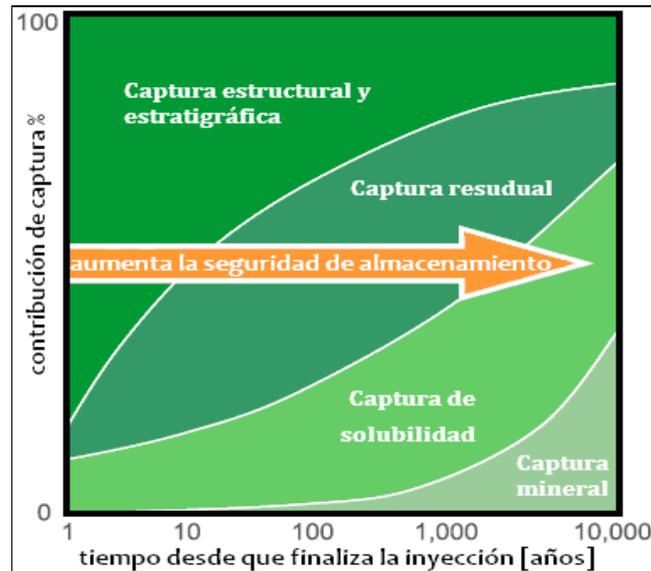


Figura 2.4 La seguridad del almacenamiento depende de la combinación de la captura física y geoquímica. La captura de CO₂ mediante los procesos físicos, geoquímicos, residuales, de solubilidad y minerales aumenta con el tiempo.

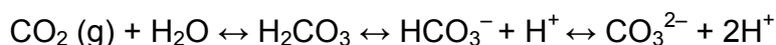
A diferencia del almacenamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas ya que puede ocurrir en formaciones salinas que no tengan rocas sello impermeables pero donde los fluidos migren muy lentamente en largas distancias, cuando el CO₂ es inyectado en una formación en donde se desplaza junto con agua de formación y migra hacia la parte superior porque éste es menos denso que el agua de formación, una vez alcanzada la parte superior de la formación en trampas locales o estructurales y/o estratigráficas dentro de la formación, el CO₂ continúa migrando por separado en una fase hasta que queda atrapado, lo que se conoce como la saturación residual de CO₂. A largo plazo cantidades importantes de CO₂ se disuelven en el agua de formación y migran a aguas subterráneas, cuando la distancia del punto más profundo de inyección y el final de la capa sello se encuentra a cientos de kilómetros el tiempo para que el líquido alcance la superficie de la cuenca puede ser de millones de años (Bachu y col., 1994).

2.2.2 Captura geoquímica

El dióxido de carbono en el subsuelo puede someterse a secuencias de interacciones geoquímicas con la roca que contiene y el agua de formación con la que tiene contacto, lo cual ayuda a aumentar la capacidad de almacenamiento y su eficiencia; primero, cuando el CO₂ se disuelve en agua de formación, sucede un proceso llamado comúnmente como solubilidad de captura, donde el principal beneficio es que una vez disueltos los fluidos, ya no existen fases separadas y así

eliminar las fuerzas de empuje que las impulsan hacia arriba. Después se forman iones que se disuelven en la roca acompañados por un aumento de pH, por último una fracción se puede convertir en minerales de carbono estables (captura mineral) que es la forma permanente de almacenamiento geológico (Gunter y *col.*, 1993).

La captura mineral es relativamente lenta (del orden de miles de años o más); sin embargo, la duración del almacenamiento mineral combinado con su gran potencial de capacidad para almacenar presente en entornos geológicos hace que esta característica de almacenamiento a largo plazo sea la más deseable y por tanto, que se busquen estas características. La disolución de CO₂ en las aguas de formación puede ser representada por la reacción química:



La solubilidad del CO₂ en el agua de formación decrece a medida que la temperatura del yacimiento lo hace junto con el aumento de la salinidad. La disolución es rápida cuando el agua de formación y el CO₂ comparten el mismo espacio poroso; sin embargo, una vez que la formación está saturada con el líquido y el CO₂, la tasa disminuye y es controlada por las tasas de convección y difusión. El CO₂ disuelto en agua produce un ácido débil que reacciona con el sodio, el silicato de potasio o calcio básico, magnesio y minerales de carbonato o silicato de hierro en el yacimiento para formar iones de bicarbonato por productos químicos, la reacción se puede mostrar como:



La reacción del CO₂ con minerales disueltos puede ser rápida en el caso de carbonatos (en días) y lento en caso de silicatos (cientos o miles de años). La formación de minerales carbonatados puede ocurrir a partir de la reacción de iones de bicarbonato con calcio, magnesio y el hierro de los minerales de silicatos tales como arcillas, micas, cloritas y feldespatos presentes en la matriz de la roca (Gunter y *col.*, 1993, 1997). Perkins y *col.* (2005) estiman que aproximadamente en 5,000 años todo el CO₂ inyectado dentro del campo petrolero Weyburn se disolverá o se convertirá en minerales carbonatados dentro de la formación almacenadora, de igual forma muestran que las rocas sello tienen una mayor capacidad para la mineralización.

Esto resulta importante para la evaluación de riesgos (particularmente con las posibles fugas) ya que una vez disuelto el CO₂ no se tienen problemas de fuga como en fases separadas. El modelado de Holtz (2002) sugiere que más del 60% de CO₂ queda atrapado por el CO₂ residual para el final de la etapa de inyección (100% después de 1000 años) si bien los experimentos de laboratorio indican porcentajes inferiores.

Cuando el CO₂ es atrapado con la saturación residual se vuelve totalmente inmóvil, entonces la salmuera saturada puede desgasificarse cuando ya no está bajo presión sin embargo no debe haber fugas a través de la roca sello aunque la tendencia del agua saturada es disminuir en lugar de elevar (**Figura 2.2**). La reacción del CO₂ con el agua de formación y las rocas puede dar como resultado una reacción que afecte la porosidad y el flujo del fluido en el sistema lo cual se ha observado experimentalmente; sin embargo, sus efectos no han podido ser cuantificables.

No obstante otro tipo de reacción ocurre cuando el CO₂ es absorbido preferentemente en carbón o lutitas ricas en materia orgánica lo cual se ha analizado en superficie como en el Campo Fenn Big Valley, Canadá y en la Cuenca del San Juan, Estados Unidos (EU) y en experimentos de laboratorio. Una forma diferente de reacción se puede producir cuando se forman hidratos de CO₂ en el lecho marino del océano profundo (Koide y col., 1997).

2.3 Acumulaciones geológicas naturales de CO₂

Las fuentes naturales de CO₂ se producen como acumulaciones de gas CO₂, mezcla de CO₂ con gas natural y CO₂ disuelto en agua de formación (**Figura 2.5**), las cuales han sido estudiadas en Australia, EU y Europa (Pearce y col., 1996; Allis y col., 2001; Stevens y col., 2003; Watson y col., 2004) como parte del proceso de almacenamiento de CO₂ y la ingeniería que ello requiere, la producción de CO₂ por EOR y otros procesos nos proporciona experiencia operacional para la captura y almacenamiento de CO₂.

Existen diferencias entre acumulaciones naturales de CO₂ y la ingeniería de almacenamiento de CO₂: las primeras se producen después de largos periodos de tiempo y en diferentes sitios de manera aleatoria (algunos podrían provenir de fugas naturales), mientras que en los ejecutados por el hombre se puede variar el gasto de inyección de CO₂ y los sitios elegidos para el almacenamiento deben ser perforados y tener pozos de inyección para su funcionamiento (Celia y Bachu, 2003; Johnson y col., 2005). Por lo tanto, se debe poner especial atención en la presión de inyección (que no sobrepase la presión permitida por la formación) para evitar daños en el sistema y verificar así de manera continua que el sistema se encuentre hermético.

Acumulaciones naturales de CO₂ relativamente puro se encuentran alrededor del mundo en ambientes geológicos especialmente en cuencas sedimentarias dentro de regiones volcánicas y en zonas volcánicas con fallas (**Figura 2.5**), estas acumulaciones pueden ocurrir en diferentes tipos de roca y en cantidades indefinidas, principalmente en calizas, dolomías y areniscas con una variedad de roca sello (lodo, pizarra, sal y anhidrita) y en una variedad de tipos de trampas,

profundidad del depósito y diferentes fases de CO₂. Los campos con dióxido de carbono en la meseta de Colorado y las montañas Rocky, en EU son comparables con un yacimiento de gas natural (Alliset y col., 2001), los estudios de los campos el domo de McElmo, el Campo San Juan y el domo de Jackson han demostrado que cada uno contiene 2.79744×10^{13} pies cúbicos de CO₂ con fugas (Stevens y col., 2001), 3.4968×10^{12} pies cúbicos de CO₂ se encuentran atrapados en el monte Anticlinal Pisga, al Noreste del domo Jackson, se cree que se generaron en 65 millones de años aprox. (Studlick y col., 1990) sin alguna evidencia de fugas, proporcionando evidencia adicional de la captura de CO₂ a largo plazo. Numerosos estudios se han llevado a cabo sobre la acumulación a baja escala de CO₂ en la cuenca de Otway en Australia (Watson y col., 2004), en Francia, Alemania, Hungría y Grecia (Pearce y col., 2003).

Por el contrario algunos sistemas como los volcánicos tienen fugas y no funcionan como almacenadores geológicos, tal es el caso del volcán Kileaua el cual emite un promedio de 6.9936×10^{10} pies cúbicos de CO₂ al año; cabe señalar que más de 20,980,800 pies cúbicos de CO₂ al día ($765,799,200$ pies cúbicos de CO₂ al año) fueron filtrados en el área de Mammoth Mountain, California entre 1990 y 1995, con variaciones de flujo ocasionados por sismicidad (USGS, 2001).

La densidad media de flujo de 1,398,720 - 2,797,440 pies cúbicos de CO₂ por m² al año es observada cerca de Matraderecske, Hungría; sin embargo, a lo largo de las fallas puede aproximarse a los 115,394,400 pies cúbicos por m² al año (Pearce y col., 2003), estas tasas de filtración son resultado de la liberación de CO₂ por fallas en sistemas volcánicos mientras que un flujo de CO₂ considerado como normal es del orden de 0.19272 – 1.9272 pies cúbicos de CO₂ por m² al día en temperatura ambiente (Pizzino y col., 2002).

La filtración de CO₂ en el lago Nyon (Camerún) da como resultado una saturación del agua en el fondo del lago. Por ejemplo, en el año de 1987 se produjo a gran escala una emisión de CO₂ que ascendió súbitamente a la superficie desplazando agua con resultados fatales para más de 1,700 personas (Kling y col., 1987); sin embargo, este hecho aislado no representa la filtración que puede ocurrir a través de pozos inyectoros o fracturas en sitios de almacenamiento geológico.

Los centros de almacenamiento geológico de CO₂ diseñados deben ser elegidos con tal de minimizar la posibilidad de fugas. El almacenamiento natural y la relación de los eventos como el del lago Nyon no son representativos para predecir la filtración en los almacenamientos planeados (centros de almacenamiento diseñados). Más sin embargo, pueden ser útiles en aspectos de seguridad, salud y efectos ambientales producidos por fugas.

El dióxido de carbono puede encontrarse en algunos yacimientos de aceite y/o gas en fase gaseosa o líquida (disuelta en el aceite), en diferentes sitios. Este tipo de almacenamiento es relativamente común como en el Sudeste Asiático, China y Australia, y menos frecuente en otras regiones y provincias con aceite y gas como

en Argelia, Rusia, la cuenca Paradox (EU) y la cuenca Alberta (al Occidente de Canadá), en el Mar del Norte y en el Mar de Barents. Algunos campos contienen hasta el 10% de CO₂, incluyendo Sleipner y Snohvit (**Figura 2.5**) en el campo de gas natural La Barge en Wyoming, EU tiene 5.76972×10^{13} pies cúbicos de reserva de gas con un promedio de 65% de CO₂ en volumen.



Figura 2.5 Ejemplos de acumulación natural de CO₂ en el mundo, las regiones que contienen múltiples acumulaciones están encerradas, estas áreas pueden ser utilizadas como almacenamiento o para evaluaciones de impacto ambiental. La calidad de estos datos es variable y la aparente ausencia de almacenamiento en América del Sur, África Meridional y Central así como en el Norte de Asia, es probablemente más un reflejo de la falta de datos que de la falta de almacenamiento de CO₂.

En la región de los Apeninos de Italia muchos pozos profundos (de 1 a 3 km de profundidad) contienen gases atrapados que tienen más del 90% de CO₂, así mismo las grandes reservas de CO₂ en el Mar del Sur de China son una de las acumulaciones más grandes en todo el mundo y en el campo de Natuna D Alfa en Indonesia que contiene más de 1.59104×10^{14} pies cúbicos de CO₂ (1.25885×10^{13} pies cúbicos de gas natural).

Las concentraciones de CO₂ pueden variar de un campo a otro en una misma zona o en distintos yacimientos ubicados dentro del mismo campo lo que refleja lo complejo que puede ser el proceso de generación, migración y mezcla de los fluidos; como ejemplo se puede mencionar cuenca de Otway, Australia donde el tiempo de inyección y de captura de CO₂ se encuentra en el rango de 5,000 años a un millón de años (Watson y col., 2004).

2.4 Almacenamiento industrial de CO₂

2.4.1 Almacenamiento de gas natural

Los proyectos de almacenamiento subterráneo de gas natural que han operado exitosamente durante aproximadamente 100 años en casi todo el mundo, (**Figura 2.6**) ofrecen una experiencia relevante para el almacenamiento geológico de CO₂ (Lippmann y Benson, 2003; Perry, 2005) ya que estos proyectos ayudan a prever los picos de demanda y a equilibrar las fluctuaciones de oferta y demanda del gas en forma estacional. El proyecto de almacenamiento de gas natural en Berlín es un ejemplo de esto ya que la mayoría de los proyectos de almacenamiento de gas se encuentran en yacimientos agotados de gas y/o aceite así como en formaciones salinas (no obstante las cavernas de sal han sido utilizadas ampliamente).

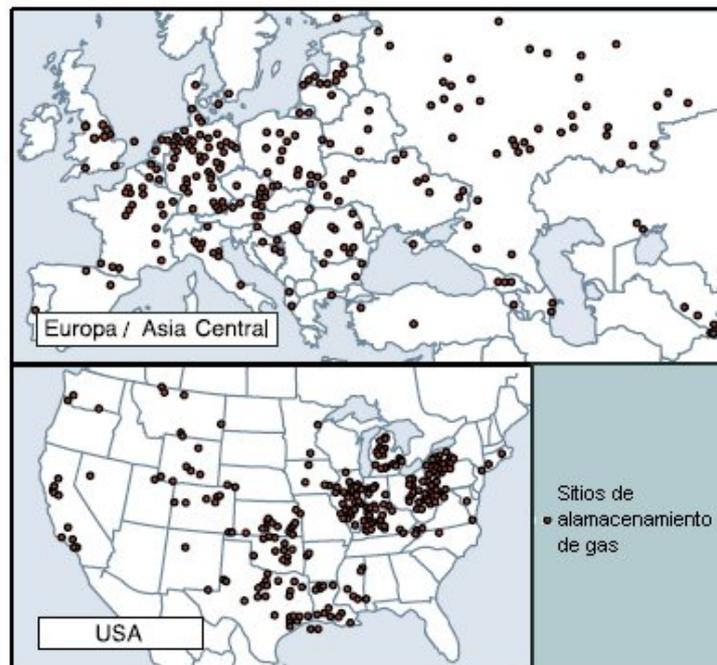


Figura 2.6 Localización de algunos proyectos de almacenamiento de gas natural

En necesario mencionar que los pozos inyectores deben ser apropiadamente diseñados, instalados, monitoreados y revisados (mantenimiento periódico) así como la supervisión de pozos abandonados en proyectos vecinos los cuales deben ser localizados y asegurados. Finalmente se debe tomar en cuenta los rangos de solubilidad, densidad y las condiciones de captura, así como la presión

máxima de inyección aceptada por la formación almacenadora (la cual se debe evitar para que la formación se dañe). Mientras que el almacenamiento subterráneo de gas natural resulta ser eficaz y seguro en casi todos los proyectos, algunas zonas han presentado fugas, la mayoría causadas por malas terminaciones, taponamientos o malos procesos de abandono (Gurevich y *col.*, 1993; Lippmann y Benson, 2003; Perry, 2005). Campos abandonados de gas y/o aceite resultan más fáciles de evaluar debido a las estructuras geológicas y la roca sello (como los campos almacenadores de gas natural en formaciones salinas) ya que generalmente los pozos existentes están muy bien caracterizados.

Los medios de monitoreo deben enfocarse en garantizar la ausencia de fugas de algún tipo en los pozos de inyección (mediante el uso de sensores de presión en superficie y por medio de sensores de fondo “in situ” de temperatura, presión, ruido/sónicos, condiciones de la tubería, etc.), el uso de pozos de observación son a veces utilizados para verificar que el gas no se filtre por estratos superiores al del alojamiento (zonas ladronas).

2.4.2 Inyección de gas ácido y residuos líquidos

La operación e inyección de gases ácidos representa un proceso similar comercialmente hablando en algunos aspectos al almacenamiento de CO₂. El gas ácido es una mezcla de H₂S, CO₂ y pequeñas cantidades de gas hidrocarburo resultante de los procesos de producción del petróleo. En el Oeste de Canadá los operadores se interesan cada vez más por la eliminación de gases ácidos por medio de su inyección en formaciones geológicas profundas, aunque el propósito de las operaciones de inyección es predisponer del H₂S mientras que cantidades significativas de CO₂ son inyectadas al mismo tiempo debido a que resulta más rentable (económicamente) inyectar los fluidos juntos que separarlos.

En la actualidad las agencias reguladoras en el Oeste de Canadá son las encargadas de regular la máxima fracción de H₂S permitida, la máxima presión a boca de pozo y el gasto de inyección, ya que el gas ácido es inyectado actualmente en 51 formaciones distintas en 44 localizaciones a través de la Cuenca Alberta en las provincias de Alberta y Columbia Británica (**Figura 2.7**); el dióxido de carbono a menudo representa al principal componente del gas ácido inyectado en concentraciones que van de 14-98% del volumen total, un total de 43.71x10¹⁰ pies cúbicos de CO₂ y 34.968x10¹⁰ pies cúbicos de H₂S son inyectados en el Oeste de Canadá a finales de 2003 en tasas de 840-500, 720 m³ cada día por sitio con tasa de inyección en el 2003 de 7.867x10⁹ pies cúbicos de CO₂ por año y 9.616x10⁹ pies cúbicos de H₂S por año, sin alguna fuga detectada.

La inyección de gas ácido en Canadá se produce en una amplia gama de formaciones y tipos de yacimientos, así como variación en la composición del gas ácido y condiciones de operación.

La inyección se lleva a cabo en 27 formaciones salinas, 19 yacimientos agotados de gas y/o aceite y 4 yacimientos agotados de aceite y/o gas por debajo del acuífero local, los carbonatos constituyen 29 sitios y 21 de areniscas ricas en cuarzo (**Figura 2.7**), en la mayoría de los casos los esquistos constituyen la roca sello y el resto de las zonas de inyección son limitados por calizas, evaporitas y anhidritas.

Desde la primera operación de inyección de gas ácido en 1990 se han probado 51 inyecciones en diferentes sitios de los cuales 44 se encuentran activos, una operación sin llevarse a cabo, 3 fueron abandonadas después de su periodo de funcionamiento (ya sea por volúmenes de inyección alcanzados o porque la planta de gas distribuidora fuera dada de baja en su funcionamiento) y 3 fueron suspendidas por la agencia reguladora debido a un represionamiento.

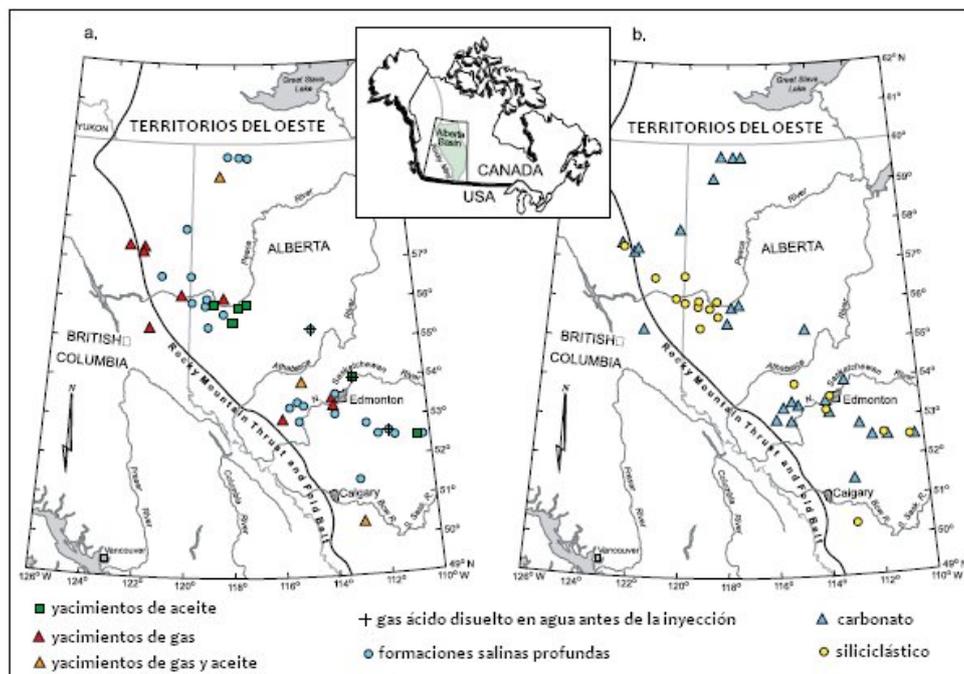


Figura 2.7 Ubicación de los sitios de inyección de gas ácido en la Cuenca Alberta, Canadá: figura (a) clasificación por unidad de inyección; figura (b) los mismos lugares clasificados por tipo de roca (de Bachu y Haug, 2005).

En muchas partes del mundo grandes volúmenes de residuos líquidos son inyectados en formaciones geológicas diariamente; por ejemplo, durante los últimos 60 años aproximadamente 9 mil millones de galones (34.1 millones de m³) de residuos peligrosos fueron inyectados en formaciones salinas en los EU en alrededor de 500 pozos cada año, además de que aproximadamente 750 millones de galones (2834 millones de m³) de salmuera de campos petrolíferos son inyectados por 150,000 pozos al año.

Esta combinación que se inyecta anualmente en EU es de 3,000 millones de m³ de volumen equivalente, correspondientes aproximadamente al volumen de 3.4968×10^{13} pies cúbicos de CO₂ a una profundidad de 1 km.

Por lo tanto, la experiencia obtenida con los actuales proyectos de inyección subterránea de residuos es importante en términos de operación y funcionamiento ya que es de similar magnitud a lo que puede necesitarse para el almacenamiento geológico de CO₂.

La evidencia derivada de los campos petroleros indica que los hidrocarburos, gases y otros fluidos (incluyendo el CO₂) pueden permanecer atrapados durante millones de años (Magoon y Dow, 1994; Bradshaw y *col.*, 2005). El dióxido de carbono tiene la tendencia de permanecer almacenado en el subsuelo (relativamente como los hidrocarburos) a través de los mecanismos físico-químicos de almacenamiento.

Territorios petroleros de clase mundial han estimado un tiempo de almacenamiento del aceite y gas de aproximadamente 5-100 millones de años y otros de 350 millones de años, mientras que otras zonas petroleras con menor importancia han aproximado su almacenamiento hasta por 1400 millones de años.

Estos lugares pueden utilizarse para el almacenamiento geológico, sin embargo, algunos sitios presentan fugas, lo que obliga a la selección cuidadosa de nuevos sitios de interés, así como su respectiva caracterización y las actividades de inyección necesarias.

CAPÍTULO 3 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE FORMACIONES ALMACENADORAS

En este capítulo se tratará de abordar algunos temas referentes a los tipos de formaciones geológicas en que puede ser almacenado el CO₂, sus dimensiones requeridas y su capacidad de almacenamiento.

3.1 Criterios generales de selección

Existen muchas cuencas sedimentarias en todo el mundo para el almacenamiento de CO₂ (**Figura 3.1**); sin embargo, en general los sitios de almacenamiento deben tener: a) una capacidad adecuada y viabilidad para inyectar el fluido, b) una roca sello que permita impermeabilizar al sistema con el medio que lo rodea y c) un ambiente geológico lo suficientemente estable para evitar poner en peligro la integridad del lugar de almacenamiento.

Los criterios para evaluar si la cuenca es apta para un proyecto de este tipo incluyen: características de la cuenca (actividad tectónica, tipo de sedimentos, geotérmica e hidrodinámica regional), recursos presentes en la cuenca (hidrocarburos, carbón, sal), madurez de la industria e infraestructura existente en el lugar, y cuestiones de tipo social como el nivel de desarrollo, economía, preocupaciones ambientales, educación pública y actitudes de la comunidad de esa región (Bachu, 2000, 2003; Bradshaw y *col.*, 2002).

Las características idóneas en cuencas sedimentarias para el almacenamiento de CO₂ dependen en parte del lugar en que se encuentren localizadas sobre la placa continental, ya que si se encuentran ubicadas en medio del continente o cerca de los bordes estables de las placas continentales pueden ser excelentes blancos para el almacenamiento a largo plazo, esto debido a que presentan estructuras deseables y altamente estables.

Estas cuencas se ubican en todo el Océano Atlántico, Ártico e Índico, el potencial de almacenamiento de estas cuencas se encuentra detrás de las montañas formadas por la colisión de placas tectónicas que incluye a las Montañas Rocosas, los Apalaches y las cuencas andinas en América, al Norte de Europa están los Alpes y los Cárpatos y el Oeste de los Urales así como las situadas al Sur de los Zagros y el Himalaya en Asia.

Las cuencas localizadas en zonas tectónicamente activas como las ubicadas en el Océano Pacífico o Norte del Mediterráneo pueden ser menos adecuadas para el almacenamiento de CO₂ ya que los sitios en estas regiones o en sus cercanías

deben ser cuidadosamente seleccionados por la gran posibilidad presente de fugas (Chiodini y col., 2001; Granieri y col., 2003), así como las cuencas localizadas en las fronteras de las placas de subducción donde se produce actividad o existe movimiento entre cadenas montañosas, ya que existe el riesgo de que se produzcan plegamientos o fallas, y por tal motivo, que presente menos seguridad para el almacenamiento geológico. Sin embargo, las cuencas deben evaluarse de manera individual ya que por ejemplo la cuenca de Los Ángeles y del Valle de Sacramento en California donde han sido encontradas acumulaciones significativas de hidrocarburos ha demostrado una buena capacidad de almacenamiento.

Las cuencas que exhiben poco potencial de almacenamiento muestran ciertas características, algunas son referidas a continuación: a) son pequeñas ($\leq 1000\text{m}$), b) son yacimientos con una roca sello ineficaz, c) están altamente dañadas y/o fracturadas, d) se encuentran dentro de cinturones plegados, e) contienen secuencias altamente discordantes, f) han sido objeto de importantes efectos de diagénesis o g) son yacimientos sobrepresionados.

La eficiencia del almacenamiento de CO₂ en medios geológicos está definida por la cantidad de CO₂ que puede ser almacenada por unidad de volumen (Brennan y Burruss, 2003) la cual se incrementa cuando aumenta la densidad del CO₂ y la seguridad del almacenamiento, debido al empuje que impulsa la migración del fluido hacia la parte superior de la estructura. La densidad se incrementa significativamente con la profundidad mientras que el CO₂ en fase gaseosa aumenta ligeramente o se estabiliza después de pasar de la fase gaseosa a una fase densa o incluso puede disminuir con un incremento súbito de profundidad dependiendo del gradiente de temperatura (Ennis-King y Paterson, 2001; Bachu, 2003).

Las cuencas sedimentarias “frías” se caracterizan tener mayor potencial para el almacenamiento debido a los bajos gradientes de temperatura que presentan (Bachu, 2003) ya que el CO₂ logra alcanzar una mayor densidad a una menor profundidad (700–1000 m) mientras que en cuencas sedimentarias “calientes” se puede encontrar un gradiente de temperatura grande, donde un aumento de densidad del fluido se obtiene a una mayor profundidad (1000-1500 m). La profundidad de la formación (que es importante para disminuir los costos de perforación y compresión) también influye a la selección de los sitios de almacenamiento.

El espesor y la porosidad (para la capacidad de almacenamiento) así como la permeabilidad (para la inyección) son fundamentales para la selección de la zona ya que por lo general la porosidad disminuye con la profundidad debido a la compresión y cementación que experimentan los estratos inferiores, lo cual reduce su capacidad de almacenamiento y su eficiencia. La formación almacenadora debe estar cubierta por extensas unidades de confinamiento (como lutitas, domos salinos o anhidriticos) para garantizar que el CO₂ no escape a capas superiores o

inclusive hasta la superficie. Los sitios con fallas, fracturadas o actividad sísmica (en cualquier escala) requieren una caracterización cuidadosa y eficiente a menos que las fallas y fracturas sean no conductoras, y no se conviertan en conductoras con la inyección de CO₂ (Holloway, 1997; Zarlenga y col., 2004).

Los regímenes de flujo del agua y presión presentes en la formación son factores importantes para la selección de sitios almacenadores de CO₂ (Bachu y col., 1994), así como la inyección de CO₂ en formaciones con presiones anormales (debido a la compactación sufrida) y/o generación de hidrocarburos, ya que son factores que pueden resultar inadecuados en términos de seguridad y tecnología; las formaciones con presiones anormales localizadas en el centro de los continentes, cerca del borde de las placas continentales ó detrás de las zonas montañosas formadas por la colisión de placas continentales pueden ser adecuadas para el almacenamiento. El almacenamiento en formaciones salinas profundas con fluidos residentes antiguos (de millones de años), favorecen la hidrodinámica y el almacenamiento mineral.

La posible presencia de combustibles fósiles junto con su explotación y producción son consideraciones adicionales para la selección, los yacimientos con poca explotación de hidrocarburos pueden ser sitios poco propicios, debido a una limitada caracterización (por la poca disponibilidad de información geológica) o la posibilidad de contaminar los hidrocarburos que no se han sido analizados o descubiertos.

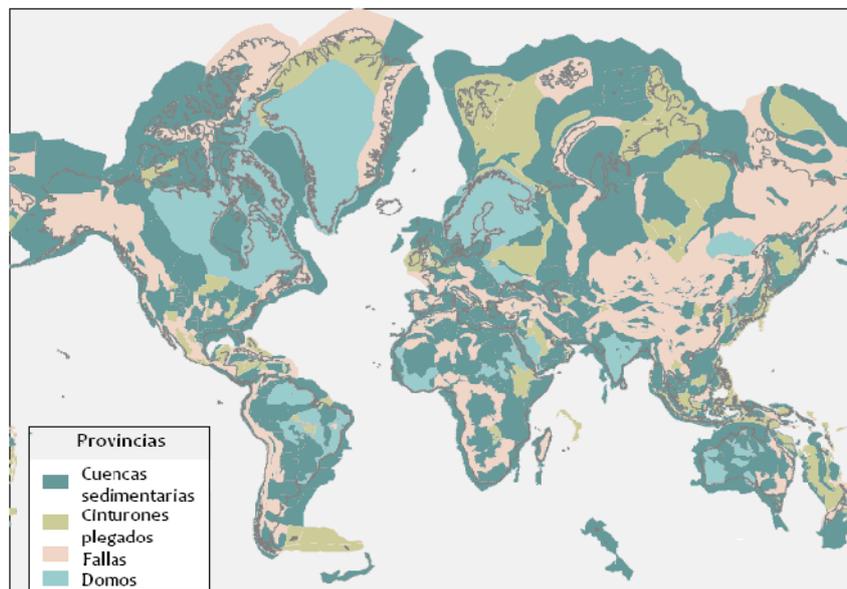


Figura 3.1 Distribución de las cuencas sedimentarias en el mundo (Bradshaw y Danza, 2005; y el USGS, 2001), en general es probable que las cuencas sedimentarias sean los sitios de almacenamiento más favorables, sin embargo, los sitios de almacenamiento también se pueden encontrar en zonas como cinturones plegados, las zonas con domos constituyen las regiones con menor perspectiva de almacenamiento; las dimensiones aparentes de las cuencas sedimentarias, sobre todo en el hemisferio Norte, no deben tomarse como indicador de su capacidad de almacenamiento.

Las cuencas maduras pueden ser los candidatos primarios de almacenamiento debido a las siguientes causas: a) están completamente caracterizados, b) las posibles capas almacenadoras de hidrocarburos han sido descubiertas y explotadas, c) algunos yacimientos petrolíferos pueden estar agotados, a punto de agotarse o abandonados por no ser rentables económicamente, d) la infraestructura requerida para la inyección y transporte del CO₂ puede encontrarse ya instalada.

La presencia de pozos en cuencas sedimentarias maduras pueden crear potenciales vías de fuga y comprometer así la seguridad del sitio de almacenamiento (Celia y Bachu, 2003); sin embargo, puede no presentarse una fuga como lo es el caso de Weyburn donde a pesar de la presencia de cientos de pozos perforados, después de cuatro años de inyección de CO₂ no se ha producido ninguna fuga considerable (Strutt y col., 2003).

3.2 Campos de aceite y gas

3.2.1 Yacimientos abandonados de aceite y gas

Los yacimientos depresionados son los primeros candidatos para el almacenamiento geológico de CO₂ por muchas razones, la primera es que el gas y el aceite tienden a acumularse en trampas (estructurales y estratigráficas) y no fugarse o filtrarse hacia la superficie (en algunos casos por millones de años) demostrando así su seguridad e integridad, en segundo lugar las estructuras geológicas y las propiedades físicas de los fluidos almacenados (gas y aceite) en muchos campos han sido excesivamente estudiados y caracterizados, en tercer lugar observamos que los modelos computacionales que han sido desarrollados en la industria petrolera predicen eficientemente el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, y por último los pozos inyectoros y parte de la infraestructura pueden estar listos para su uso en el manejo de operaciones.

Además que los campos maduros no se ven afectados por la inyección de CO₂ (ya que contenían hidrocarburos) y si se presentara el caso de que el campo este aún en producción, el almacenamiento de CO₂ puede optimizar la recuperación de aceite o gas (Recuperación Mejorada) y mejorar la producción; no obstante, cuando los pozos abandonados en campos maduros han sido taponados mucho tiempo atrás cuando los pozos son invadidos por agua (producción de agua en un alto porcentaje y por tanto reducción de su rentabilidad económica), algunos pozos son taponados con cemento en zonas estratégicas dentro del intervalo perforado sin considerar que tal vez algún día serán utilizados para estar en contacto con fluidos de potencial elevado ajenos a la formación y producir reacciones como lo es el CO₂.

Por lo tanto, la condición de los pozos inyectoros en la roca sello deben ser asegurados (Winter y Bergman, 1993), en algunos casos de pozos localizados es necesario confirmar la integridad de la roca sello mediante pruebas de presión y monitoreo con trazadores. La capacidad del yacimiento está limitada por la necesidad de evitar que se sobrepase la presión máxima aceptada por la formación y dañar con esto la roca sello, el yacimiento debe ser sensible a la reducción de permeabilidad causada por la restricción de flujo cerca del pozo inyector (Kovscek, 2002; Bossie-Codreanu y col., 2003). El almacenamiento en yacimientos someros (profundidades inferiores a los 800 m) puede ser técnica y económicamente viable, no obstante la baja capacidad de almacenamiento de algunos yacimientos donde el CO₂ se presenta en fase gaseosa puede ser un problema bastante considerable.

3.2.2 Recuperación Mejorada de aceite y gas

La Recuperación Mejorada de aceite con ayuda de la inyección de CO₂ ofrece un gran potencial económico ya que aumenta la producción de aceite debido al incremento del factor de recobro; inicialmente del hidrocarburo original almacenado se recupera del 5% al 40% por medio de la Recuperación Primaria (Holt y col., 1995), se logra recuperar del 10% al 20% extra de aceite con la implementación de la Recuperación Secundaria la cual utiliza agua (Bondor, 1992) y por último se tiene la Recuperación Mejorada con la que se incrementa la producción del 7% al 23% (un promedio del 13.2%) del aceite producido originalmente con el uso de varios agentes miscibles como el CO₂ (**Figura 3.2**).

Varios regímenes de inyección de CO₂ han sido sugeridos a lo largo del tiempo incluyendo la inyección continua o la inyección alternada de agua y CO₂ (Klins Farouq y Ali, 1982; Klins, 1984), el desplazamiento del aceite mediante la inyección de CO₂ se basa en el comportamiento de la las fases de la mezcla (hidrocarburo-CO₂) que se ve fuertemente afectada por la temperatura, presión y composición del aceite. Los mecanismos van desde el aumento y reducción de la viscosidad del aceite para lograr una inyección inmisible (a bajas presiones) a desplazamientos miscibles en inyecciones a alta presión, en estas aplicaciones se recupera del 50% y hasta un 67% del CO₂ inyectado junto al aceite producido (Bondor, 1992) para después separarlo y reinyectarlo en el yacimiento para minimizar los costos de operación. El resto del CO₂ es almacenado en el yacimiento a causa de diversos medios como lo es el caso de la disolución del CO₂ en los fluidos de formación que no pueden ser llevados a superficie, el entrapamiento en espacios porosos no comunicados en la trayectoria de flujo de los fluidos hacia los pozos productores y una saturación irreducible.

Para mejorar el almacenamiento de CO₂ en operaciones de EOR los yacimientos de aceite pueden necesitar criterios adicionales (Klins, 1984; Taber y col., 1997; Kovscek, 2002; Shaw y Bachu, 2002), generalmente la profundidad del yacimiento

debe superar los 600 m; la inyección de fluidos inmiscibles con frecuencia debe ser suficiente para aceites pesados a medianos (aceites de una gravedad entre 12-25 °API) así como los desplazamientos miscibles más buscados son aplicados a aceites de una baja a ligera viscosidad (aceites de una gravedad entre 25-48 °API).

Para los desplazamientos miscibles la presión del yacimiento debe ser superior a la presión mínima requerida para la miscibilidad entre el hidrocarburo y el CO₂ (10-15 MPa) dependiendo de la composición y °API del hidrocarburo, temperatura del yacimiento y pureza del CO₂, (Metcalf, 1982) así como el espesor del estrato y su permeabilidad. Para lograr un barrido efectivo de aceite se debe tomar en cuenta diversos criterios como estratos relativamente delgados (menores a los 20 m) formaciones homogéneas entre otras; para yacimientos horizontales se prefiere la ausencia de flujos naturales de agua, capas de gas formadas (por abatimiento de presión u otros mecanismos) y grandes fracturas naturales.

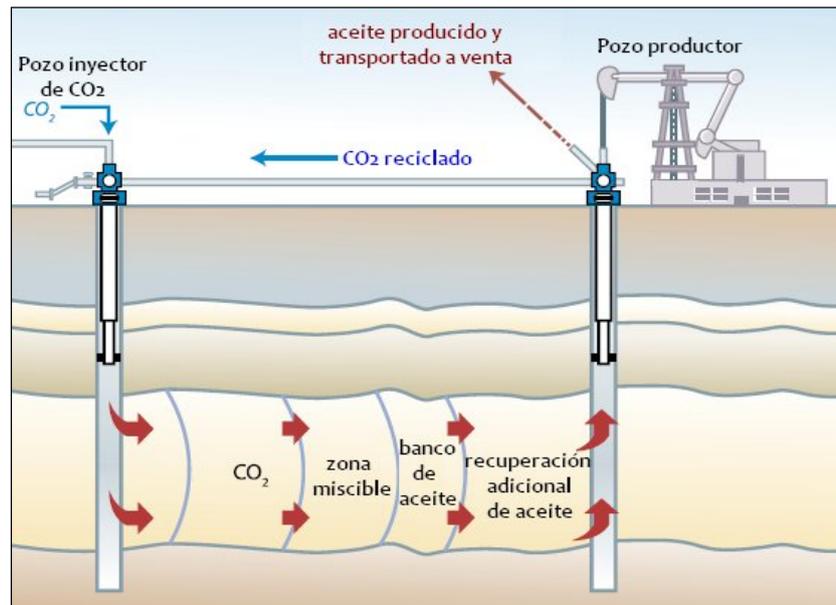


Figura 3.2 Inyección de CO₂ para Recuperación Mejorada de aceite junto con un poco de almacenamiento de CO₂ (después del programa de gases de efecto invernadero AIE). El CO₂ producido con el aceite es separado y reinyectado a la formación. El reciclaje del CO₂ producido disminuye la cantidad de CO₂ adquirido y evita emisiones hacia la atmósfera.

La heterogeneidad de los yacimientos también puede afectar la eficiencia de almacenamiento de CO₂ así como la diferencia de densidades entre el CO₂ y el fluido de formación (agua y aceite) la cual produce una migración del CO₂ hacia la parte superior del yacimiento, particularmente si existe homogeneidad y permeabilidad que afecta negativamente al almacenamiento de CO₂.

Consecuentemente la heterogeneidad del yacimiento puede tener un efecto positivo, esto se logra al aumentar la acumulación en la parte superior del estrato y obligando a que se extienda lateralmente, ayudando a una invasión en la formación más efectiva aumentando el potencial de almacenamiento (Bondor, 1992; Kovscek, 2002; Flett y col., 2005). En yacimientos de gas se puede extraer hasta el 95% del gas almacenado originalmente, la inyección de CO₂ en yacimientos depresionados de gas representa una oportunidad potencial para una Recuperación Mejorada de gas (EGR por sus siglas en inglés) aumentando la presión del yacimiento y aumentando el factor de recobro (van der Burgt y col., 1992; Koide y Yamazaki, 2001; Oldenburg y col., 2001).

La EGR también puede ser implementada a nivel de pruebas piloto (proyecto K12B de Gas de Francia y en los Países Bajos) ya que algunos autores han sugerido que la inyección de CO₂ puede ayudar en factores de recuperación de gas relativamente bajos particularmente en yacimientos heterogéneos (Clemens y Wit, 2002).

3.3 Formaciones salinas

Las formaciones salinas profundas son rocas sedimentarias saturadas de salmueras o aguas de formación que contienen grandes concentraciones de sales disueltas, estas formaciones se encuentran muy extendidas y contienen enormes cantidades de agua que no es apta para la agricultura o consumo humano.

Las salmueras son usadas localmente para la industria química, aguas de salinidad variable pueden ser utilizadas en spas relacionados con la salud y para la producción de energía geotérmica de baja entalpía; debido a que el uso de energía geotérmica va en aumento, el almacenamiento de CO₂ en este tipo de áreas resulta poco apropiado. Se ha sugerido que la combinación del almacenamiento geológico y la energía geotérmica puede ser factible, pero en regiones con un excelente perfil energético de este tipo resulta menos probable el almacenamiento de CO₂ debido al alto grado de fallamiento y fracturamiento que presentan este tipo de sistemas, así como por las altas temperaturas y profundidades; en regiones muy áridas en un futuro no muy lejano, las formaciones salinas pueden ser consideradas para desalación del agua que contienen.

El proyecto Sleipner en el Mar del Norte es el ejemplo más claro de almacenamiento en formaciones salinas ya que es primer proyecto a escala comercial de este tipo, donde aproximadamente 1.748×10^{10} pies cúbicos de CO₂ son separado del gas natural producido e introducido a la formación Sleipner por medio de pozos inyectoros. La operación inició en Octubre de 1996 y se espera que durante su vida productiva sean almacenados 3.5×10^{11} pies cúbicos de CO₂.

El CO₂ es inyectado en intervalos de arenas cerca de los 800–1000 m por debajo del lecho marino, las areniscas contienen capas secundarias de lutitas o arcillas que influyen en el desplazamiento del CO₂ inyectado dentro del sistema, la roca sello esta constituida por una extensa capa de arcilla. La distribución del CO₂ dentro de la formación Sleipner es un éxito (**Figura 3.3**) según los resultados obtenidos por los estudios sísmicos en un determinado lapso de tiempo, estos estudios han ayudado a mejorar el modelo geológico para las migraciones que presenta el CO₂ inyectado.

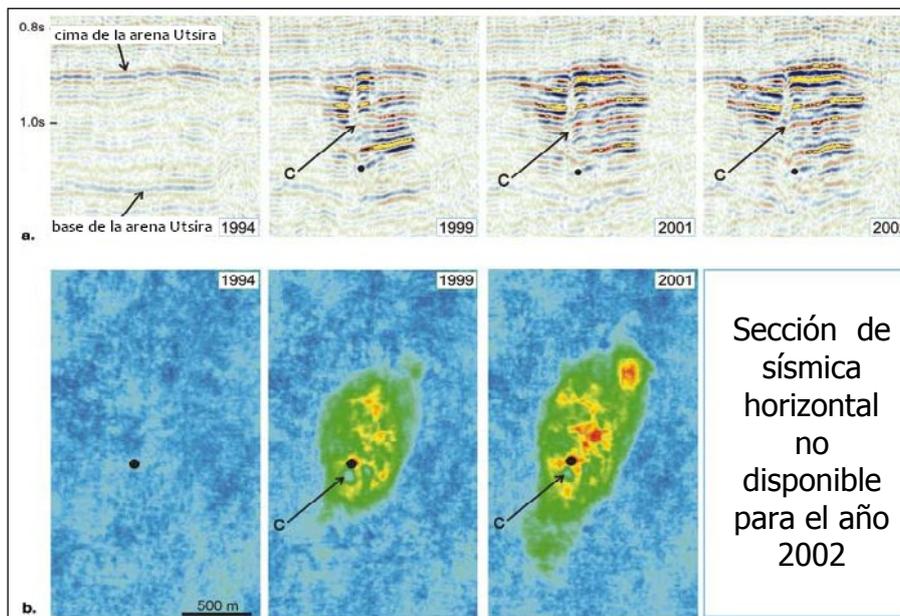


Figura 3.3 a) Las secciones de sísmica vertical a través del desplazamiento del CO₂ en la arena Utsira del campo de gas de Sleipner en el Mar del Norte se muestran con la evolución del tiempo. Observe la concentración de CO₂ altamente saturada (punto c) por encima del punto de inyección (punto negro) y las capas brillantes que corresponden a la alta respuesta acústica, debido a una forma del CO₂ y el gas residentes en estratos de areniscas pequeños de baja permeabilidad dentro del yacimiento. b) Se presentan el crecimiento respecto al tiempo de secciones horizontales de sísmica a través del desplazamiento del CO₂ en Sleipner, el monitoreo del desplazamiento de CO₂ se completo en 2001, por lo tanto los datos del 2002 no estaban disponibles (cortesía de Andy Chadwick y el proyecto almacenamiento de CO₂).

El corte vertical del desplazamiento de los fluidos mostrado en la **Figura 3.3** indica la migración hacia la parte superior (debido a las fuerzas de empuje) y el papel de los estratos de baja permeabilidad dentro de la formación, desviando así parte del CO₂ de forma lateral con lo que el desplazamiento se produce en un área mayor, el estudio muestra a su vez como la roca sello previene migraciones fuera del yacimiento almacenador.

Los datos sísmicos mostrados en la **Figura 3.3** ilustran el crecimiento gradual del desplazamiento dentro de la formación Sleipner que hoy en día se calcula en una extensión de aproximadamente 5 km²; los estudios del yacimiento así como sus simulaciones han mostrado que el agua de formación saturada con CO₂ eventualmente se convierte en un fluido más denso y tiende a irse al fondo de la formación eliminando el posible riesgo de alguna fuga a largo plazo (Lindeberg y Bergmo, 2003).

3.4 Vetas de carbón

El carbón contiene fracturas (macroporos) que aportan cierta permeabilidad al sistema, con los macroporos el carbón sólido tiene un gran número de poros en donde las moléculas de gas pueden difundirse y ser fuertemente adsorbidas, así mismo puede adsorber físicamente muchos gases y contener normalmente hasta 25 m³ de metano (1m³ a condiciones de 1atm y 0°C) por tonelada de carbón presente a la misma presión. Tiene una mayor afinidad para adsorber los gases de CO₂ que del metano (**Figura 3.4**); la proporción volumétrica de adsorción de CO₂ está definido por: rangos contenidos de metano (CH₄) a partir del valor más bajo (1) para carbones maduros como la antracita a valores altos (10 o más) para los carbones más pequeños e inmaduros como la lignita. El CO₂ inyectado en fase gaseosa por medio de pozos fluiría en el sistema a través de los macroporos del carbón, difundiendo en la matriz del carbón y adsorbido en la superficie de los microporos del carbón liberando gases con una menor afinidad con el carbón (como ejemplo el CH₄).

El proceso de almacenamiento de CO₂ con presiones y temperaturas cercanas a las críticas no es comprendido con eficiencia en la actualidad (Larsen, 2003) ya que parece que la adsorción es gradualmente reemplazada por la absorción y el CO₂ se disuelve en el carbón, el dióxido de carbono es “plastificado” en el carbón ya que al bajar la temperatura necesaria se provoca una transición a vidrio, después a una estructura frágil como una goma para provocar una estructura plástica (debilitamiento del carbón). En el caso en que el cambio de la temperatura sea de manera transicional se tomará en las condiciones de 400°C a 3 MPa a menores de 30°C a 5.5 MPa presión del CO₂ (Larsen, 2003).

La transición de la temperatura depende de la madurez del carbón, el contenido maceral¹, el contenido de cenizas, las fuerzas de confinamiento lo cual no es fácil de extrapolar a nivel de campo, la plastificación o debilitamiento del carbón puede afectar negativamente la permeabilidad que permite el flujo del CO₂ inyectado, por otra parte el carbón tiende a hincharse si el CO₂ es adsorbido y/o absorbido, lo

¹Maceral.- cualquiera de las unidades orgánicas que integran el carbón es equivalente a cualquiera de los componentes minerales de una roca

que reduce la permeabilidad y la capacidad de inyectividad (Shi y Durucan, 2005) y puede ser contrarrestada con el incremento en la presión de la tasa de inyección (Clarkson y Bustin, 1997; Palmer y Mansoori, 1998; Cross y *col.*, 2002; Larsen, 2003). Algunos estudios sugieren que la inyección de CO₂ puede reaccionar con el carbón (Zhang y *col.*, 1993) destacando la dificultad en la inyección de CO₂ en carbones de baja permeabilidad.

Si el CO₂ es inyectado dentro de capas de carbón también puede desplazar al metano aumentando así la eficiencia de la recuperación del metano de los yacimientos de carbón, el dióxido de carbono ha sido inyectado con gran éxito en el proyecto Allison en la Cuenca de Alberta, Canadá (Gunter y *col.*, 2005) a una profundidad mayor a la correspondiente al punto crítico del CO₂. La Recuperación Mejorada en la explotación de los yacimientos de carbón con ayuda del CO₂, tiene el gran potencial de aumentar la cantidad de gas metano producido hasta en casi un 90% comparado con la recuperación convencional por depresionamiento del yacimiento con la cual se obtiene solo cerca del 50% (Stevens y *col.*, 1996).

La permeabilidad del carbón es uno de los factores determinantes en la selección del lugar de almacenamiento ya que su permeabilidad puede variar ampliamente y generalmente disminuye con la profundidad como resultado de la disminución de los macroporos debido a la compactación producida por los estratos superiores, la mayoría de los pozos con producción por medio de yacimientos de carbón en el mundo tienen menos de 1000 m de profundidad.

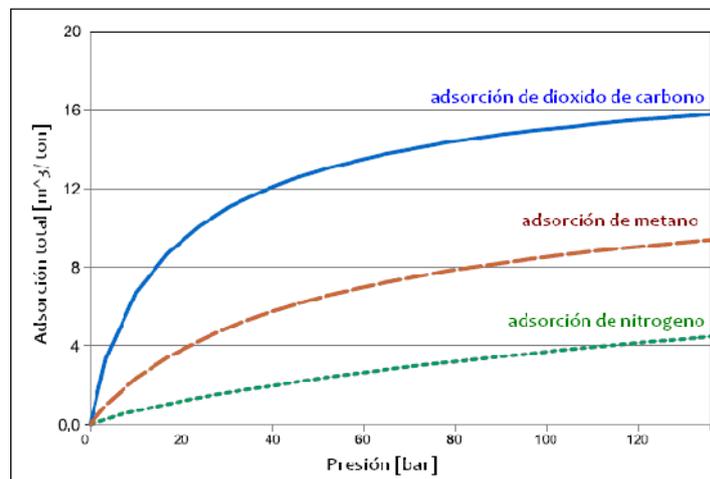


Figura 3.4 Adsorción de gas puro en pies cúbicos por tonelada (SCF por tonelada) en Carbones de la era Titoniana a 55°C (GASEM y *col.*, 2002).

Los criterios de selección propuestos originalmente para la selección de áreas factibles para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de carbón que producen o produjeron metano (IEA-GHG, 1998) incluyen:

- Permeabilidad adecuada (los valores mínimos no han sido determinados aún).
- Arreglo adecuado del estrato de carbón (pocos estratos de no mucho grosor).
- Estructuras geológicas simples (pocas fallas y fracturas).
- Yacimientos de carbón delgados y homogéneas lateralmente continuos y aislados verticalmente.
- Profundidad adecuada hasta los 1500 m de profundidad ya que profundidades mayores no han sido estudiadas aún).
- Apropriadadas condiciones de saturación de gas (saturaciones de gas elevadas para este tipo de yacimientos).
- Capacidad para deshidratar la formación.

Sin embargo, los estudios más recientes han demostrado que el tipo del carbón puede desempeñar un papel más importante de lo que se pensaba debido a la dependencia que existe entre el carbón y la capacidad de adsorción de metano y del CO₂ (Reeves y col., 2004). Si el carbón no es factible para la minería o se encuentra despresurizado, es muy probable que el CO₂ pueda almacenarse durante mucho tiempo; no obstante, como ocurre con cualquier opción de almacenamiento geológico, este puede sufrir alteraciones o deformaciones en la formación y anular cualquier tipo de almacenamiento, es por esta razón que el destino de un yacimiento de carbón es determinante para la sustentabilidad de la selección del proyecto almacenador y los posibles problemas entre la ingeniería de yacimientos y la ingeniería de almacenamiento, en especial para estratos de carbón poco profundos.

3.5 Otros medios geológicos (basaltos, lutitas productoras de aceite y gas, cavernas de sal y minas abandonadas)

Otros medios geológicos de almacenamiento incluyen a los basaltos, lutitas productoras de aceite y/o gas, cavernas de sal y minas abandonadas, estas diferentes alternativas pueden proporcionar más variedad de opciones para el almacenamiento geológico de CO₂.

Basaltos.- Los flujos e intrusiones en capas de basalto se presentan a nivel mundial con grandes volúmenes (McGrail y col., 2003), debido a que el basalto comúnmente presenta una baja porosidad, baja permeabilidad y poca continuidad

en las capas, cualquier tipo de permeabilidad en los basaltos está asociada generalmente con fracturas por donde el CO₂ puede migrar hacia otras zonas si no existe una buena roca sello. Sin embargo, el basalto puede presentar un gran potencial para la captura de CO₂ por mineral ya que el CO₂ inyectado puede reaccionar con los silicatos presentes en el basalto para formar carbonos minerales (McGrail y col., 2003). Es necesario realizar una investigación más a fondo, sin embargo, los basaltos parecen ser poco adecuados para el almacenamiento de CO₂.

Lutitas productoras de aceite y gas.- Los cuerpos lutíticos de gas o aceite o ricos en materia orgánica se encuentran en muchas partes del mundo, el mecanismo de captura en este medio es similar a la que se presenta en los yacimientos de carbón (la adsorción del CO₂ en materia orgánica), la producción mejorada en lutitas con ayuda del dióxido de carbono (como en el ECBM^{***}) tiene el potencial de reducir los costos de almacenamiento y aunque su potencial de almacenamiento es desconocido, actualmente, los grandes volúmenes existentes de lutitas sugieren que su capacidad de almacenamiento puede ser significativa. Si los criterios de selección del sitio (como la profundidad mínima) se desarrollan y aplican en los cuerpos lutíticos, los volúmenes podrían ser limitados; sin embargo, la baja permeabilidad podría ser un obstáculo en la inyección de grandes volúmenes de CO₂.

Cavernas de sal.- El almacenamiento de CO₂ en cavernas de sal creadas por disolución mineral pueden ser usadas junto con tecnología desarrollada para el almacenamiento de gas natural líquido y productos petrolíferos en los domos y lechos salinos como en el Oeste de Canadá y el Golfo de México (Dusseault y col., 2004), una sola caverna de sal puede alcanzar hasta los 500,000m³ y el almacenamiento de CO₂ en estas cavernas difiere del almacenamiento de gas natural y del aire comprimido ya que en este último caso, las cavernas son presurizadas y despresurizadas cíclicamente de manera anual o diaria, mientras que el almacenamiento de CO₂ puede ser efectivo por siglos o milenios.

Debido a las propiedades de flujo de la sal, una caverna con CO₂ supercrítico puede disminuir su volumen hasta que la presión dentro de la caverna iguale la presión externa del lecho de sal (Bachu y Dusseault, 2005), a pesar de la existencia de caverna única de 100 m de diámetro puede llegar a contener alrededor de $8,742 \times 10^9$ pies cúbicos de CO₂ de alta densidad, otro ejemplo es que las matrices de las cavernas pueden constituir centros de almacenamiento a gran escala.

*** En este trabajo se hace mención esta definición, el cual para su mejor entendimiento se hace referencia a continuación:

CBM.- Explotación de metano en capas de carbón.

ECBM.- Recuperación Mejorada de metano en capas de carbón (explotación de metano en capas de carbón asistida por la inyección de CO₂).

Es importante prevenir el sello de las cavernas para prevenir posibles fugas o desgajamientos del techo de la caverna, los cuales podrían liberar grandes cantidades de gas (Katzung y col., 1996). Algunas ventajas de almacenamiento en este medio incluyen una alta capacidad por unidad de volumen (kg de CO₂ por cada m³), la eficiencia y el gasto de inyección. Las desventajas consisten en el potencial de fugas que se presentan en el caso de que el sistema falle, la baja capacidad de las cavernas individuales y los problemas ambientales presentes en la eliminación de la salmuera. Las cavernas de sal también pueden ser usadas para el almacenamiento temporal de CO₂ como paso intermedio entre la colección y distribución para el uso de CO₂.

Minas abandonadas.- La sustentabilidad de las minas abandonadas para el almacenamiento de CO₂ depende de su naturaleza y capacidad de la impermeabilidad de la roca en la que se lleva a cabo la minería, ya que rocas muy fracturadas (típicamente rocas ígneas y metamórficas) pueden no presentar un sello ideal para el almacenamiento, las minas en rocas sedimentarias pueden ofrecer algunas oportunidades de almacenamiento (por ejemplo minas de potasio y sal o depósitos confinados de plomo y zinc).

Las minas abandonadas de carbón ofrecen la posibilidad del almacenamiento de CO₂ con un beneficio extra, que es la adsorción del CO₂ en el yacimiento carbonífero restante después de su explotación comercial (Piessens y Dusar, 2004); sin embargo, los estratos superiores al estrato de carbón suelen encontrarse en un estado fracturado lo que aumenta el riesgo de fugas de gas, además de que no se han desarrollado pozos seguros para el manejo de alta presión en estos medios, y esto podría ser causante de liberar grandes cantidades de CO₂, a pesar de estas contrariedades existe en Colorado, EU una instalación de almacenamiento de gas natural en una mina abandonada.

3.6 Efectos de las impurezas en la capacidad de almacenamiento

La presencia de impurezas en las corrientes de gas de CO₂ afecta los procesos de diseño en la ingeniería como la captura, transporte e inyección así como los mecanismos de captura y la capacidad de almacenamiento en los medios geológicos, algunos contaminantes en la corriente de flujo de CO₂ pueden requerir ser catalogados como peligrosos (por ejemplo SO_x, NO_x^{**}, H₂S) y obligados a

** Los óxidos de azufre (SO_x) y de nitrógeno (NO_x) son emitidos por fuentes fijas mayores que usan combustibles fósiles y se asocian principalmente a actividades humanas. Los SO_x son producido principalmente durante la combustión del carbón y de algunos derivados del petróleo. Se asocia al transporte y a las actividades industriales. Mientras que los NO_x son emitidos en gran escala por las fuentes móviles que utilizan derivados del petróleo (por ejemplo emanaciones de NO_x de aviones).

tener diferentes tipos de requisitos para la inyección a comparación de si la inyección se tratará de un CO₂ considerado como puro (Bergman y col., 1997).

Las impurezas presentes en el flujo de gas afectan el factor de compresibilidad del CO₂ inyectado y por tanto el volumen necesario para almacenar una determinada cantidad y reducen su capacidad de almacenamiento en una fase libre debido al espacio que ocupan los gases en el almacenamiento, adicionalmente que dependiendo del tipo de almacenamiento geológico la presencia de impurezas puede tener otros efectos.

En operaciones de Recuperación Mejorada de aceite las impurezas afectan la recuperación debido a que modifican la solubilidad del CO₂ en el aceite y la capacidad del CO₂ para aligerar los componentes del aceite (Metcalf, 1982), el metano e hidrógeno disminuyen la recuperación de aceite mientras que el sulfuro de hidrógeno, el propano y los componentes pesados de hidrocarburo presentan efectos contrarios (Alston y col., 1985; Sebastián y col., 1985). La presencia de SO_x puede mejorar la eficiencia de recuperación mientras que la presencia de NO_x puede retardar la miscibilidad y reducir el factor de recobro (Bryant y Lake, 2005) y el O₂ puede reaccionar exotérmicamente con el aceite dentro del yacimiento (combustión *in situ*).

En el caso del almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas profundas la presencia de impurezas en el gas afecta la cantidad y tasa de almacenamiento por disolución y precipitación, además de presenciar la filtración de metales pesados de la matriz de la roca por contaminantes como SO₂ u O₂.

La experiencia obtenida hasta el momento con la inyección de gases ácidos sugiere que el efecto que producen las impurezas es insignificante aunque Knauss y col. (2005) sugieren que la inyección de CO₂ con SO_x produce diferencias químicas sustanciales, así como movilización y reacciones minerales; por tal motivo es necesario establecer un rango aceptable y seguro sobre la composición del gas que las industrias desean almacenar en caso de no ser un CO₂ puro (Anhelen y col., 2005) ya que podrían presentarse problemas ambientales, que de ser considerados o prevenidos, ahorrarían la presencia de catástrofes altamente potenciales y todo lo que ello conlleva.

Para el caso de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de carbón las impurezas también pueden presentar efectos positivos y negativos similarmente como en las operaciones de EOR, ya que si una corriente de gas contaminado con H₂S o SO₂ es inyectada dentro del yacimiento de carbón será adsorbido preferencialmente debido a que tienen una mayor afinidad con el carbón que el CO₂ reduciendo así la capacidad de almacenamiento del propio CO₂ (Chikatamarla y Bustin, 2003), si existe presencia de oxígeno, este reaccionará de manera irreversible con el carbón reduciendo la superficie y capacidad de adsorción.

Por otra parte algunas impurezas presentes en los flujos de residuos de CO₂ como los gases por combustión de carbón (primordialmente N₂+CO₂) pueden ser usados en los procesos de recuperación mejorada de gas metano en yacimientos de carbón debido a que es eliminado el CO₂ por el carbón, ya que el carbón presenta mayor selectividad de adsorción para el N₂ y CH₄.

3.7 Distribución geográfica y capacidad estimada de almacenamiento

La identificación de posibles lugares de almacenamiento geológico de CO₂ y la estimación de su capacidad de almacenamiento debe resultar una tarea simple, la diferencia entre los diversos mecanismos y medios de captura en un principio, sugiere los métodos:

- Para el almacenamiento por adsorción, la capacidad es producto del volumen del carbón y su capacidad adsorbente de CO₂.
- Para el almacenamiento volumétrico, su capacidad es producto del volumen disponible (espacio poroso o la cavidad) y la densidad del CO₂ a la presión y temperatura del lugar de almacenamiento.
- Para el almacenamiento por solubilidad, su capacidad es dependiente de la cantidad de CO₂ que puede ser disuelto en el fluido de formación (aceite o agua de formación en yacimientos petroleros o salmuera en formaciones salinas).
- Para el almacenamiento mineral, la capacidad es calculada, basada en los minerales disponibles para la precipitación del carbón y la cantidad de CO₂ que será utilizado en las reacciones.

Los principales obstáculos en la aplicación de estos simples métodos, especialmente en la estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en los medios antes mencionados, son la falta de datos, su incertidumbre, los recursos tecnológicos necesarios para procesar los datos cuando se encuentran disponibles y el hecho de que en casi todas las ocasiones se presenta más de un mecanismo de captura en funcionamiento, lo cual conduce a las siguientes situaciones:

- En cuencas o regiones específicas de un país en particular las estimaciones pueden ser de manera más detallada y precisa; sin embargo las estimaciones se encuentran afectadas por las limitaciones impuestas por la disponibilidad de datos y las metodologías usadas. Las estimaciones de capacidad para una cuenca de un país en específico están disponibles en Norteamérica, Europa Occidental, Australia y Japón.

- Las estimaciones de la capacidad global han sido calculadas contemplando suposiciones simples y calculadas con métodos sencillos y por tanto los resultados no son confiables.

En la **Tabla 3.1** se muestra la distribución geográfica y las capacidades estimadas.

Tabla 3.1 Capacidad de almacenamiento para varias opciones de almacenamiento geológico. La capacidad de almacenamiento incluye opciones de almacenamiento no factibles económicamente.

Tipo de yacimiento	Estimación baja de capacidad de almacenamiento (pies cúbicos de CO ₂)	Estimación superior de capacidad de almacenamiento (pies cúbicos de CO ₂)
Campo de aceite y gas*	1.1487x10 ¹⁶	1.57356x10 ¹⁶
Yacimientos de carbón con recuperación mejorada de CH ₄	5.2452x10 ¹³ – 2.6226x10 ¹⁴	3.4968x10 ¹⁵
Formaciones salinas profundas	1.7484x10 ¹⁶	No es seguro, posiblemente 1.7484x10 ¹⁷

3.7.1 Almacenamiento en yacimientos de aceite y gas

Esta opción de almacenamiento de CO₂ se limita a cuencas productoras de hidrocarburos que representan (numéricamente hablando) a menos de la mitad de las cuencas sedimentarias en el mundo.

En general se asume que yacimientos de gas y/o aceite pueden ser utilizados para almacenamiento después de que el yacimiento se encuentra depresionado, aunque el almacenamiento combinado con la Recuperación Mejorada puede presentarse desde tiempo antes de la baja en la producción de hidrocarburos. A falta de un análisis detallado de cada yacimiento la capacidad de almacenamiento de CO₂ puede ser calculado por medio de una base de datos de las reservas y de producción (historial de producción) (Winter y Bergman, 1993; Stevens y col., 2001; Bachu y Shaw, 2003, 2005; Beecy y Kuuskra, 2005).

En yacimientos petroleros con existencia de empuje de agua moderada el CO₂ inyectado tiende a ocupar el espacio poroso que anteriormente ocupaba el aceite y/o el gas natural, no obstante no todo el espacio disponible será ocupado por el CO₂ ya que existirá agua residual atrapada en los poros debido al efectos de capilaridad, de un mal frente de avance (digitación irregular) y por los efectos gravitacionales (Stevens y col., 2001).

* En las estimaciones baja y superior de esta opción, estas cifras aumentarían en un 25% si los campos por “descubrir” se incluyeran para esta evaluación.

En yacimientos de hidrocarburos con entrada de agua de un acuífero asociado (donde la presión se mantiene por un flujo de agua a la formación) además de la reducción de capacidad por cambios en la capilaridad y otros efectos locales, una fracción importante del espacio poroso es invadido por agua, disminuyendo el espacio poroso disponible para el almacenamiento de CO₂, si el represionamiento del yacimiento es limitado a preservar la integridad del yacimiento.

En el Oeste de Canadá ésta pérdida fue estimada en orden del 30% para yacimientos de gas y del 50% para yacimientos de aceite si el yacimiento es represionado con ayuda del CO₂ hasta la presión inicial del yacimiento (Bachu y *col.*, 2004), la capacidad estimada presentada en este trabajo para yacimientos de gas y/o aceite no ha considerado ningún valor apropiado para yacimientos con empuje de agua, debido a que es necesario un análisis específico para evaluar los efectos del empuje del agua en la capacidad de cada yacimiento.

Muchas capacidades de almacenamiento estimadas para campos petroleros no distinguen la capacidad relacionada con el gas y aceite que ya se ha producido a partir de la capacidad en relación con las reservas remanentes que no se han producido y que estarán disponibles en los próximos años. En algunas evaluaciones mundiales la estimación también incluye la capacidad de encontrar campos petroleros en los próximos años. Existe cierta incertidumbre acerca de cuándo los yacimientos de aceite y gas se van a agotar y se conviertan en campos disponibles para el almacenamiento de CO₂.

El abandono de campos petroleros se debe más a factores económicos que por aspectos técnicos, principalmente por el precio de crudo y del gas; es posible que la producción de los campos próximos a ser abandonados pueda ampliarse si el futuro económico permite considerar que se puede recuperar más hidrocarburo, retrasando así, el acceso a estos campos para el almacenamiento de CO₂, ya que en la actualidad no es tan rentable la explotación de algunos campos; sin embargo, la economía permite explotarlos con las bajas tasas de retorno que presentan.

Una variedad de estimaciones locales y mundiales sobre la capacidad de almacenamiento en yacimientos petrolíferos se han realizado durante mucho tiempo, las evaluaciones regionales y nacionales se usaron para dar un realce con un enfoque basado en los datos de las reservas del yacimiento y aunque las metodologías utilizadas pueden diferir en algunos aspectos, existe un mayor nivel de confianza que en las estimaciones mundiales, debido a las razones expuestas anteriormente. En la actualidad este tipo de evaluaciones se encuentra disponible solo para el Noroeste de Europa, Estados Unidos, Canadá y Australia.

En Europa han existido tres intentos para estimar la capacidad de almacenamiento en yacimientos de gas y aceite de abajo hacia arriba abarcando partes de Europa, y está compuesto por un máximo de capacidad almacenadora de Europa ya que incluye al Mar del Norte (Holloway, 1996; Wildenborg y *col.*, 2005).

La metodología usada en los tres estudios se encontraba basada en la suposición de que el volumen total de hidrocarburos del yacimiento podría ser reemplazado por CO₂. Los operadores estimaron la reserva recuperable final (URR por sus siglas en inglés) para cada campo en donde fue posible estimarlo, el volumen subterráneo ocupado por el UUR y la cantidad de CO₂ que se podría almacenar en el espacio poroso bajo condiciones de yacimiento fueron calculadas (cabe mencionar que las reservas no descubiertas fueron excluidas).

Para Canadá la suposición es que las reservas que no son puestas a producción pueden ser reemplazadas por CO₂ (una capacidad teórica), para todos los yacimientos en el Oeste de Canadá sobre la presión base, temperatura y volumen de poro. Algunos coeficientes de reducción fueron aplicados para tomar en cuenta la invasión de un acuífero y todos los demás efectos (capacidad efectiva), este valor se redujo a una profundidad (900-3500 m) y un tamaño (capacidad práctica) (Bachu y Shaw, 2005).

El potencial de almacenamiento del Noroeste europeo es estimado en más de 6.9936×10^{14} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de gas y 1.22388×10^{14} pies cúbicos de CO₂ para campos de aceite (Wildenborg y col., 2005), las estimaciones del viejo continente están basadas en todas las reservas (sin campos significativos se producen por encima de 800m); la densidad del dióxido de carbono fue calculada a partir de la profundidad, presión y temperatura del yacimiento en la mayoría de los casos, siempre y cuando estos datos no estuvieran disponibles, fue utilizada una densidad de 700 kg/m³, ninguna asunción fue realizada sobre la cantidad de aceite recuperado en los campos antes de que el almacenamiento fuera iniciado, además de que no fue incluida la RM.

En el Oeste de Canadá, la práctica de almacenamiento de CO₂ en las cuencas Alberta y Williston con capacidades mayores a 1.7484×10^{12} pies cúbicos de CO₂ fue estimada cerca de 1.7484×10^{13} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de aceite y cerca de 6.9936×10^{13} pies cúbicos de CO₂ en campos de gas, la capacidad de todo el petróleo y gas descubierto es aproximadamente de 1.7484×10^{14} pies cúbicos de CO₂ (Bachu y col., 2004; Bachu y Shaw, 2005), en Canadá la densidad del CO₂ está calculada para cada yacimiento.

La recuperación de gas y aceite era el previsto en las estimaciones calculadas por los yacimientos y basadas en producciones reales, para yacimientos adecuados para la aplicación de EOR algunos métodos analíticos fueron desarrollados para estimar que tanta producción se podría tener y que tanto CO₂ podría almacenarse (Shaw y Bachu, 2002).

En los Estados Unidos la capacidad total de almacenamiento descubierta en yacimientos fue estimada de aproximadamente 1.39872×10^{14} pies cúbicos de CO₂ (Winter y Bergman, 1993; Bergman y col., 1997).

Los datos actuales de producción y las reservas conocidas indican que Australia tiene hasta 2.6226×10^{14} pies cúbicos de CO₂ de capacidad acumulativa en yacimientos de gas y 1.22388×10^{13} pies cúbicos de CO₂ en yacimientos de aceite, estas estimaciones utilizan datos de campo para volver a calcular el volumen de CO₂ que podría ocupar en condiciones de campo, la capacidad total de almacenamiento en yacimientos descubiertos en estas regiones es de 2.97228×10^{15} pies cúbicos de CO₂. Aunque todavía no se ha evaluado, es casi seguro que potenciales sitios de almacenamiento existen en otras provincias petroleras en todo el mundo como Oriente Medio, Rusia, Asia, África y América Latina.

La capacidad global de EOR con ayuda de CO₂ se estima que tiene una capacidad de almacenamiento de 1.06652×10^{15} – 2.15053×10^{15} de pies cúbicos de CO₂, aunque como se lleva a la práctica hoy en día el EOR con CO₂ no está diseñado para maximizar el almacenamiento geológico de CO₂, de hecho está diseñado para optimizar y maximizar los ingresos procedentes de la producción de petróleo, que en muchos casos requiere reducir al mínimo la cantidad de CO₂ retenida en el depósito. En un futuro si el almacenamiento de CO₂ tiene un valor económico se podrá optimizar el almacenamiento de CO₂ y la Recuperación Mejorada y así incrementar las capacidades.

En Europa las capacidades estudiadas son consideradas como probables candidatos de EOR, y con esto aumentar los campos donde el almacenamiento de CO₂ puede ser implementado, debido a que se generarían ingresos adicionales, los cálculos estimados por Wildenborg y *col.* (2005) permite la aplicación de diferentes factores de recuperación basados en la gravedad del aceite en estándares del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés).

Para Canadá los 10,000 yacimientos de aceite ubicados en Oeste de este país son examinados para la sustentabilidad de la aplicación de EOR basada en un conjunto de criterios desarrollados a partir de la documentación existente acerca del EOR, considerando que los yacimientos petroleros son los que cuentan con una mayor gama de información disponible en cuanto a cálculos de almacenamiento entre otros (Shaw y Bachu, 2002).

Las estimaciones globales de almacenamiento total en yacimientos varía desde 2.20298×10^{15} a 6.9936×10^{15} pies cúbicos de CO₂ (Freund, 2001), estas evaluaciones son realizadas del fondo hacia la superficie, incluyendo el potencial en depósitos que no han sido descubiertos aún. La capacidad de almacenamiento en yacimientos de gas es calculada aproximadamente en 1.39872×10^{16} de pies cúbicos de CO₂ (Freund, 2001).

La capacidad total de almacenamiento en yacimientos descubiertos de gas y/o aceite se estima muy probablemente en 1.18017×10^{16} – 1.57356×10^{16} pies cúbicos de CO₂, si se considerarán los campos que aún no han sido descubiertos esta cifra se incrementaría a 1.57356×10^{16} – 2.09808×10^{16} pies cúbicos de CO₂;

sin embargo, disminuiría su nivel de confianza o seguridad². En comparación, las estimaciones más detalladas se realizan en el Noroeste de Europa, Estados Unidos, Australia y Canadá, las cuales indican una capacidad total de unos 2.97228×10^{15} pies cúbicos de CO₂ aproximadamente en su aceite y gas existentes. Junto con las reservas de aceite y gas existentes en estos países puede representar el 18.9% del almacenamiento mundial total (USGS, 2001).

El almacenamiento global se estima basándose en que la proporcionalidad de los yacimientos de aceite y gas descubierto tienen la capacidad de almacenar 1.57356×10^{16} pies cúbicos de CO₂, que es comparable con las estimaciones mundiales realizadas por Freund (2001) de 1.39872×10^{16} pies cúbicos de CO₂ para yacimientos de gas (Stevens y col., 2000) y 2.15053×10^{15} pies cúbicos de CO₂ para yacimientos de aceite, y evaluado como un valor confiable a pesar de que la invasión de agua no se tomo en cuenta para todos los casos.

3.7.2 Almacenamiento en formaciones salinas profundas

Las formaciones salinas se producen en cuencas sedimentarias en todo el mundo, tanto en tierra firme como en mar y plataformas continentales y no se limitan a los lugares con hidrocarburos o cuencas de carbón; sin embargo, la capacidad de almacenamiento estimada en formaciones salinas profundas presenta un reto por las siguientes razones:

- Existen múltiples mecanismos de almacenamiento, incluyendo a la captura física por debajo de la roca sello de baja permeabilidad disolución y mineralización.
- La relación e interacción entre los diferentes mecanismos es muy compleja y conforme evolucionan con el tiempo son altamente dependientes de las condiciones locales.
- Estos mecanismos operan en forma simultánea y en diferentes escalas de tiempo de manera que el plazo del almacenamiento de CO₂ afecta la capacidad estimada, el almacenamiento volumétrico es importante en un principio, y posteriormente el CO₂ se disuelve y reacciona con los minerales.
- No existe una sola metodología consistente que presenta una amplia disponibilidad para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ (diversos estudios han utilizaron métodos distintos y que por tal motivo no permiten la comparación).

²Las estimaciones del petróleo y gas que no han sido descubiertos se basan en la evaluación del USGS, la evaluación de que el 30% más del gas y aceite puede ser descubierto, comparado con los recursos actuales.

- Solo la limitación de datos sísmicos y de pozo están disponibles normalmente (a diferencia de los datos disponibles de yacimientos petrolíferos).

Para entender las dificultades al momento de evaluar la capacidad de almacenamiento de las formaciones salinas profundas necesitamos entender las interacciones de los diversos mecanismos de captura durante el avance del desplazamiento del CO₂. Adicionalmente la capacidad de almacenamiento en este tipo de formaciones solo se puede determinar caso a caso.

Hasta la fecha la mayoría de estimaciones de este tipo de almacenamiento se concentran en la captura física y de disolución, estas estimaciones parten de simples suposiciones que no involucran a las reacciones químicas simultáneamente con la inyección del CO₂, el flujo y la disolución. Algunos trabajos recientes sugieren que puede tomar varios miles de años para que reacciones geoquímicas puedan tener un impacto significativo (Xu y col., 2003).

La capacidad de almacenamiento de CO₂ de los minerales de captura puede ser comparable a la capacidad de solución por unidad de volumen de roca sedimentaria cuando la porosidad de la formación es tomada en cuenta (Bachu y Adams, 2003; Perkins y col., 2005), aunque los gastos y plazos de estos dos procesos sean diferentes. Más de 14 evaluaciones mundiales sobre la capacidad han sido realizadas con este tipo de enfoque (IEA-GHG, 2004), el rango de las estimaciones de estos estudios es grande (3.4968×10^{15} – 9.79104×10^{17} pies cúbicos de CO₂) lo que refleja las diferentes implicaciones contempladas para las estimaciones y la incertidumbre en los parámetros, muchos de los cálculos se encuentran en el rango de varios cientos de pies cúbicos de CO₂.

La capacidad volumétrica es valorada de manera local ya que simulaciones numéricas del yacimiento a escala de la inyección de CO₂ sugiere la ocupación de espacios porosos por el CO₂ en orden de un pequeño tanto por ciento como resultado de la segregación gravitacional y del avance del fluido dentro de la formación (van der Meer, 1992, 1995; Krom y col., 1993; Ispen y Jacobsen, 1996). Koide y col. (1992) utilizaron el método de área de la proyección de las reservas de los recursos naturales y asumieron que el 1% de la superficie total de las cuencas sedimentarias del mundo pueden ser utilizadas para el almacenamiento de CO₂. Otros estudios consideraron que del 2-6% de la superficie de la formación puede ser usada para almacenamiento de CO₂; sin embargo, Bradshaw y Dance (2005) mostraron que no existe ninguna correlación entre el área geográfica de una cuenca sedimentaria y su capacidad de contener hidrocarburos (reservas de aceite o gas) o el almacenamiento de CO₂.

La capacidad de almacenamiento de Europa se ha estimado en 5.2452×10^{14} – 1.00883×10^{16} pies cúbicos de CO₂ (Holloway, 1996; Bøey col., 2002; Wildenborg y col., 2005), las incertidumbres principales en esta región son estimaciones de la cantidad de almacenamiento (valuadas en 3%) y su eficiencia de almacenamiento

calculada de 2–6% (2% en el caso de un acuífero cerrado con barreras permeables, un 6% para un acuífero con una extensión casi infinita) y 4 % si el estado no se conoce y no se sabe si existe contacto con algún acuífero regional. El volumen en las trampas se asume proporcionalmente con el total del volumen poroso que no es correcto necesariamente; las primeras estimaciones de la capacidad total de almacenamiento de EU en formaciones salinas profundas indicaban un total de hasta 8.742×10^{15} pies cúbicos de CO₂ (Bergman y Winter, 1995).

Actualmente una estimación de la capacidad de una sola formación profunda en los Estados Unidos, como lo es el caso del monte arenisco Simon es de 2.79744×10^{15} – 1.39872×10^{16} pies cúbicos de CO₂ (Gupta y col., 1999) lo que sugiere que la capacidad total de almacenamiento de los EU puede ser superior a las estimación anterior. Suponiendo que el CO₂ se disolverá a la misma saturación de la formación, Bachu y Adams (2003) proponen que la capacidad de almacenamiento de la cuenca de Alberta en el Oeste de Canadá es de aproximadamente unos 6.9936×10^{16} pies cúbicos de CO₂, que resulta un máximo teórico supuesto suponiendo que toda el agua de formación en la Cuenca de Alberta se saturará con CO₂. En Australia la capacidad de almacenamiento es limitada a unos 1.22388×10^{15} pies cúbicos de CO₂ y se determinó mediante un enfoque de riesgo acumulativo de capacidad para unos 65 sitios potencialmente viables de 48 cuencas (Bradshaw y col., 2003). La capacidad total en Japón ha sido valuada en un rango de 2.6226×10^{13} – 1.39872×10^{15} pies cúbicos de CO₂ sobre todo en formaciones en alta mar (Tanaka y col., 1995).

Dentro de estos amplios rangos la cifra más baja es generalmente la capacidad calculada para el almacenamiento volumétrico en formaciones salinas profundas, donde la fase libre del CO₂ se puede acumular y la cifra mayor se basa en mecanismos adicionales de almacenamiento, principalmente en la captura por disolución y mineral; diversos métodos y datos utilizados en la evaluación de estas capacidades demuestran el alto grado de incertidumbre en la estimación de almacenamiento regional o globales formaciones salinas profundas. En los ejemplos mostrados de Europa y Japón el máximo estimado es de 15 a 50 veces que la estimación más baja, similarmente las estimaciones mundiales de la capacidad de almacenamiento muestran un amplio rango que va de 1.7484×10^{15} – 3.4968×10^{18} pies cúbicos de CO₂, lo que refleja las diferentes metodologías usadas, los niveles de incertidumbre y los mecanismos de captura efectiva que se pueden presentar.

La valoración de esta tesis respecto a la capacidad de almacenamiento es que es muy probable que la capacidad de almacenamiento global en formaciones salinas profundas es de al menos 1.7484×10^{16} pies cúbicos de CO₂. La confianza de esta suposición proviene del hecho de que los yacimientos de aceite y gas descubiertos tienen una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 1.18017×10^{16} – 1.57356×10^{16} pies cúbicos de CO₂ (Holloway, 1996; Bøe y col., 2002; Wildenborg y col., 2005, Bergman y Winter, 1995) y estos yacimientos

ocupan tan solo una pequeña fracción del volumen de poros de las cuencas sedimentarias, el resto está ocupado por agua salada. Por otra parte, los yacimientos de gas y aceite se producen en aproximadamente la mitad de las cuencas sedimentarias del mundo, además de que las estimaciones regionales sugieren que la capacidad de almacenamiento puede aumentar, significativamente es probable que este disponible más capacidad de almacenamiento en formaciones salinas profundas. Cabe mencionar que la literatura existente no es suficiente razón para apoyar una estimación sólida sobre la capacidad máxima de almacenamiento geológico.

Algunos estudios sugieren que podría ser poco más de 1.7484×10^{16} pies cúbicos de CO₂ mientras que otros indican que la cifra estaría en magnitudes mayores; evaluaciones regionales y locales más detalladas están obligadas a resolver este problema.

3.7.3 Almacenamiento en carbón

Actualmente existen operaciones no comerciales de ECBM con CO₂ y aún no existe una evaluación integral realista de las posibilidades de almacenamiento de CO₂ en formaciones de carbón. Normalmente las operaciones de carbón en yacimientos son a profundidades menores de los 1500 m, mientras que en Europa y otros lugares, la minería carbonera ha llegado a profundidades de hasta 1000 m y por lo cual el CO₂ no debe almacenarse en vetas de carbón que pueden ser potenciales proyectos de minería y este factor demuestra que existe una dependencia entre el almacenamiento de CO₂ en estratos de carbón a la profundidad a la que se encuentra el estrato mencionado. Suponiendo que los carbones bituminosos pueden absorber el doble de CO₂ que de metano, un análisis preliminar del potencial teórico de almacenamiento para proyectos de EOR sugiere que aproximadamente de 1.04904×10^{15} – 3.4968×10^{15} pies cúbicos de CO₂ pueden ser almacenados en yacimientos de carbón a nivel mundial (IEA-GHG, 1998).

Las estimaciones más recientes para Norteamérica esta en un rango de 1.04904×10^{15} a 1.57356×10^{15} pies cúbicos de CO₂ (Reeves, 2003; Dooley y col., 2005) mediante la inclusión de carbones sub-bituminosos y lignitas. Algunas consideraciones técnicas y económicas han sido sugeridas para la práctica de almacenamiento de aproximadamente 1.22388×10^{14} pies cúbicos de CO₂ en carbones bituminosos (Gale y Freund, 2001; Gale, 2004). Suponiendo que el CO₂ no puede almacenarse en vetas de carbón sin recuperar el metano en estas capas, la capacidad de almacenamiento se calcula en 5.2452×10^{13} – 2.6226×10^{14} pies cúbicos de CO₂, para los Estados Unidos una producción anual con la recuperación de metano en capas de carbón en el 2003 fue de aproximadamente 0.04 trillones de m³ y proyectada en un futuro a nivel mundial de 0.20 trillones de m³.

Este cálculo supone que 1.7484×10^{12} pies cúbicos de CO₂ pueden ser almacenadas por cada Tcf de recuperación gas metano en capas de carbón producido (6.17185×10^{13} pies cúbicos de CO₂ por cada trillón de m³) y es bien comparado con Gale (2004).

3.8 Cotejo de las fuentes de CO₂ y el almacenamiento en sitios geológicos

El cotejo de las fuentes de CO₂ con sitios geológicos almacenadores requiere de una evaluación detallada de la cantidad aportada, la calidad de la fuente proveedora, su transporte y sus factores económicos y ambientales, si el sitio almacenador se encuentra lejos de la fuente almacenadora de CO₂ o está asociada con un alto nivel de incertidumbre técnica puede que el potencial almacenador nunca sea considerado como opción real.

3.8.1 Estudios regionales

La coincidencia de fuentes proveedoras de CO₂ en sitios potenciales de almacenamiento debe tomarse en cuenta en las proyecciones futuras de desarrollo socioeconómico ya que serán importantes para el rápido desarrollo del lugar; la evaluación de las fuentes y lugares de almacenamiento junto con las simulaciones numéricas, la cartografía y la identificación de rutas de transporte han sido objeto de estudio en varias regiones de Europa (Holloway, 1996; Larsen y col., 2005). Así mismo en Japón se llevan a cabo estudios de modelado y optimización del vínculo que existe entre las 20 regiones terrestres de emisión de CO₂ y las 20 regiones de almacenamiento ubicadas en altamar, incluyendo el almacenamiento oceánico y geológico (Akimoto y col., 2003), algunos estudios preeliminares también se han realizado en la India (Garg y col., 2005) y Argentina (Amadeo y col., 2005).

En los Estados Unidos, un estudio que utilizó un sistema de información geográfica (GIS por sus siglas en inglés) y un análisis económico de base amplia (Dooley y col., 2005) muestra que aproximadamente dos terceras partes de las centrales eléctricas son cercanas a lugares potenciales de almacenamiento geológico, no obstante un número importante requeriría transporte de cientos de kilómetros. Estudios canadienses sobre cuencas sedimentarias incluyen la descripción del tipo de datos y diagramas de flujo de los procesos de evaluación que han sido llevados a cabo por Bachu (2003), los resultados obtenidos para las cuencas sedimentarias ubicadas en el Oeste de Canadá muestran que mientras la capacidad total de yacimientos petroleros es de varios pies cúbicos de CO₂ la capacidad de las formaciones salinas situadas debajo de los yacimientos es de dos a tres ordenes de mayor magnitud.

La mayoría de los principales emisores de CO₂ presentan sitios con un gran potencial de almacenamiento relativamente cerca, con la excepción de las plantas de arenas petrolíferas al Noreste de Alberta (las emisiones actuales de CO₂ son cerca de 3.4968×10^{11} pies cúbicos de CO₂ al año). En Australia un enfoque integral fue llevado a cabo en el continente para identificar una serie de sitios de almacenamiento geológico (Rigg y col., 2001; Bradshaw y col., 2002) donde la evaluación inicial del proyecto esperaba como resultado cerca de 300 cuencas sedimentarias, hasta 48 cuencas y 65 áreas.

La metodología fue desarrollada para los sitios almacenadores en un rango de factibilidad (riesgos económicos y técnicos) y próximos a los grandes sitios emanadores de CO₂. Las soluciones a nivel regional fueron buscadas incorporando un modelo económico para evaluar la rentabilidad económica de todo el proyecto dentro de los 20 o 30 años futuros, incluyendo el costo del transporte, almacenamiento, monitoreo y el análisis Monte Carlo. El estudio arrojó tres estimaciones de almacenamiento:

- Una capacidad total de 1.29382×10^{16} pies cúbicos de CO₂ equivalentes a 1600 años de emanaciones actuales, sin considerar limitaciones de tipo económico.
- Una curva de costos para una capacidad de 3.4968×10^{11} – 3.14712×10^{12} pies cúbicos de CO₂ por año con un aumento en la capacidad de almacenamiento en función de los futuros valores del CO₂.
- Una capacidad realista de 1.7484×10^{12} – 2.01066×10^{12} pies cúbicos de CO₂ al año o 50% de las emisiones estacionarias anuales, determinadas por las fuentes coincidentes de los sitios más cercanos con los sitios próximos de almacenamiento que sean viables y asumiendo los alicientes económicos del almacenamiento.

3.8.2 Metodología y criterios de evaluación

A pesar de una cierta normalización, existen diversos enfoques para la evaluación de la capacidad ya que cada estudio está influenciado por la disposición de datos, limitación de recursos, los objetivos del estudio en cuestión y si las soluciones que se buscan a nivel local o regional; el siguiente paso o nivel de análisis se refiere a aspectos regionales y detalles con el nivel del proyecto incluyendo la investigación y selección de posibles sitios almacenadores de una base de datos técnicos, sin dejar de lado criterios económicos y de seguridad ambiental.

Finalmente, la integración y análisis de varios escenarios puede conducir a la identificación de potenciales lugares almacenadores de CO₂ que deben convertirse en objetivos detallados por la ingeniería y estudios económicos.

Los siguientes factores deberían tomarse en cuenta al seleccionar los lugares de almacenamiento de CO₂ y las posibles fuentes generadoras de CO₂ (Winter y Bergman, 1993; Bergman y *col.*, 1997; Kavscek, 2002): volumen, pureza y gasto de flujo del CO₂, sustentabilidad de los sitios almacenadores incluyendo la roca sello, la existencia de un gran número de lugares almacenadores para permitir la diversificación, la energía conocida o por conocer, los recursos minerales o aguas subterráneas que puedan llegar a verse comprometidas, los pozos e infraestructura existentes, viabilidad y seguridad del sitio almacenador, estrategias de inyección y en caso de uso de EOR o la explotación de gas metano en yacimientos de carbón sus estrategias de producción que en conjunto afectan directamente al número de pozos y su distribución en el campo almacenador, los terrenos y derechos de uso, la localización de ciudades o centros de población más cercanos, experiencia del terreno local, costos generales y tipo de economía a ser implementada en el proyecto.

Aunque los criterios técnicos ideales son indicadores iniciales para identificar un posible sitio de almacenamiento de CO₂, una vez que son seleccionados los mejores sitios, otras consideraciones serán controladas por los acontecimientos económicos y aspectos de seguridad y medio ambiente que puedan ocurrir.

Estos criterios deben ser evaluados de manera anticipada para toda la vida útil del proyecto, con el fin de determinar si la capacidad de almacenamiento puede igualar el volumen suministrado; otras cuestiones podrían incluirse si las fuentes proveedoras y de almacenamiento de CO₂ se igualan en proporción uno a uno, o si un sistema de recolección y distribución es implementado para formar un sistema industrial integrado.

Estas deliberaciones afectan a los resultados y sus costos al igual que a las tasas de suministro mediante economías de escala, ya que algunas oportunidades tempranas de fuente-almacenamiento podrían involucrar sitios donde se puede obtener un beneficio económico derivado de la producción mejorada de aceite o gas (Holtz y *col.*, 2001; van Bergen y *col.*, 2003).

La asignación de riesgos técnicos es importante para la adecuación de las fuentes de CO₂ y los lugares de almacenamiento debido a los siguientes 5 factores de riesgo: capacidad de almacenamiento, de inyectividad, de sello (contención), del sitio y de sus fuentes naturales (Bradshaw y *col.*, 2002, 2003). Estos criterios de selección aportan o establecen controles reales sobre la capacidad de almacenamiento e indican en que regiones se concentra el futuro de estudios detallados, la capacidad del uso de la "curva de costos" aporta otro nivel de sofisticación de apoyo para ayudar a identificar la sensibilidad de cualquier estimación de la capacidad de almacenamiento con los costos del CO₂; combinando los criterios técnicos en una evaluación económica donde podría revelarse que los costos son específicos de cada proyecto.

CAPÍTULO 4 CARACTERIZACIÓN Y PREDICCIÓN DE COMPORTAMIENTO DE SITIOS IDENTIFICADOS

Los objetivos principales para la caracterización del almacenamiento geológico de CO₂ son evaluar que tanto CO₂ puede ser almacenado en un sitio con potencial almacenador para asegurar y comprobar que el sitio es capaz de cumplir con los criterios de rendimiento y seguridad requeridos (**Figura 4.1**). La caracterización del lugar requiere la recolección de una gran variedad de datos geológicos necesarios para alcanzar los objetivos.

Muchos de los datos serán necesariamente específicos del lugar y muchos datos serán integrados dentro de modelos geológicos, los cuales serán utilizados para simular y predecir el comportamiento del lugar de inyección; estas y otras consideraciones son examinadas en este capítulo.

4.1 Caracterización de los sitios identificados

Los requerimientos de los sitios de almacenamiento dependen en gran medida del mecanismo de captura y del medio de almacenamiento geológico que es propuesto (por ejemplo formaciones salinas profundas, yacimientos agotados de aceite o gas y vetas de carbón), la disponibilidad de los datos y su calidad puede variar en gran medida entre cada una de estas opciones (**Tabla 4.1**).

En muchos casos los yacimientos de gas y aceite son mejor caracterizados que formaciones salinas debido a la cantidad y calidad de los datos recolectados durante la vida productiva (exploración y producción) del yacimiento. Sin embargo, esto no sucede siempre; ya que existen muchos ejemplos de formaciones salinas cuyo carácter y rendimiento para el almacenamiento puede ser predicho en una gran área de forma viable (Chadwick y *col.*, 2003; Bradshaw y *col.*, 2003).

4.1.1 Tipo de datos

El sitio almacenador y sus alrededores necesitan ser bien caracterizados en cuanto a términos de geología, hidrogeología, geoquímica y geomecánica (geología estructural y la deformación en respuesta a los cambios de tensión) se refiere. El mayor énfasis debe ser dirigido en el sitio de almacenamiento y su entorno aislante; sin embargo, la roca sello y los estratos superiores deben ser evaluados de gran forma debido a que el CO₂ puede filtrarse y desplazarse a través de ellos (Haidl y *col.*, 2005), la documentación de las características del

lugar de almacenamiento elegido deben ser basadas en los datos obtenidos directamente del yacimiento, como muestras de núcleo y fluidos producidos de los pozos productores o del lugar de almacenamiento (aforos), pruebas de presión para verificar la eficiencia de la roca sello y canales preferentes de flujo y mediciones indirectas con sensores de reflexión sísmica y de los gradientes de presión hidrodinámica.

La integración de los diferentes tipos de datos es necesaria para desarrollar un modelo confiable que pueda ser usado al evaluar el sitio de almacenamiento elegido y verificar si es adecuado para el almacenamiento geológico de CO₂. Durante el proceso de selección de un sitio que sea capaz de cumplir con las condiciones necesarias, se pueden realizar acciones como una exploración inicial y una simulación detallada del yacimiento para evaluar de manera significativa el potencial del sitio de almacenamiento, ya que cierto tipo de datos de la geofísica, hidrogeología y geomecánica son requeridos para realizar el modelado del yacimiento mediante la simulación matemática. Esta información debe ser incorporada en un modelo geológico tridimensional acorde a la información obtenida del yacimiento, en la **Tabla 4.1** se pueden observar algunos de los ejemplos básicos de los datos requeridos útiles en la simulación.

Los recursos económicos pueden limitar la cantidad y calidad de los datos recolectados o en casos extremos pueden ser eliminados en el proceso de selección y recolección para la caracterización del lugar almacenador ya que en la actualidad no existe una metodología estándar para caracterizar un sitio en específico, en cambio la selección en los datos requeridos para caracterizar un yacimiento pueden realizarse para ese lugar en específico, la elección de los datos debe ser específica para asignar los datos más valiosos con el fin de ayudar a definir las particularidades geológicas del sistema en cuestión; sin embargo, algunos conjuntos de datos pueden ser seleccionados para un caso en particular. El estudio geológico por medio de afloramientos y pozos perforados es necesario para ayudar a caracterizar el yacimiento así como estudios sísmicos para definir la estructura geológica y determinar si existen fracturas o fallas que puedan crear posibles vías de fuga, las mediciones de presión en la formación son necesarias para crear un esquema del agua de formación así como su patrón de flujo, también es necesario obtener muestras del agua para analizar el aislamiento entre mantos acuíferos someros y profundos.

4.1.2 Evaluación de los factores estratigráficos, geomecánicos, geoquímicos y antropogénicos que afectan la integridad del yacimiento almacenador

Las rocas sello o estratos almacenadores contienen cierta discontinuidad en su permeabilidad (en su mayoría verticales y en ocasiones de manera lateral) que ayudan a evitar la migración del CO₂ inyectado; la calidad e integridad del sello depende de la distribución espacial de la granulometría y sus propiedades físicas;

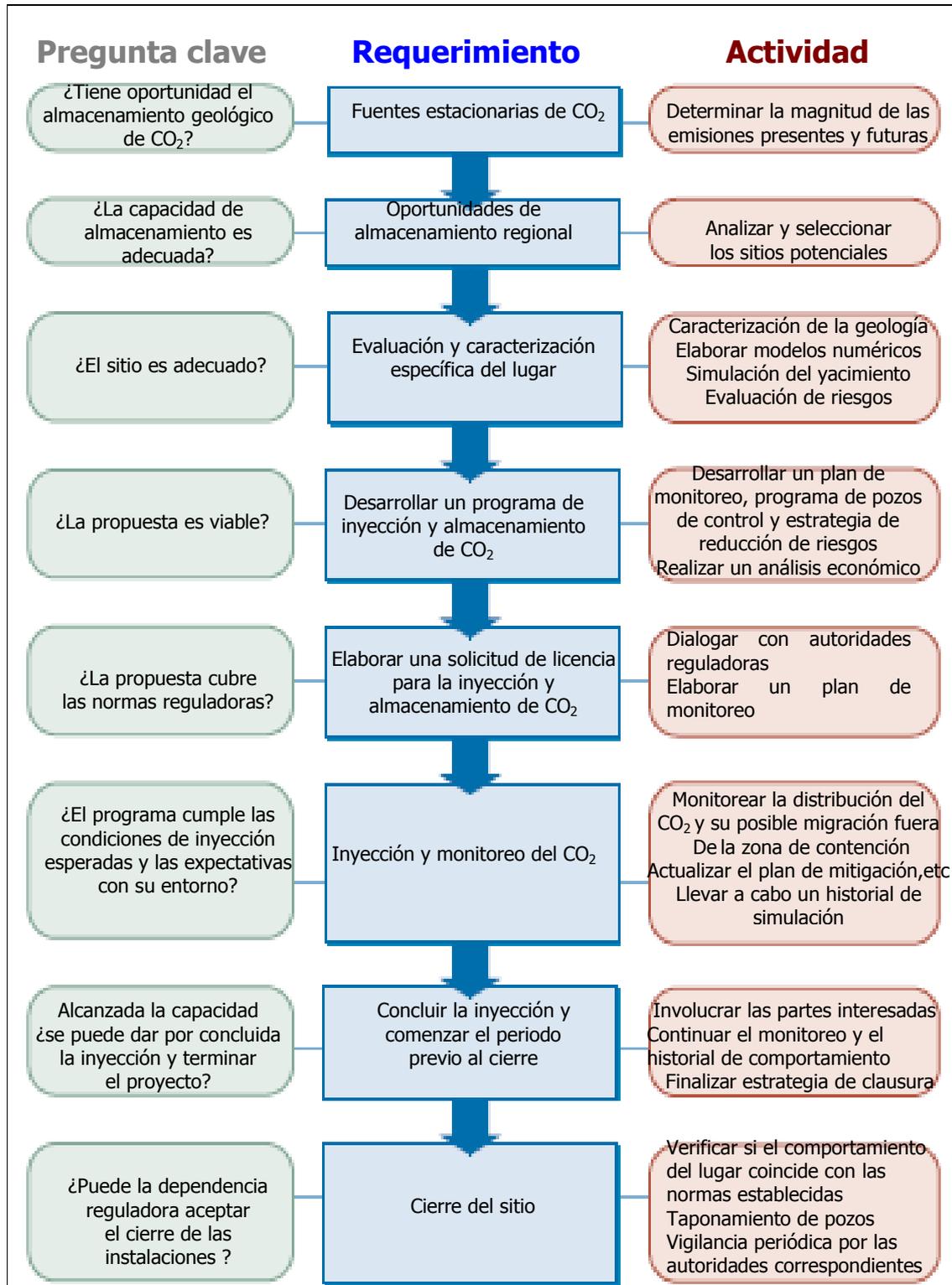
de manera idealizada la roca sello es de carácter regional de una litología uniforme especialmente en la base, cuando existe variación de manera lateral en la roca sello la posibilidad de fugas a estratos superiores se incrementa de manera significativa. No obstante, si la roca sello es uniforme regionalmente amplia y de espesor grande entonces las preocupaciones serán orientadas a su resistencia física de la roca ó cualquier penetración física o antropomórfica (fallas, fracturas y pozos) y posibles reacciones de CO₂-agua-roca que podrían debilitar el sello de la roca o aumentar su porosidad y permeabilidad.

Los métodos que han sido descritos son medidas aplicables a escala de campo y para analizar la permeabilidad de las rocas sello en programas de almacenamiento de gas en yacimientos, basados en avances teóricos en los años 1950 y 1960 (Hantush y Jacobs, 1955; Hantush, 1960), en estas pruebas se utilizo la inyección de agua para analizar el índice de fugas a través de la roca sello (Witherspoon y col., 1968).

Un tipo de prueba de presión llamada “control de fugas” puede ser realizada para analizar la permeabilidad de la roca sello y las tensiones soportadas por la formación, la capacidad de impermeabilidad y retención de fluidos de la roca sello también puede ser estimada mediante análisis en muestras de núcleos por inyección de mercurio (MICP por sus siglas en inglés). La prueba MICP verifica la presión requerida para mover el mercurio a través del medio poroso de una roca sello, los datos resultantes pueden ser utilizados para determinar la altura de la columna de roca saturada por el fluido utilizado (por ejemplo CO₂) y así verificar si los estratos son capaces de mantener al fluido dentro de la formación (Gibson-Poole y col., 2002), este método es ampliamente usado en la industria petrolera (Vavra y col., 1992). Cuando el CO₂ es inyectado en un medio poroso y permeable (yacimiento) este será forzado a desplazarse en el medio poroso con la ayuda de una presión de inyección mayor a la presión de la formación (en la vecindad del pozo), esta presión puede causar deformaciones en el yacimiento o en la roca sello dando como resultado la creación o reactivación de fracturas a lo largo del plano de fallas.

El modelado geomecánico de las capas inferiores es necesario en cualquier estudio de almacenamiento y debe enfocarse en la máxima presión permisible por la formación almacenadora. Como ejemplo se puede mencionar el caso de Weyburn donde la presión de formación inicial es de 14.2MPa, la presión máxima de inyección (90% de presión de fractura) está en 25-27MPa y la presión de fractura esta en el rango de 29-31MPa, la combinación de un modelado geomecánico-geoquímico también puede ser necesario para documentar y analizar las fracturas selladas por precipitación de carbonatos en los poros o fracturas; el modelado requiere conocimiento de la composición del fluido contenido en el espacio poroso, la mineralogía, los esfuerzos presentes en la formación, la presión de poro y la preexistencia de fallas y su orientación (Streit y Hillis, 2003; Johnson y col., 2005).

Figura 4.1 Ciclo de vida de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂, se muestra la importancia de integrar la caracterización del yacimiento junto con la regulación, monitoreo, factor económico, riesgo y problemas de ingeniería.



Estas estimaciones son llevadas a cabo con la ayuda de un pozo convencional, datos sísmicos y pruebas de control de fugas, aunque, los resultados pueden ser mejorados mediante el acceso a mediciones físicas de la roca almacenadora. La aplicación de esta metodología a escala regional es documentada por Gibson-Poole y *col.* (2002).

La eficacia de la roca sello en un campo petrolero es caracterizada mediante pruebas de presión y el potencial de la formación para crear una columna de hidrocarburos, aunque Jiménez y Chalaturnyk (2003) sugieren que los procesos geomecánicos, durante el agotamiento y la inyección posterior de CO₂, pueden afectar a la integridad hidráulica de la roca sello en yacimientos de hidrocarburos.

Tabla 4.1 Tipos de datos necesarios para caracterizar y seleccionar sitios de almacenamiento geológico de CO₂.

- Perfiles sísmicos a través del área de interés, preferentemente en tres o dos dimensiones si están muy próximas entre sí.
- Mapas de contorno estructural del yacimiento, sellos y acuíferos.
- Mapas detallados de los límites estructurales de la trampa almacenadora del CO₂, especialmente sobre los posibles puntos de fuga.
- Mapas de posibles puntos por los que el CO₂ puede migrar desde el punto de inyección.
- Documentación de mapas de fallas y fracturas.
- Mapas que muestren cualquier cambio de facie lateral en el yacimiento o en la roca sello.
- Núcleos, recortes de la litología del yacimiento e intervalos sello.
- Registros de pozo en intervalos no tan separados, de preferencia de tipo geológico, geofísico y los comunes usados en la ingeniería petrolera.
- Análisis y pruebas de fluidos obtenidos en muestras de fondo y la pruebas de producción.
- Historial de producción de campos de aceite y/o gas (si es yacimiento hidrocarburo).
- Pruebas de presión (incremento-decremento) para analizar la permeabilidad del yacimiento, sus fronteras y los canales preferentes de flujo.
- Análisis petrofísicos incluyendo porosidad, permeabilidad, mineralogía (petrografía), capacidad de la roca sello, presión, temperatura, salinidad y pruebas de laboratorio de la resistencia de la roca.
- Presión, temperatura y salinidad del agua.
- Análisis de esfuerzos en el yacimiento para determinar la capacidad de reactivar fallas, su tendencia de apertura e identificación de la presión máxima de inyección para no sobrepasar la presión de poro, rocas sello y fracturas.
- Análisis hidrodinámico para identificar la magnitud y dirección del flujo de agua, la interconexión hidráulica de la formación y los decrementos de presión asociados con la producción de hidrocarburos.
- Datos sismológicos, geomorfológicos e investigaciones tectónicas para identificar actividades geotectónicas.

El flujo de hidrocarburos a través de fallas puede inducir cambios en los regímenes de producción, lo cual puede ocurrir cuando se tiene poca presión debido al agotamiento por la misma producción (Streit y Hillis, 2003), la determinación de los cambios inducidos por las cargas como resultado de la compactación del medio poroso es crítico en la evaluación de un campo maduro

ya que si se produce la compactación (que es la reducción del volumen en un yacimiento resultado del agotamiento de la presión y la producción de fluidos) entonces no será posible aumentar la presión del campo y existirá el riesgo de un fracaso inducido, al tener una reducción de la máxima presión de poro, el volumen total de CO₂ que puede ser almacenado en un campo maduro puede ser mal estimado.

Geoquímicas.- La mezcla de CO₂ y agua de formación en el espacio poroso del yacimiento dará como resultado la disolución del CO₂, ácido carbónico e iones de bicarbonato; la acidificación del agua intersticial reduce la cantidad de CO₂ que puede ser disuelta y como consecuencia la roca disminuye el pH del agua intersticial en valores más altos (lo que reduce la acidez) y facilita el almacenamiento de CO₂ en una fase disuelta. El agua saturada con CO₂ puede reaccionar con minerales en el yacimiento, en la matriz de la roca sello o en el medio poroso y su fluido contenido, es importante destacar que también puede reaccionar con el cemento y el acero utilizado durante la perforación.

Estas reacciones pueden provocar tanto la disolución mineral y la posible compactación de la roca (o cemento), precipitación mineral en la matriz, así como la obstrucción del medio poroso del sistema (y por ende la reducción de la permeabilidad).

Si la composición mineralógica de la matriz de la roca está fuertemente constituida por cuarzo las reacciones geoquímicas dominantes serán disoluciones simples en salmuera y las reacciones de CO₂-agua-roca pueden desprejarse; sin embargo, para mineralogías más complejas se necesitan simulaciones más sofisticadas basadas en datos obtenidos en el laboratorio utilizando muestras del yacimiento y muestras del fluido original. En sistemas más complejos puede ser necesario evaluar de manera analítica los posibles efectos de estas reacciones (Bachu y col., 1994; Czernichowski-Lauriol y col., 1996; Rochelle y col., 1999, 2004, Gunter y col., 2000).

Los estudios de las muestras recuperadas de yacimientos naturalmente abundantes de CO₂ pueden proveer indicadores de las reacciones que ocurren a largo plazo (Pearce y col., 1996) las reacciones en pozos fueron consideradas por Crolet (1983), Rochelle y col. (2004) y Schremp y Roberson (1975). Los yacimientos naturales de CO₂ también permiten el muestreo de sólidos, fluidos y productos de sus reacciones, lo que permite la elaboración de modelos geoquímicos que pueden ser verificados con simulaciones numéricas, lo cual, facilita la predicción del comportamiento y las posibles reacciones químicas del agua-roca-CO₂.

Los factores antropogénicos (derivados de actividades humanas) tales como pozos activos o abandonados, pozos en minas y la producción en subsuelo pueden ser factores que impacten la seguridad del almacenamiento, los pozos abandonados que se encuentran en el intervalo almacenador pueden ser puntos

estratégicos de seguridad especial ya que son considerados como vías factibles de escape del CO₂ y llegar hasta la superficie (Celia y Bachu, 2003; Gasda y col., 2004). Por lo tanto, localizar y evaluar la condición de los pozos abandonados y productores en una tarea importante en la caracterización del sitio almacenador, la localización de pozos abandonados es posible mediante el uso de un magnetómetro por vía aérea.

Actualmente la mayoría de los pozos abandonados contienen tuberías de revestimiento hechas de metales pesados; sin embargo, se tendrán problemas de ubicación si los pozos fueron perforados tiempo atrás o nunca fueron considerados para la producción de hidrocarburos. Los países con producción de gas y/o aceite tienen registros de los pozos perforados recientemente que indican su profundidad y otro tipo de información de almacenamiento en una base de datos de tipo geográfico. La consistencia y calidad de los registros de pozos perforados (de tipo exploratorio, productores de aceite y gas o de tipo de explotación minera o acuífera) es muy variable ya que puede ir desde excelente en pozos recientes hasta inexistentes para cierto tipo de pozos (Stenhouse y col., 2004).

4.2 Modelado de predicción y optimización del comportamiento

La simulación computacional juega un papel muy importante en el diseño y operación de un proyecto de inyección de CO₂ ya que con su ayuda las predicciones de la capacidad de almacenamiento estimadas incrementarán la Recuperación Mejorada del proyecto debido a que es de esta manera como se realiza la evaluación inicial de cualquier proyecto y da pauta al aseguramiento económico (viabilidad económica del proyecto). De manera similar la simulación puede ser usada en conjunto con las evaluaciones económicas para optimizar la localización, así como el número y profundidad de los pozos inyectores.

Para proyectos de Recuperación Mejorada el momento de la inyección durante la vida productiva del yacimiento, así como los diferentes tipos de operaciones que se llevarán a cabo son fundamentales para el éxito de la operación, y esto puede facilitarse con la ayuda de la simulación; las corridas en la simulación sobre la distribución del CO₂ a largo plazo (por ejemplo, la tasa de migración, la dirección y velocidad de disolución en el agua de formación) son importantes para el diseño de programas de control rentables ya que los resultados obtenidos por medio del software influirán en la ubicación de los pozos de monitoreo y la frecuencia de las mediciones por sísmica o propiedades del aceite, gas y/o agua.

Durante el monitoreo y operación de la inyección los modelos de simulación pueden ser ajustados de acuerdo a las observaciones y resultados de la explotación y luego ser utilizados para evaluar el impacto de los posibles ajustes

operacionales como la perforación de nuevos pozos o modificar el gasto de inyección; con frecuencia con el objetivo es mejorar la inyección y su eficiencia de barrido (en el contexto de la extracción de hidrocarburos) o evitar la migración del CO₂ a zonas no deseadas y existan problemas de fugas o derrames .

La simulación numérica actualmente es usada con frecuencia en la industria energética (aceite, gas e hidrotermal) proveyendo resultados importantes de las capacidades necesarias para satisfacer la demanda de energía y al cabo de tiempo muchas personas han trabajado en el desarrollo de códigos de simulación los cuales han sido usados en la industria petrolera durante mucho tiempo y adaptados ahora para este fin (White, 1995; Nitao, 1996; White y Oostrom, 1997; Pruess y col., 1999; Lichtner, 2001; Steefel, 2001; Xu y col., 2003).

La simulación se ha convertido en un punto de partida vital para el desarrollo de actividades en curso, especialmente para el modelado del almacenamiento geológico de CO₂. Los códigos fuente de la simulación se encuentran diseñados para problemas en los procesos de flujo multifásico en tuberías, reacciones químicas y cambios geomecánicos, empero la mayoría de los códigos solo se enfocan en algunas problemáticas en particular y en la actualidad la capacidad para el tratamiento integral de diferentes procesos es limitado en especial para problemas de flujo multifásico, reacciones químicas y principalmente en procesos geomecánicos, los cuales resultan de vital importancia para la integridad física de los posibles sitios de almacenamiento geológico (Rutqvist y Tsang, 2002).

Una vez visto que la simulación numérica es importante para la problemática de los procesos físico-químicos dentro de la ingeniería es necesario respaldar su importancia mediante la aplicación de paquetes comerciales en proyectos reales, recientemente un modelo desarrollado para predecir el comportamiento del CO₂ inyectado en formaciones salinas, así como los potenciales lugares de fugas como pozos abandonados, es el software comercial llamado ECLIPSE, el cual ha arrojado resultados favorables para la industria petrolera y de almacenamiento (Celia et al., 2005; Nordbotten y col., 2005). No obstante en la actualidad existen diversos programas que satisfacen las diferentes demandas de la industria y resulta necesario evaluar a profundidad las problemáticas que se nos presenta al elegir el software más apropiado para el proyecto en desarrollo.

Recientemente cerca de diez grupos de investigación en 6 países diferentes participaron en un estudio comparativo para evaluar la capacidad y precisión de los diferentes simuladores numéricos utilizados para el almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones salinas y yacimientos petroleros (Pruess y col., 2004), los cuales en general obtuvieron resultados alentadores, aunque también hubo puntos en los que se obtuvieron diferencias importantes y resultados poco satisfactorios.

La mayoría de las discrepancias pudieron deberse a una mala caracterización de las propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad y solubilidad del CO₂ en agua de formación, el estudio concluyó que “el trabajo de desarrollo computacional

sin duda debe continuar...los códigos que se encuentran disponibles actualmente en el mercado son capaces de modelar los fenómenos complejos que acompañan al almacenamiento geológico de CO₂ de manera eficaz y con resultados cuantitativamente similares*...”.

Otro estudio similar de comparación se llevó a cabo para la simulación de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de carbón, se tomo en cuenta la inyección de CO₂ puro y gases de combustión (Lawy col., 2003) donde nuevamente se obtuvieron coincidencias entre los resultados arrojados por la simulación en softwares diferentes; las comparaciones entre los diferentes programas de computo en distintos campos resultan útiles para verificar los métodos matemáticos y aproximaciones numéricas utilizadas y proporcionar una idea de los fenómenos físicos o químicos ocurridos en el sistema mediante diversos métodos de simulación; no obstante, con estas pruebas se puede establecer una precisión real de los simuladores y los procesos de inyección, lo cual es una tarea exigente debido a que se requiere controlar y supervisar cuidadosamente el sitio almacenador, y es solamente después de que los modelos de simulación han mostrado ser capaces de representar adecuadamente los efectos ocurridos en el yacimiento, cuando se logra una ingeniería de diseño y producción realmente eficaz. Existen métodos para calibrar los complejos modelos desarrollados y su validación requiere de pruebas de campo bastante costosas como lo son los registros tomados en los pozos perforados y pruebas de presión (incremento decremento).

La principal dificultad es la complejidad de los modelos geológicos que son usados para la simulación matemática del yacimiento, ya que al cambiar de un modelo geológico a un modelo numérico se pierde fidelidad en los datos y son sujetos a crear incertidumbre (resultado de la interpolación de datos) y en algunos casos por la mala interpretación y la existencia de datos dispersos, la mediciones tomadas de pozos proporciona información de la roca y las propiedades de los fluidos del lugar; sin embargo, las técnicas usadas por la ingeniería deben estimar las propiedades y comportamientos a grandes distancias de las muestras de pozo.

Al simular un campo en donde la producción o inyección se está llevando a cabo, se utiliza un ajuste enfocado a la explotación de hidrocarburos de algunos parámetros geológicos acordes a las observaciones en el desarrollo del campo y a pesar de estos ajustes no logra probar que el modelo es correcto, no obstante, proporciona información restrictiva para los parámetros usados en el modelo.

En el caso de almacenamiento en formaciones salinas generalmente el uso de un ajuste histórico para delimitar las incertidumbres debido a la falta de datos para su comparación, la variación rutinaria de parámetros sistemáticos y las estadísticas deben ser incluidas en futuras simulaciones para ofrecer una mayor ventaja en las estimaciones de resultados de la simulación numérica del yacimiento.

* (Pruess y col., 2004)

Las pruebas en campos con inyección de CO₂ se encuentran en marcha o planeadas en varios países lo cual proporciona grandes oportunidades para validar las simulaciones elaboradas hasta el momento. Por ejemplo en el proyecto Sleipne de Statoil los resultados de simulaciones se han adaptado a la información de la distribución del CO₂ en el subsuelo con base en la interpretación de estudios sísmicos tridimensionales (Lindeberg y *col.*, 2001; van der Meer y *col.*, 2001), en el proyecto Weyburn en Canadá se repitió la toma de datos sísmicos así como el muestreo y análisis de agua de formación, lo cual proporcionó valiosa información sobre la distribución del CO₂ y para ajustar los modelos de simulación (Moberg y *col.*, 2003; White y *col.*, 2004).

La predicción a largo plazo de la distribución del CO₂ inyectado, incluidos los efectos de reacciones geoquímicas no pueden ser validados directamente en una escala de tiempo ya que las reacciones pueden llevarse a cabo en cientos o miles de años, empero la simulación de mecanismos importantes como la disolución de CO₂ puede ser examinada con los resultados análogos del laboratorio (Ennis-King y Paterson, 2003). Otra posible ruta para que coincidan las simulaciones es igualar los cambios geoquímicos que han ocurrido de manera natural en la acumulación geológica de CO₂ como lo son precipitación de minerales de carbono, ya que estos proporcionan evidencia de los lentos procesos que afectan la distribución de CO₂ a largo plazo (Johnson y *col.*, 2005).

También es importante disponer de datos fiables y precisos de las propiedades termofísicas del CO₂ y las posibles mezclas de CO₂ con metano, agua y contaminantes potenciales como el H₂S y el SO₂, del mismo modo es importante disponer de información de la permeabilidad relativa y presión capilar bajo condiciones de explotación.

Estos estudios comparativos de los simuladores muestran que la mayor discrepancia entre los simuladores se puede traducir en las incertidumbres de estos parámetros (Pruess y *col.*, 2004), para sitios donde se producen pocas o nulas interacciones de agua-roca-CO₂, los modelos de transporte de reacción química pueden no ser necesarios y simples simulaciones que consideren reacciones de agua y CO₂ pueden ser ocupados ayudando a reducir los costos del proyecto en cuanto a software se refiere.

4.3 Ejemplos de caracterización de sitios de almacenamiento y predicción de comportamiento

Los siguientes 2 casos de estudio han brindado lecciones de aprendizaje sobre la caracterización de los lugares almacenadores de CO₂ de los cuales uno se encuentra actualmente en operación (campo de gas Sleipner en el Mar del Norte) y el otro es un potencial sitio de almacenamiento (subcuenca Petrel en la costa

Noroccidental de Australia). El objetivo central de estos estudios es el enfoque multidisciplinario y la integración para documentar adecuadamente todo lo relacionado al comportamiento del campo y la supervisión de los sitios de inyección, aunque hay mucho que aprender de estos casos de estudio debido a que se han identificado cuestiones que en retrospectiva, deben ser analizadas antes de iniciar la inyección de CO₂.

Campo Sleipner.- Los estudios de inyección de CO₂ en este proyecto muestran las ventajas de tener un conocimiento detallado en la estratigrafía del yacimiento (Chadwick y col., 2003), tiempo después de iniciada la inyección de CO₂ pequeñas capas de sedimentos de baja permeabilidad dentro del intervalo de la formación salina y lentes de arenas cerca de la base de la roca sello presentaron los efectos de la importancia del control de la distribución del fluido en la formación, el lapso de tiempo y la sísmica tridimensional usados en el movimiento de la migración del CO₂ dentro de la formación ayudaron a identificar la necesidad de cartografiar con precisión la profundidad de la parte inferior del intervalo de la roca sello, así como a identificar que en Sleipner la parte superior del depósito es casi plana a escala real.

Subcuenca Petrel.- Éste es un estudio de un caso teórico ya que Australia analizó su potencial de almacenamiento en toda cuenca con una combinación de estudios hidrodinámicos, posibles mecanismos de captura, así como una identificación de que tan sensitivo sería el yacimiento si se convirtiera en almacenador mediante la ayuda de la simulación caracterizando el sitio almacenador (Gibson-Poole y col., 2002; Ennis-King y col., 2003). Con el estudio realizado por Petrel en el campo Sleipner se pudo analizar la permeabilidad vertical y los estratos de esquisto en el intervalo almacenador lo cual repercute en gran medida en la tasa de migración vertical del CO₂, y que al utilizar un mallado menos fino en la simulación de yacimientos se sobreestimó la tasa de disolución durante el periodo de inyección, y lo minimizo durante el periodo de migración a largo plazo.

CAPÍTULO 5 TECNOLOGÍA DE POZOS DE INYECCIÓN Y OPERACIONES DE CAMPO

Hasta este punto solo se han abordado consideraciones referentes a la naturaleza misma del lugar de almacenamiento; sin embargo, una vez localizada, analizada y seleccionada una zona para el almacenamiento geológico de CO₂ debemos verificar si contamos con la tecnología necesaria para inyectar grandes cantidades de CO₂ al subsuelo (de 1.7484×10^{10} a 1.7484×10^{11} pies cúbicos de CO₂ anuales) y operar el proyecto de manera eficiente y segura. Es por esta razón que en este capítulo se examina la disponibilidad de la tecnología para la inyección y almacenamiento de CO₂.

5.1 Tecnologías de inyección

Muchas de las tecnologías requeridas para proyectos a gran escala como lo es el almacenamiento geológico de CO₂ actualmente se encuentran disponibles y listas para usarse. Las tecnologías utilizadas en la industria petrolera en las áreas de perforación, terminación y producción de pozos son tecnologías altamente desarrolladas, de tal modo que hoy en día es posible perforar y poner en producción pozos verticales y horizontales de gran alcance en formaciones a profundidades considerables, así como pozos con múltiples terminaciones y capaces de manejar fluidos altamente corrosivos.

Gracias a la extensa experiencia con la que se cuenta en el sector petrolero, las tecnologías de perforación, inyección, simulación y terminación, es posible operar pozos inyectoros de CO₂, actualmente existen proyectos en los cuales los pozos disponibles son reacondicionados para operar como pozos inyectoros de CO₂. Las principales consideraciones de diseño de estos pozos inyectoros deben incluir presión, gastos de inyección y capacidad de los materiales resistentes a la corrosión.

El diseño de pozos inyectoros de CO₂ es muy similar a los pozos de inyección de gas en un yacimiento de aceite o pozos inyectoros en proyectos de almacenamiento de gas natural; la mayoría del equipo de fondo utilizado en este tipo de pozos deben ser acondicionado para soportar presiones más altas y resistentes a la corrosión.

Esta tecnología para el manejo del CO₂ ha sido desarrollada para proyectos de Recuperación Mejorada para la eliminación de gases amargos. Los pozos horizontales de alcance considerable pueden ser una buena opción para mejorar las facilidades de inyección de CO₂ de cada pozo.

El campo Weyburn en Canadá es un claro ejemplo en el que el uso de pozos horizontales de inyección son la mejor opción de recuperación de aceite y el aumento de almacenamiento de CO₂, ayudan a reducir el número de pozos perforados para el desarrollo de un campo y ayudan a crear perfiles de inyección que reducen los efectos adversos de la inyección de gas en problemas de flujos preferenciales a través de zonas de alta permeabilidad.

El número preciso de pozos requeridos para un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ depende de una serie de factores incluyendo el volumen total de inyección, la permeabilidad y el espesor de la formación, la presión máxima de inyección y la disponibilidad de espacio en la superficie donde se localizan los pozos inyectoros (dimensionamiento por si se localiza en mar o tierra). En general una cantidad menor de pozos serán necesarios para formaciones de alta permeabilidad y en proyectos de inyección por medio de pozos horizontales, por ejemplo el proyecto Sleipner inyecta CO₂ en una formación de 200 m de espesor con alta permeabilidad usando un solo pozo para inyectar 1.7484×10^{10} pies cúbicos de CO₂ anualmente (Korbol y Kaddour, 1994), en contraste con el proyecto In Salah en Argelia donde el CO₂ se inyecta en una formación de 20 m de espesor con una permeabilidad mucho menor (al Riddiford y col., 2003), en este proyecto se utilizan tres largos pozos horizontales con intervalos de hasta 1km para la inyección de 1.7484×10^{10} pies cúbicos de CO₂ al año.

El costo dependerá en cierta medida del número y las técnicas de terminación implementadas a los pozos, por lo tanto un diseño cuidadoso y la optimización del número de intervalos perforados resulta de gran importancia en la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento.

El diseño esquemático de un pozo, así como su parte superficial (árbol de válvulas) se puede observar en la **Figura 5.1**, comúnmente los pozos inyectoros están equipados con dos válvulas de control de pozo, una para uso regular y una especial para un cierre de pozo por cuestiones de seguridad, en pozos de inyección de gas ácido se coloca una válvula de seguridad de fondo en la tubería de producción, de modo que si el equipo en superficie llega a fallar el pozo se cierra automáticamente para evitar el flujo a superficie. Jarrell y col. (2002) recomendaron una válvula de cierre automático en todos los pozos de CO₂ para garantizar que no se produjeran fugas y prevenir que el flujo no programado de CO₂ viaje nuevamente en el sistema de inyección.

Una configuración de fondo típica en pozos inyectoros incluye un empacador de doble cuña, un activador de emergencia y una válvula de seguridad. El monitoreo de la presión anular es llevada a cabo para detectar fugas por los empacadores y tubería de producción, los cuales son indispensables de detectar para tomar medidas correctivas en un tiempo necesario. Para prever situaciones peligrosas debido a presiones altas en equipos superficiales y evitar emisiones de CO₂ hacia la atmósfera, la inyección debe ser detenida tan pronto como ocurra una fuga, las válvulas de seguridad y la ruptura de discos pueden ser usadas para mitigar un

represionamiento en las líneas de conducción; una planeación adecuada es necesaria en las tuberías para el manejo de exceso de CO₂ si el pozo inyector debe ser cerrado, las opciones incluyen un respaldo de pozos inyectores o métodos para la evacuación segura del CO₂ hacia la atmósfera (venteo).

Es necesario un mantenimiento adecuado en pozos inyectores para evitar fugas y posibles fallas en los pozos e infraestructura de inyección, varios procesos prácticos pueden ser usados para reducir la probabilidad de fugas de CO₂ (flujos no programados) y mitigar los efectos adversos si esto llegara a ocurrir.

Esto incluye una evaluación periódica de la integridad física de los pozos inyectores, mejoramiento e instalación de medidas preventivas para posibles reventones (BOP por sus siglas en inglés), instalación de adicionales BOP en pozos identificados con problemas, implementación de métodos preventivos y de seguridad en el personal que labora este tipo de complejos (capacidad de respuesta ante la emergencia) y la creación de planes de contingencia.

Para la inyección de CO₂ por medio de pozos ya existentes y en ocasiones no tan recientes en el proyecto de almacenamiento (viejos), algunos factores claves a considerar en el estado de estos pozos son las condiciones mecánicas en las que se encuentra(n) y la calidad de la cementación que presenta(n) el(los) pozo(s), ya que se puede presentar una fuga de CO₂ a través del espacio anular. Por estas razones es necesario llevar un programa detallado de los problemas presentados y actividades realizadas para comprobar la integridad de los pozos. Esta tarea puede ser llevada a cabo por el operador para proteger a la formación y prevenir un flujo no deseado del yacimiento.

Todo el equipo usado en pozos inyectores debe ser diseñado para soportar excesos de volumen, presión y temperatura, en el caso de gas húmedo (que contiene agua libre), es esencial el uso de materiales resistentes a la corrosión; un pozo que es usado para la inyección (**Figura 5.1**) debe contar con un empacador para aislar la presión del intervalo inyectado.

5.2 Procedimientos de abandono de pozo

El proceso de abandono de pozos inyectores, de gas y/o aceite está diseñado para proteger acuíferos de agua potable de la contaminación, si un pozo permanece abierto después de que no está en uso, el agua de formación, los hidrocarburos o el CO₂ pueden migrar por el pozo hacia acuíferos de agua potable poco profundos.

Para evitar esta problemática, muchas naciones han desarrollado normas que regulan los procedimientos de abandono o cierre de pozos, estas normas y procedimientos usualmente obligan a la colocación de tapones de cemento o herramientas mecánicas de taponamiento en algunos intervalos del pozo o en su totalidad (es necesario un cuidado especial para aislar el pozo con los mantos acuíferos potables), por ejemplo Estados Unidos creó el Código de Regulaciones Federales 40 parte 144 y la Junta de Servicios de Energía de Alberta.

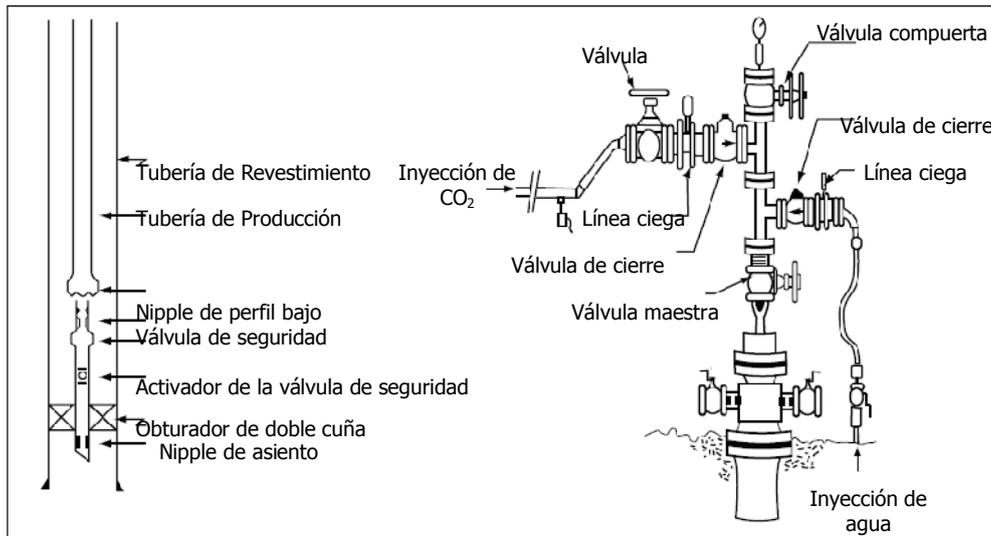


Figura 5.1 Típico pozo inyector de CO₂ y su configuración en la superficie.

Algunos ejemplos de los procedimientos de abandono o terminaciones de pozos inyectores son mostrados en la **Figura 5.2**, a menudo se requiere del uso de pruebas para localizar la profundidad de las conexiones y probar su resistencia mecánica bajo condiciones de presión requeridas por las autoridades pertinentes.

Está contemplado que los procedimientos de abandono de pozos de CO₂, en términos generales podrían seguir la metodología utilizada para el abandono de pozos petroleros y de eliminación de gas ácido; sin embargo, se debe tener especial cuidado para aislar ciertos intervalos y las cementaciones ya que deben ser resistentes a la corrosión producida por las reacciones con el CO₂.

En la actualidad han sido desarrollados cementos resistentes al CO₂ para la industria petrolera y en aplicaciones geotérmicas, hoy en día se ha sugerido la eliminación de la tubería de revestimiento (TR) y el liner, ya que mediante esta técnica se puede prevenir la corrosión del acero (lo cual con el tiempo puede crear canales de fuga del CO₂). La TR puede ser removida por medio de la perforación (molienda) y una vez removida la TR se puede colocar un tapón de cemento para sellar el agujero descubierto tal como se ilustra en la **Figura 5.2**.

El tapón de cemento actúa como una barrera contenedora (aislante) para la migración del CO₂ hacia estratos superiores o la superficie a través del tiempo, lo cual depende mucho de la relación existente entre la calidad del aislamiento logrado con el tapón de cemento y la calidad de la adhesión con la roca sello del intervalo contenedor; lo que implica que los microcanales creados en la vecindad del pozo durante la perforación o las operaciones de molienda deben ser selladas con cemento.

El fluido utilizado en la operación también puede ser canalizado en la formación almacenadora y favorecer el desplazamiento del CO₂, así como a favorecer la calidad de la cementación y adhesión a la roca sello. Los protectores de la TR y otros tipos de materiales también deben ser evaluados para posibles alternativas y procedimientos de abandono. Cabe mencionar que es necesario evaluar y supervisar la calidad de la operación de aislamiento durante algún tiempo después de que las operaciones de almacenamiento se den por finalizadas.

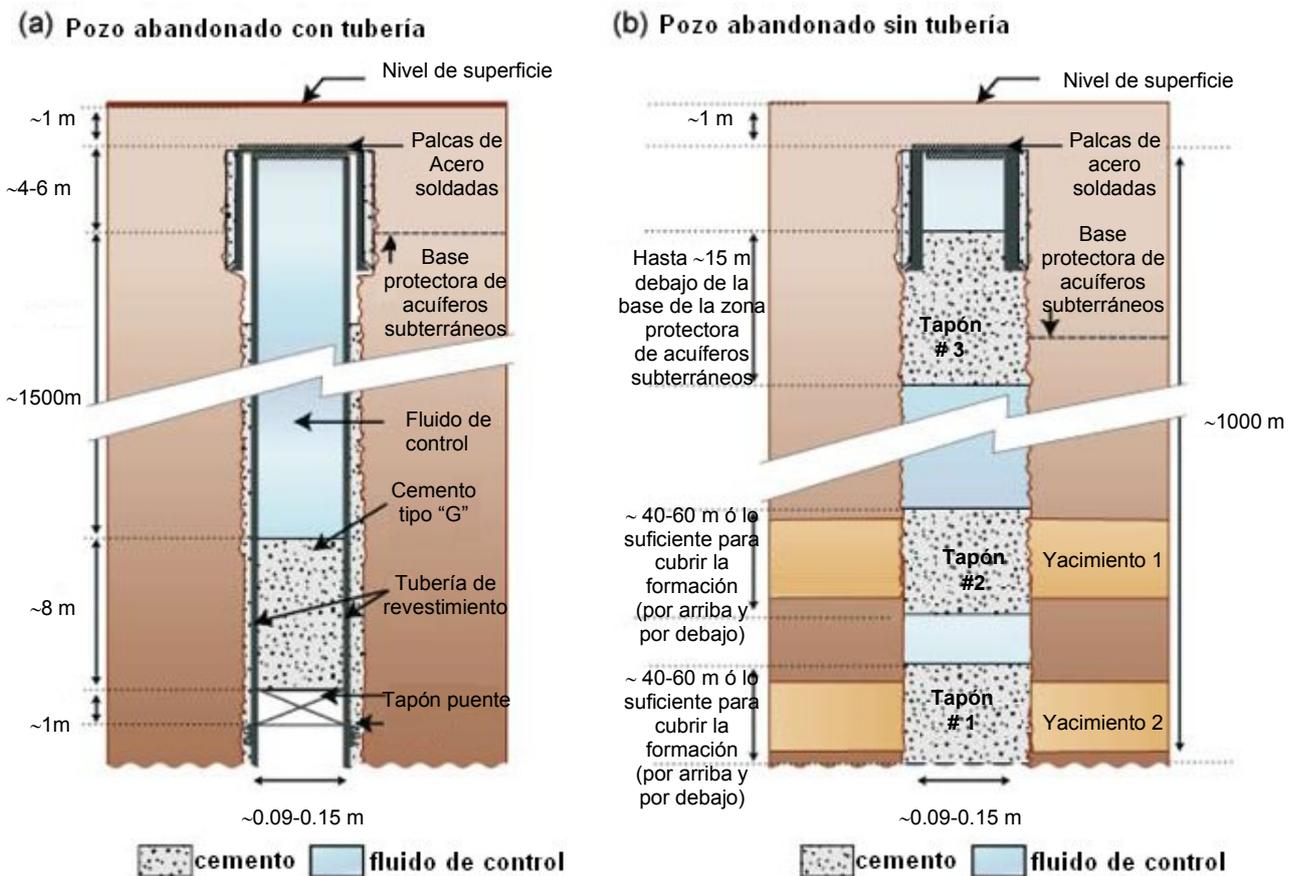


Figura 5.2 Ejemplos de pozos abandonados con TR y sin TR, requerimientos especiales pueden ser desarrollados para el abandono de pozos en el almacenamiento de CO₂ incluyendo el uso de tapones de cements resistentes a la corrosión y la eliminación de toda la TR en el intervalo de inyección y la roca sello.

5.3 Presión de inyección y limitaciones del yacimiento

La capacidad de inyección se caracteriza por la facilidad con la cual el fluido puede ser inyectado a una formación geológica y se define como el gasto de inyección dividida por la diferencia de presión existente entre el punto de inyección dentro del pozo y la formación. A pesar de que la capacidad de inyección del CO₂ es significativamente más grande que la capacidad de inyección de salmueras (ya que el CO₂ tiene una viscosidad mucho más baja que la de la salmuera), esto no se presenta en todas las ocasiones.

En el Oeste de Texas se analizó el comportamiento de los avances de CO₂ y se concluyó que en más de la mitad de los proyectos, la capacidad de inyección fue menor de lo esperado o disminuyó con el tiempo, así mismo Christman y Gorell (1990) demostraron que el comportamiento inesperado del CO₂ inyectado en operaciones de EOR es causada principalmente por las diferencias en la geometría de flujo y las propiedades del fluido del aceite, los cambios en la capacidad de inyección pueden ser relacionados a efectos no tomados en cuenta en la permeabilidad relativa.

Para inyectar el CO₂ dentro de formaciones almacenadoras debe cumplirse que la presión de inyección de fondo debe ser mayor que la presión del yacimiento, esto para lograr vencer la contrapresión ejercida por la formación y poder lograr que el fluido comience a invadir la formación; sin embargo si se incrementa la presión de inyección se puede lograr la formación de canales de flujo conocidas como fracturas inducidas dentro de la formación. Por lo tanto, es necesario regular este tipo de procedimientos para no crear daños a la formación y suelen limitar la presión máxima del fondo de pozo para evitar estas contrariedades.

Las mediciones continuas del fondo del pozo de esfuerzos y presiones de yacimiento son necesarias para establecer las condiciones seguras de inyección, ya que el depresionamiento del yacimiento causado por la producción de fluido durante la vida productiva, puede afectar los esfuerzos del yacimiento; el análisis de algunos yacimientos depresionados indicaron que si la presión de poro decrece, el esfuerzo horizontal decrecerá entre un 50-80%, lo cual incrementa la posibilidad de un fracturamiento en el yacimiento (Streit y Hillis, 2003).

Las presiones de inyección seguras pueden variar ampliamente dependiendo de los esfuerzos presentes y de la historia tectónica de una cuenca, es necesario señalar que los organismos reguladores han determinado las presiones de inyección consideradas como seguras, basándose en la experiencia obtenida de campos petroleros. Van der Meer (1996) ha establecido una relación para la máxima presión segura de inyección en base a datos obtenidos, ésta relación indica que para una profundidad de hasta 1,000 m la presión máxima de inyección es de aproximadamente 1.35 veces la presión hidrostática y esto incrementa a 2.4 para profundidades cercanas de hasta 1-5 km.

El gradiente de presión máxima permitida para almacenamiento de gas natural en un acuífero ubicado en Alemania es de 16.8 kPa por metro (Sedlacek, 1999), éste valor supera los gradientes de presión del agua de formación en el Noreste de Alemania, los cuales son del orden de 10.5-13.1 kPa por metro, en países como Dinamarca o Gran Bretaña los gradientes de presión máximos de almacenamiento de gas natural en acuíferos no superan los gradientes hidrostáticos, en los Estados Unidos para uso industrial de pozos de inyección de aguas residuales, su presión de inyección no debe exceder la presión de fractura o las presiones de propagación de la formación inyectada (USEPA, 1994). En campos de aceite y/o gas la presión para pozos inyectoros no debe superar la presión de formación para evitar el inicio o propagación de fracturas en el sistema.

EU ha concedido la autoridad de establecer la presión máxima de inyección por Estados, hasta la década de 1990 muchos Estados establecían normas de ámbito local para regular las presiones máximas de inyección permitidas en un rango de 13-18 kPa por metro, en cambio actualmente la regulación ha sido modificada de tal modo que se deben realizar pruebas específicas del lugar para establecer los gradientes máximos de presión de inyección. La experiencia adquirida en la práctica por la USEPA's del Programa de Control de Inyección ha mostrado que las presiones de fractura se encuentran en un rango de 11 a 21 kPa por metro.

5.4 Operaciones de campo e instalaciones en superficie

La selección del gasto de inyección en proyectos de almacenamiento de CO₂ y gases ácidos mediante operaciones de EOR son mostradas en la **Figura 5.3**, se puede observar una comparación de gastos de inyección para los cuales los actuales proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ seleccionados en procesos de RM y en proyectos de inyección de gas ácido, como se indica, la cantidad de CO₂ de una planta SOMW caería dentro del rango de la experiencia en las operaciones de inyección con CO₂ para procesos de RM. Estos ejemplos ofrecen una amplia gama de información de cómo un almacenamiento geológico podría ser operado, conducido y dirigido de manera segura y eficiente. Las operaciones de EOR con CO₂ pueden estar en uno de los tres siguientes grupos (Jarrell y col., 2002):

- Administración del yacimiento.- el fluido que se planea inyectar, que tan rápido se prevé la inyección, la cantidad a inyectar, como se planea la intercalación de baches de agua y de CO₂ (WAG por sus siglas en ingles), como logrará maximizar la eficiencia de barrido, etc.
- Administración del pozo.- métodos de producción e intervenciones de reparación incluyendo la selección de trabajos de reacondicionamiento, tratamiento químico y avance de CO₂.

- Administración de instalaciones.- plantas de reinyección, separación, medición, control de corrosión y organización de instalaciones.

Normalmente el transporte del CO₂ desde su fuente de emisión a un sitio con EOR por medio de una línea conductora es transportada al yacimiento mediante un pozo inyector, usualmente después de haber sido comprimido, cabe mencionar que antes de que el CO₂ ingrese al compresor, pasa por un filtro de succión para eliminar cualquier líquido residual presente en el flujo de CO₂; en operaciones de EOR el CO₂ recuperado junto con la producción de aceite y agua es separado y enviado a una línea para ser inyectado nuevamente a través del pozo de inyección.

Las aplicaciones tecnológicas en yacimientos de carbón con recuperación mejorada (explotación de gas natural) usando CO₂ son muy similares que en las operaciones de EOR. El dióxido de carbono es transportado al campo e inyectado en la capa de carbón a través de pozos de inyección especiales. La producción de gas y agua es enviada a la superficie por medio de bombas eléctricas.

Jarrell y *col.* (2002) clasifican las instalaciones de superficie para los proyectos de EOR con CO₂ de la siguiente manera:

- Sistemas de producción.- separación de fluidos, recolección de gas, unidades satelitales de producción, recolección de aceite, batería central, centro de compresión y sistemas de paros por emergencia.
- Sistemas de inyección.- represurización del gas, inyección de agua y sistemas de distribución de CO₂.
- Sistemas de procesamiento de gas.- plantas procesadoras de gas, sistemas de eliminación del H₂S y recuperación de azufre y sistemas de eliminación.

Jarrell y *col.* (2002) señalan que las instalaciones de CO₂ son similares en las instalaciones convencionales, como las utilizadas en la inyección de agua, las diferencias resultantes de los efectos de flujo multifásico, selección de diferentes materiales y las altas presiones deben tomarse en cuenta y manejarse acordes a las necesidades requeridas. La configuración del campo Weyburn con operaciones de CO₂ se muestra en la **Figura 5.4**.

Resulta común el uso de instalaciones ya existentes para proyectos de almacenamiento de CO₂ para ayudar a reducir costos a pesar de que en la mayoría de las ocasiones se puede presentar el caso de restricciones físicas.

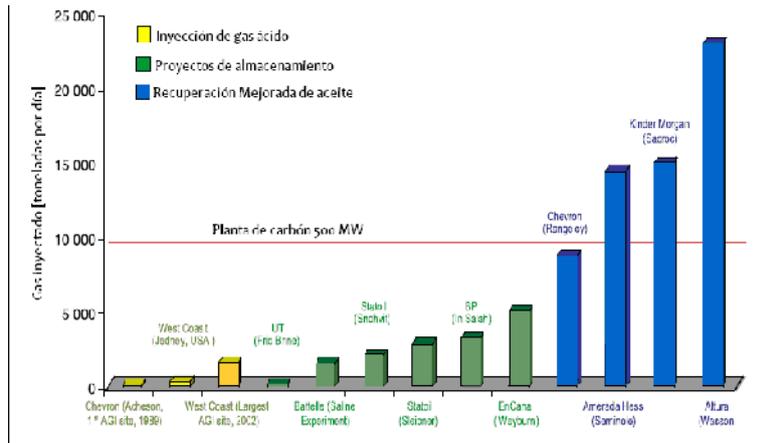


Figura 5.3 Comparación de las magnitudes de actividades de inyección de CO₂, se puede observar que una operación típica de almacenamiento de una planta de carbón 500-MV puede ser del mismo orden que las actuales en operación que las de inyección de CO₂ (Heinrich y col., 2003).

A partir de un aumento de CO₂ en un campo petrolero maduro se puede afectar a casi todos los procesos e instalaciones (Jarrell y col., 2002), por ejemplo: a) la presencia de CO₂ hace que el agua producida sea mucho más corrosiva, b) la composición del agua de nuevas fuentes puede interactuar con el agua de formación para crear nuevos problemas con las incrustaciones o la corrosión; c) un aumento de CO₂ puede causar parafinas y asfaltenos que pueden ocasionar problemas de taponamiento y emulsiones, y d) el incremento alto en la producción, como consecuencia podría causar la formación de finos, que son arrastrados en el aceite y causan taponamientos, erosión y problemas en el procesamiento de aceite.



Figura 5.4 Instalaciones superficiales típicas de un campo con inyección de CO₂; instalaciones superficiales en Weyburn.

CAPÍTULO 6 TECNOLOGÍA DE MONITOREO Y VERIFICACIÓN

Desde hace algún tiempo en cualquier operación en donde se inyecten fluidos en el subsuelo se ha visto la necesidad de monitorear, verificar y controlar los fluidos inyectados, en este tipo de operaciones la industria petrolera ha sido la más estudiada con resultados de todo tipo, arrojando un sin fin de datos que ayudan a entender mejor el proceso de inyección en el subsuelo, ya que la inyección en la industria petrolera se lleva a cabo día a día en muchos países.

En la inyección de CO₂ también es necesario monitorear el fluido inyectado al subsuelo para tomar las decisiones adecuadas y verificar que lo planeado se está llevando a cabo de manera satisfactoria, es por ello que es vital analizar que técnica de monitoreo resulta la más eficiente y viable para el proyecto así como el tiempo necesario que debe llevarse a cabo.

6.1 Propósito del monitoreo

El monitoreo es necesario para una gran variedad de propósitos; sin embargo en el almacenamiento geológico de CO₂ puede ser utilizado para:

- Asegurar y documentar el control de pozos de inyección, en especial para verificar el estado de pozos de inyección y medir los gastos de inyección, así como las presiones en la formación y en boca de pozo. La experiencia obtenida en la industria petrolera indican que las fugas son resultado de malos procedimientos en las terminaciones de pozo, mal estado de los empacadores, de la tubería (corrosión, ruptura, etc.) o de la cementación; lo cual representa un potencial real de fugas en los proyectos de inyección (Apps, 2005; Perry, 2005).
- Verificar la cantidad de CO₂ inyectado y almacenado por diversos mecanismos.
- Optimizar la eficiencia del proyecto de almacenamiento incluyendo la capacidad de almacenamiento, la presión de inyección y la perforación de nuevos pozos inyectoros.
- Detectar fugas y proporcionar alertas tempranas por posibles filtraciones o fugas que podrían requerir medidas de mitigación.

En conjunto con los elementos esenciales para el monitoreo, algunos otros parámetros pueden ser utilizados para optimizar proyectos de almacenamiento geológico, abarcando desde flujos de fluido no programados hasta cuestiones de tipo reglamentario, jurídico y social. Otro punto importante del monitoreo es la evaluación de la integridad de pozos taponados y/o abandonados, la calibración y confirmación de los modelos de comportamiento (incluyendo el historial de comportamiento y de intervenciones al pozo), establecer parámetros de referencia del lugar almacenador para confirmar que los cambios producidos por el CO₂ son detectados con certeza (Wilson y Monea, 2005).

Antes del monitoreo del almacenamiento subsuperficial puede llevarse a cabo con eficiencia un estudio de referencia, el cual proporciona un punto de comparación para estudios posteriores. Lo cual es cierto de manera particular para tecnologías sísmicas o de detección por sensores, donde se basa la identificación de la saturación de fluidos con el CO₂ en análisis comparativos. El monitoreo base es también un pre-requisito del monitoreo geoquímico donde las anomalías son identificadas en relación con las concentraciones de fondo; las cuales son útiles para distinguir los flujos naturales de las posibles emisiones relacionadas con el almacenamiento.

Gran parte de la tecnología de monitoreo y de control fueron desarrolladas para ser aplicadas en la industria petrolera, las cuales, en su mayoría, pueden ser aplicadas en el monitoreo de proyectos de almacenamiento de CO₂ en todo tipo de formaciones geológicas (sin embargo queda mucho por aprender y desarrollar para yacimiento carboníferos); así mismo, la experiencia obtenida del almacenamiento de gas natural en formaciones salinas puede proporcionar una comparación industrial.

6.2 Tecnologías para el monitoreo de presión, gastos de inyección y distribución del CO₂

Las mediciones en los gastos de inyección son una práctica común en la industria petrolera y los instrumentos para este propósito se encuentran disponibles comercialmente, las mediciones son realizadas mediante indicadores, ya sea en boca de pozo o cerca de los colectores de distribución (manifolds). Los sistemas típicos de uso son de orificio u otros dispositivos que se relacionan con la caída de presión en el dispositivo de la velocidad del flujo, la precisión de las mediciones dependen de una serie de factores que se han descrito (en general) por Morrow y *col.* (2003), y específicamente para el CO₂ por Wright y Majek (1998); para el CO₂ la estimación precisa de la densidad es lo más importante para mejorar la exactitud de la medición, pequeños cambios en la temperatura, presión y composición pueden tener grandes efectos en la densidad.

Wright y Majek (1998) desarrollaron en un campo de aceite un sistema de medición de gastos de flujo de CO₂ que combinaba diferentes mediciones de presión, temperatura y las diferentes mediciones de presión diferencial con cromatografía de gases, el sistema mejorado mostró una precisión del 0.6% frente al 8% en un sistema convencional.

Las normas reguladoras para la precisión de las mediciones varían de un sitio a otro y generalmente son establecidas por los gobiernos o asociaciones industriales, por ejemplo en los Estados Unidos las prácticas actuales de auditoría para proyectos de Recuperación Mejorada de aceite con CO₂ aceptan la precisión en los medidores de flujo del $\pm 4\%$.

Las mediciones de la presión de inyección en la superficie y en el fondo del pozo son consideradas de rutina, los manómetros se instalan en la mayoría de los pozos inyectoros a través de orificios en la superficie de la tubería cerca de la boca del pozo, de la misma manera la toma de presión en el fondo del pozo es una práctica frecuente; sin embargo, en los pozos inyectoros se utiliza para probar la integridad del pozo en condiciones críticas, condiciones en que las mediciones tomadas en superficie a condiciones “estables” no proporcionan información fiable sobre la presión de fondo de pozo.

En la actualidad existe en el mercado una amplia variedad de sensores de presión adecuados para el control de la presión (ya sea en el fondo del pozo o en la cabeza del mismo), estos dispositivos toman una gran variedad de datos continuamente y son capaces de transmitir la información obtenida a una central de monitoreo para ser analizados desde oficinas remotas.

Los medidores de presión en la cabeza del pozo están conectados a las válvulas de cierre o reguladoras, esto para que en caso de un descontrol o problema con la inyección (si la presión de inyección supera el límite predeterminado de seguridad o si existe una caída en la presión como consecuencia de una fuga) y se pueda reducir o cortar el flujo del fluido inyectado. De esta manera se puede decir que la presión en la superficie puede ser usada para corroborar que la presión de fondo del pozo no supera el factor de seguridad establecida para la presión de fractura del yacimiento.

Una innovación relativamente reciente son los sensores de temperatura y presión con fibra óptica, la fibra óptica reduce el espaciado para cables dentro de los pozos y son conectados a sensores para ofrecer información de las condiciones en el fondo del pozo en tiempo real; con estos nuevos sistemas se espera obtener mediciones más confiables y por ende un mayor control sobre el pozo y hoy en día se encuentran disponibles comercialmente. Actualmente la tecnología se puede considerar como más que suficiente para satisfacer las necesidades de monitoreo sobre los gastos de inyección en boca de pozo y la presión de la formación.

En combinación con las mediciones de temperatura, los datos recolectados por los sensores proporcionan información sobre las condiciones de fase del CO₂ inyectado (líquido, gas o supercrítico) y la medición exacta de la cantidad de CO₂ inyectado para inventarios, informes y verificación, así como para aportar al modelado, por ejemplo en el caso del proyecto Weyburn, el flujo del gas es analizado para determinar las impurezas del CO₂, lo cual permite realizar un cálculo del volumen del CO₂ inyectado.

Cierto número de técnicas pueden ser utilizadas para monitorear la distribución y migración del CO₂ en el subsuelo, la **Tabla 6.1** resume estas técnicas e indica como pueden ser utilizadas en los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂, la aplicabilidad y la sensibilidad de estas técnicas son específicas del sitio donde serán usadas.

6.3 Tecnologías para el monitoreo en pozos de inyección

Una serie de tecnologías se encuentran disponibles para verificar la integridad de los pozos inyectoros, los registros del intervalo cementado son utilizados para evaluar la calidad de la cementación alrededor de la tubería de revestimiento, los cuales si se realizan periódicamente ayudan a la detección de deterioros en la zona cementada, así como para evaluar la existencia de interacciones químicas de los fluidos ácidos de la formación con el tapón de cemento. Inicialmente el uso de los registros en la cementación fue para constatar la calidad de la cementación, verificar la integridad del pozo y obtener indicadores reales de problemas con la cementación y la tubería e inclusive en casos especiales verificar si se había logrado una cementación exitosa (ausencia de cemento en la zona requerida).

Antes de convertir un pozo cualquiera a un pozo inyector de CO₂, usualmente debe someterse a pruebas de presión para verificar la integridad física y mecánica del pozo, las cuales son relativamente sencillas con cierre de fondo y cabeza de pozo o inclusive sellando solo la zona que requiere ser probada, midiendo la presión durante la prueba y verificando si la presión se mantiene constante en el rango establecido como seguro. En general (particularmente en tierra), el pozo debe ser abandonado para el proyecto si las pruebas de presión no cumplen con los estándares establecidos, por lo que se requerirá perforar un nuevo pozo en lugar de intentar reparar el pozo dañado.

La inyección se lleva a cabo a través de la tubería desde la superficie hasta el intervalo programado (normalmente por encima del intervalo abierto al flujo “zona de disparos”) para asegurar que el volumen inyectado alcance un nivel adecuado, la presión en el espacio anular (espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería inyectora) puede ser monitoreada para verificar la integridad de los empacadores, la tubería de revestimiento y la tubería de inyección, si existen

variaciones no programadas en la presión o composición del gas el operador deberá suponer que existe un problema en la inyección. Como se señaló anteriormente, estas técnicas de vigilancia han sido adaptadas a partir de otras aplicaciones, y deberán someterse a pruebas y evaluaciones con respecto a la fiabilidad, la resolución y la sensibilidad en el contexto del almacenamiento geológico.

Todos los proyectos a escala industrial y proyectos experimentales existentes tienen programas para desarrollar y probar estas y otras técnicas de vigilancia y donde la presión de inyección es vigilada cuidadosamente para asegurarse de que no existan problemas, en caso de existir un rápido aumento de la presión podría indicar problemas con el pozo, aunque las interpretaciones de la industria sugieren que es más probable que sean por pérdida de inyección en el lugar de depósito.

Los registros de temperatura y de sonido también son ejecutados de forma rutinaria para detectar fallas de pozos en proyectos de almacenamiento de gas natural, cambios repentinos en la temperatura a lo largo del pozo pueden diagnosticarse como fugas en la tubería de revestimiento, de igual manera el ruido asociado a fugas en la tubería de inyección puede ser usado para localizar las fugas en la tubería de inyección mediante los registros de sonido (Lippmann y Benson, 2003).

6.4 Verificación del CO₂ inyectado y registro de almacenamiento

La verificación es un tema que a menudo se combina con el monitoreo, como en el almacenamiento, monitoreo y verificación (SMV por sus siglas en inglés), proyectos de captura de carbón (CCP por sus siglas en inglés), en el monitoreo, mitigación y verificación (MMV por sus siglas en inglés), entre otros; en vista del uso frecuente de estos términos la verificación la definiremos como el conjunto de actividades utilizadas para evaluar la cantidad de CO₂ que se almacena bajo tierra y para evaluar la cantidad (si es el caso) que se vuelve a ingresar en la atmósfera.

Actualmente no existen protocolos específicos desarrollados para el monitoreo y verificación en el almacenamiento geológico de CO₂; sin embargo, la experiencia adquirida en los proyectos Weyburn y Sleipner han demostrado la utilidad de las diversas técnicas en casi todos los aspectos de verificación y monitoreo (Wilson y Monea, 2005; Manual de Mejores Prácticas Sleipner, 2004), cabe señalar que por requerimiento mínimo de verificación, se requiere la cantidad de CO₂ que es inyectado. Los requerimientos son en relación específica del sitio, dependen de las normas reguladoras establecidas en esa zona, los requerimientos económicos, el grado de riesgo ante una posible fuga, la supervisión del monitoreo y la verificación puede ser vigilado directamente por las autoridades reguladoras o por terceros (contratados por las autoridades reguladoras a nivel nacional).

Tabla 6.1 Resumen de las técnicas directas e indirectas que se pueden utilizar para supervisar los proyectos de almacenamiento de CO₂.

Técnica de medición	Parámetros de medición	Ejemplos de aplicación
Trazadores naturales	Tiempos de viaje. Identificación de fuentes de CO ₂ .	Trazadores de movimiento del CO ₂ en la formación almacenadora. Medición de la solubilidad de captura. Trazadores de fuga.
Composición del agua	CO ₂ , HCO ₃ , CO ₃ . Iones principales. Elementos trazadores. Salinidad.	Cuantificación de solubilidad y minerales de captura. Cuantificación de la interacción agua-CO ₂ -roca. Detección de fugas en acuíferos someros.
Presión de fondo	Presión de formación. Presión anular. Presión del acuífero asociado.	Control de presión de formación por debajo del gradiente de fractura. Condiciones de tubería en pozo abierto y del pozo inyector. Fugas de la formación almacenadora.
Registros de pozo	Salinidad del agua. Velocidad sonora. Saturación de CO ₂ .	Seguimiento del movimiento del CO ₂ en la formación almacenadora. Seguimiento de la migración de la salmuera en acuíferos someros. Calibración de velocidades sísmicas para sísmica 3D.
Sísmica 3D tiempo-lapso	Velocidad de ondas P y S. Reflexión de horizontes. Sísmica de atenuación de amplitud.	Seguimiento del movimiento del CO ₂ en la formación almacenadora.
Perfiles sísmicos verticales	Velocidad de ondas P y S. Reflexión de horizontes. Sísmica de atenuación de amplitud.	Detección detallada de la distribución del CO ₂ en la formación almacenadora. Detección de fugas a través de fallas y fracturas.
Monitoreo sísmico	Localización, magnitud y características de origen de los eventos sísmicos.	Desarrollo de microfracturas en la formación o roca sello. Vías de migración del CO ₂ .
Técnicas eléctricas y electromagnéticas	Conductividad de la formación. Inducción electromagnética.	Seguir el movimiento del CO ₂ en la formación almacenadora. Detectar migraciones de salmuera en los acuíferos someros.
Mediciones gravimétricas tiempo-lapso	Cambios en la densidad causados por el desplazamiento de fluidos.	Detectar el movimiento del CO ₂ en la formación almacenadora. Balance de materia del CO ₂ en el subsuelo.
Deformación de la superficie	Inclinación. Desplazamiento vertical y horizontal. Usando interferometría y GPS.	Determinar los efectos geomecánicos en la formación almacenadora y la roca sello. Localizar las rutas de migración del CO ₂ .
Imágenes visibles e infrarrojas aéreas	Imágenes hiperespectrales de la superficie terrestre.	Detectar el cambio de la vegetación.
Vigilancia en superficie mediante cámaras de flujo y medidas directas de flujo	Flujos de CO ₂ entre la superficie y la atmósfera.	Detectar, localizar y cuantificar las emisiones de CO ₂ .
Muestreo de suelo	Composición en superficie del gas. Análisis isotópico del CO ₂ .	Detectar niveles elevados de CO ₂ . Identificar la fuente de los niveles elevados de CO ₂ en superficie. Evaluar el impacto sobre los ecosistemas.

CAPÍTULO 7 COSTO DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

En este capítulo se analizan problemáticas como las que se presentan en los proyectos de ingeniería petrolera, ya que es necesario plantear cual será la inversión total del almacenamiento geológico, así como los factores que contribuyen a aumentar los costos del proyecto o inclusive analizar si la inversión es viable por la Recuperación Mejorada en yacimientos petroleros. Estas problemáticas inician su planteamiento con los costos y los posibles factores que afecten el proyecto (aumento de la inversión), presentando varios escenarios en las condiciones en las que se pudiera desarrollar el proyecto; el límite económico del proyecto de almacenamiento es el costo de inversión que existe entre el punto de entrega, el sistema de transporte y las instalaciones del sitio almacenador.

De manera general se espera que el CO₂ sea entregado en forma de un fluido denso (líquido o supercrítico); los costos de captura, compresión y transporte son excluidos de los costos de almacenamiento aquí presentados. Las cifras presentadas son cifras estandarizadas que incorporan supuestos económicos tales como la vida del proyecto, las tasas de descuento y la inflación; de la misma manera incorporan el capital y los costos de operación.

7.1 Costos de los elementos del almacenamiento geológico

El costo más importante del almacenamiento geológico de CO₂ es la perforación de pozos, la infraestructura y administración del proyecto; para algunos sitios almacenadores pueden existir equipo e instalaciones para el transporte e inyección del CO₂; para la Recuperación Mejorada de petróleo y metano en betas de carbón pueden ser necesarios servicios adicionales para el manejo del aceite y gas producido. La reutilización de instalaciones para la inyección ayuda a reducir el costo del proyecto para algunos sitios, ya que en algunos otros puede aumentar el costo del proyecto debido al mantenimiento y acondicionamiento del equipo existente (mantenimiento de pozos activos y abandonados); los costos de operación incluyen el recurso humano, el mantenimiento y combustible.

Los costos de los estudios geológicos, geofísicos, de factibilidad para la selección del sitio, así como los estudios de caracterización y evaluación de yacimientos requerida antes del inicio del proyecto son incluidos en la estimación de gastos en este trabajo. Los elementos económicos pueden variar ampliamente de un lugar a otro, dependiendo de la existencia de un historial de comportamiento, la complejidad geológica de las formaciones almacenadoras y la roca sello, así como los posibles riesgos de fuga.

El monitoreo del sitio almacenador aumenta los costos y generalmente es una actividad que se presenta por separado de las estimaciones del costo del almacenamiento; este costo debe ser sensible a los requerimientos reguladores y su duración ya que a lo largo del proyecto pueden existir costos adicionales.

El tipo de formación geológica para el almacenamiento de CO₂ es el que brinda la variación del costo del proyecto, ya que bajo esta condición se manejará el grado de variabilidad del proyecto, debido a que el costo dependerá del tipo de opción de almacenamiento (por ejemplo si es un yacimiento de gas o aceite, si es una formación salina, etc.), la localización profundidad y características de la formación almacenadora así como los precios de los productos que requiera el proyecto.

Si el proyecto se encuentra en tierra, los costos dependen de factores geográficos; específicamente, mientras que en proyectos costa fuera los costos son más altos por las instalaciones requeridas para este tipo de proyectos, como se muestra en los estudios realizados en Europa (Hendriks y *col.*, 2002) y Australia (Allinson y *col.*, 2003). El equipo y la tecnología requerida para el almacenamiento son ampliamente utilizadas en la industria energética, por lo cual los costos pueden generar confianza en el proyecto; es necesario mencionar que aún no se han realizado estimaciones sobre los costos de la rehabilitación por las fugas de este tipo de proyectos, lo que crea una incertidumbre en los costos de prevención y rehabilitación de desastres.

7.2 Estimación de costos

Existen evaluaciones completas sobre gastos para el almacenamiento geológico de CO₂ en Estados Unidos, Australia y Europa (Hendriks y *col.*, 2002.;Allinson y *col.*, 2003; Bock y *col.*, 2003) los cuales se basan en características geológicas representativas de las regiones; en algunos casos el costo original estimado incluye la compresión del fluido y el costo de las líneas de flujo, mientras que la corrección de este estimado se realiza con los costos derivados del proyecto de almacenamiento (**Tabla 7.1**).

Estas estimaciones incluyen el capital, operación y costos de la caracterización del sitio; sin embargo, excluyen los costos por monitoreo, reparación y cualquier otro gasto necesario presente en la vida del proyecto. La opción del tipo de almacenamiento, la profundidad y las características geológicas afectan el número, espaciamiento y costo de las instalaciones y de los pozos inyectoros. De la misma manera es necesario mencionar que el costo de la compresión y del pozo inyector aumenta conforme aumenta la profundidad; no obstante, el costo del pozo depende de las especificaciones tecnológicas que requiera, la localización, la magnitud de la operación y las leyes reguladoras que existan en el sitio del proyecto.

Tabla 7.1 Recopilación de las estimaciones de costo de almacenamiento de CO₂ para diferentes opciones.

Tipo de almacenamiento	Tierra/Mar	Ubicación	Almacenamiento \$EU/17,484 pie ³ de CO ₂			Comentario
			Bajo	Medio	Alto	
Formación salina	Tierra	Australia	0.2	0.5	5.1	Estadísticas de 20 sitios*
Formación salina	Tierra	Europa	1.9	2.8	6.2	Rango representativo**
Formación salina	Tierra	Estados Unidos	0.4	0.5	4.5	Casos bajo/base/alto para EU***
Formación salina	Mar	Australia	0.5	3.4	30.2	Estadísticas de 34 sitios*
Formación salina	Mar	Mar del Norte	4.7	7.7	12.0	Rango representativo**
Campo de aceite depresionado	Tierra	Estados Unidos	0.5	1.3	4.0	Casos bajo/base/alto para EU***
Campo de gas depresionado	Tierra	Estados Unidos	0.5	2.4	12.2	Casos bajo/base/alto para EU***
Campo de aceite depresionado	Tierra	Europa	1.2	1.7	3.8	Rango representativo**
Campo de aceite depresionado	Mar	Mar del Norte	3.8	6.0	8.1	Casos bajo/base/alto para EU***

Nota: Los rangos bajo, medio, y alto reportados en diferentes estudios se calculan de distintas maneras. Las estimaciones no incluyen los gastos de monitoreo.

El costo de los pozos es un componente importante; sin embargo, la diversidad del costo en pozos individuales se encuentra cerca de los \$200,000 de dólares estadounidenses para algunos sitios en tierra firme (Bock y col., 2003) y entre \$25 millones de dólares EU para pozos horizontales en alta mar (Tabla 7.2; Kaarstad, 2002).

Las características geológicas de la formación a inyectar es otro factor importante en el costo; es decir, es necesario analizar el espesor del yacimiento, la permeabilidad, el radio efectivo de drenaje que afecta la cantidad y la velocidad de inyección del CO₂ y el número necesario de pozos. Así mismo es necesario analizar que la inyección y almacenamiento de CO₂ junto con otros gases (NO_x, SO_x, H₂S) resulta más costoso debido a su naturaleza corrosiva y peligrosos, aunque el costo de captura con estos gases puede reducirse (Allinson y col., 2003).

* Las cifras de Allinson y col., (2003) son las estadísticas de casos múltiples de diferentes sitios en Australia. Los principales factores determinantes de los costos de almacenamiento son la tasa de inyección y las características del yacimiento, tales como la permeabilidad, espesor, profundidad del yacimiento (acuíferos salinos, etc.) El tipo de depósito puede ser de alto o bajo costo dependiendo de estas características. Las cifras se han ajustado para excluir los costos de compresión y transporte.

** Las cifras de Hendriks y col., (2002) se describen como una gama representativa de los valores de opciones de almacenamiento a 1000-3000 m de profundidad. Se reconoce que el rango completo del costo es más grande lo que se muestra. Las cifras se convierten de euros a dólares de EU.

*** Bock y col., (2003) definen un caso base, los casos de alto costo y baja a partir del análisis de los depósitos típicos de sitios en EU. Cada caso tiene una profundidad diferente, parámetros de yacimiento y costo de aceite y gas. Las cifras se han ajustado para excluir los costos de compresión y transporte.

7.3 Estimaciones de costos para el almacenamiento geológico de CO₂

En esta sección se analizarán los gastos de almacenamiento sin tomar en cuenta los beneficios de la Recuperación Mejorada de petróleo o gas, y se considerarán las estimaciones detalladas de costos para las diversas opciones de almacenamiento.

7.3.1 Formaciones salinas

La investigación de Allinson y *col.*, (2003) hace referencia a más de 50 sitios alrededor de Australia y de los gastos de almacenamiento requeridos en ese sector, los cuales ilustran la variabilidad que puede existir en una misma zona, ya que los costos en tierra para unos 20 sitios presentan un costo promedio de 0.5 dólares EU por 17484 pies cúbicos de CO₂ almacenado**, con un rango de 0.2-5.1 \$EU/17484ft³ de CO₂ almacenado. Mientras que los 37 sitios ubicados en alta mar presentan un costo promedio de 3.4\$EU/17484ft³ CO₂ almacenado con un rango de 0.5-30.2\$EU/17484ft³ de CO₂ almacenado.

Este reporte incluye estudios de sensibilidad que utilizan análisis Monte Carlo* para estimar los cambios en los parámetros de entrada; los principales factores determinantes del costo del almacenamiento son las características del yacimiento y las relacionadas con la inyección como lo es la permeabilidad, espesor y profundidad de la capa almacenadora, los cuales afectan la velocidad de la inyección y el costo por pozo perforado (ya que es distinto en una formación salina o un campo depresionado).

Bock y *col.* (2003) han hecho estimaciones detalladas sobre costos en una serie de casos en los Estados Unidos para formaciones salinas ubicadas en tierra; su hipótesis sobre las características geológicas se basan en un análisis estadístico de más de 20 formaciones diferentes, estas formaciones representan amplios rangos de profundidad (700-1800 m), el espesor, la permeabilidad, el gasto de inyección y número de pozos.

La estimación del caso base es basado mediante características promedio y presentan un costo de almacenamiento de 0.5 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, los casos de bajo y alto costo representan un rango de formaciones y el costo de entrada es de 0.4-4.5\$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, lo que ilustra la variabilidad resultante de los parámetros de entrada.

**A partir de este punto el término: dólares EU por 17484 pies cúbicos de CO₂ almacenado, se reducirá a: \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, por cuestiones de practicidad.

*La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos.

En Europa los costos para formaciones salinas ubicadas en tierra perforadas a profundidades de 1000-3000 m son de 1.9 a 6.2 \$EU/17484ft³ CO₂ con un valor más certero de 2.8 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado (Hendriks y col., 2002); el estudio también presenta los costos estimados para el almacenamiento costa afuera a las mismas profundidades y están elaboradas con el uso de equipo existente en el lugar (plataformas petroleras) (Hendriks y col., 2002). Los rangos son de 4.7 hasta 12.0 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, mostrando con esto que los costos en alta mar son mucho más superiores a los costos estimados en tierra.

7.3.2 Yacimientos abandonados de aceite y gas

Se ha analizado en campos petrolíferos abandonados en América del Norte y Europa que el costo de almacenamiento de CO₂ es similar al costo en formaciones salinas (Hendriks y col., 2002, Bock y col., 2003); en su trabajo Bock y col. presentan los costos representativos actuales para el yacimiento de aceite y gas ubicado en la cuenca Pérmico (al Oeste de Texas, EU). Para campos abandonados de gas el caso base presenta un costo de 2.4 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, con casos de costo bajo y alto de 0.5 y 12.2 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado respectivamente; mientras que para campos depresionados de aceite el costo del caso base es de 1.3 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, con costos bajo y alto costo de 0.5 y 4.0 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado. Algunas reducciones en costos pueden ser posibles mediante la reutilización de los pozos existentes en estos campos; sin embargo, en algunos casos la rehabilitación de pozos abandonados aumentaría el costo.

En Europa el costo de almacenamiento en campos de aceite y/o gas ubicados costa adentro a profundidades de 1000-3000 m son 1.2-3.8 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado; el valor calculado más probable 1.7 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado.

Mientras que en campos ubicados costa afuera a las mismas profundidades, los gastos se encuentran entre 3.8-8.1 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado (el valor más probable es de 6.0 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado), el costo depende de la profundidad de inyección y la capacidad de reutilización de las plataformas existentes; cabe mencionar que un parámetro importante de este tipo de opción (tanto en mar como en tierra) es que el campo se tiene perfectamente caracterizado y estudiado a este tiempo de vida productiva, y por lo tanto, su conocimiento del comportamiento se ve reflejado en la disminución de los costos del proyecto.

7.3.3 Costos representativos del almacenamiento y gastos de inversión

Los diferentes estudios realizados en formaciones salinas y yacimientos de aceite y/o gas depresionados muestran una gama muy amplia de costos, que se encuentran entre 0.2-30.0 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, esto debido a la naturaleza específica del sitio almacenador, lo que demuestra la amplia variedad de parámetros geológicos presentes dentro de una misma localidad o región y que se deben ser tomados en cuenta. Debido a estas circunstancias habrá varios sitios dentro de un área geográfica con una curva de costos específicos, proporcionando con esto, una mayor capacidad de almacenamiento y un aumento de costos respectivamente.

En Australia la base de datos tan extensa con la que se cuenta, indica que el costo del almacenamiento se ubica a menos de 511 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, para todos los sitios en tierra firme y más de la mitad de los sitios costa afuera; algunos estudios realizados en Estados Unidos y Europa también muestran que el costo de almacenamiento normalmente se encuentra por debajo de los 8 \$EU/17484ft³ CO₂, excepto en los proyectos costa afuera, que implican un alto costo en Europa y yacimientos de gas agotados en EU.

Un estudio reciente sugiere que el 90% de capacidad del almacenamiento europeo puede ser usado por un costo menor a 2 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado (Wildenborg y col., 2005), la evaluación de estas estimaciones de gastos indica que existe un potencial significativo para el almacenamiento a un costo de entre 0.5 a 8 \$EU/17484ft³ CO₂ almacenado, las estimaciones están basadas en la mediana del caso base o los valores más representativos presentados en diferentes estudios (**Tabla 7.1**), los cuales no incluyen los costos de monitoreo y de reparación de pozos a largo plazo.

Cierto tipo de información se encuentra disponible en cuestiones financieras de tipo operacional, captura industrial y proyectos de almacenamiento (**Tabla 7.2**), en Sleipner el costo de capital adicional para un pozo inyector horizontal de 17,484x10¹⁰ pies cúbicos de CO₂ al año fue de 15 millones de dólares EU (Torp y Brown, 2005); se debe tomar en cuenta que en el proyecto Sleipner el CO₂ tuvo que ser extraído del gas natural listo para la venta en el mercado. La decisión de almacenar CO₂ capturado de fuentes emisoras fijas resultó en parte impulsada por los impuestos cobrados a plataformas costa afuera (40 dólares EU por 17484ft³ de CO₂ emitido); sin embargo, los detalles de las multas de tipo energético no se encuentran disponibles. En el proyecto Snohvit el capital estimado de costos de almacenamiento fue de 48 millones de dólares EU para la inyección de 12,238.8 millones de pies cúbicos de CO₂ al año (Kaarstad, 2002); sin embargo, este conjunto de datos es limitado y son necesarios algunos datos adicionales sobre costos reales de proyectos de la industria.

Tabla 7.2 Gastos de inversión en proyectos de almacenamiento de CO₂.

Proyecto	Sleipner	Snøhvit
País	Noruega	Noruega
Inicio	1996	2006
Tipo de almacenamiento	Acuífero	Acuífero
Tasa anual de inyección de CO ₂ (MtCO ₂ por año)	1	0.7
Costa afuera/ Costa adentro	Costa afuera	Costa afuera
Número de pozos	1	1
Longitud del gasoducto [km]	0	160
Costos de capital de inversión millones de dólares EU		
Captura y transporte		
Compresión y deshidratación	79	143
Tubería	79	70
Almacenamiento	Ninguno	73
Perforación y terminación de pozos	15	48
Instalaciones		
Otros	15	25
	****	12
	****	11
Costo total de inversión (millones de dólares EU)	94	191
Costo de operación (millones de dólares EU)		
Impuestos del combustible y del CO ₂	7	
Referencias	Torp y Brown, 2005	Kaarstad, 2002

7.4 Estimación de costos para el almacenamiento en yacimientos con Recuperación Mejorada de aceite y gas

El costo para el almacenamiento geológico de CO₂ puede ser compensado por ingresos adicionales en la industria energética (aumento de producción de aceite y gas), donde la inyección y almacenamiento de CO₂ es combinado con la Recuperación Mejorada; en la actualidad los proyectos comerciales de Recuperación Mejorada y Recuperación Mejorada de metano utilizan la inyección de CO₂, ya que este se compra para el proyecto y representa una proporción significativa del costo de operación. Los beneficios en el incremento de producción, y por tanto del incremento económico con ayuda del RM y la RM de metano lo hace una opción viable y de las primeras en considerar para el almacenamiento geológico de CO₂.

**** No hay cifras disponibles. Subconjunto de un sistema más amplio de capital y gastos de operación de varios procesos, sobre todo de gas natural y tratamiento del condensado.

7.4.1 Recuperación Mejorada de aceite

En tierra firme el costo para el almacenamiento de CO₂ en proyectos de EOR en América del Norte se encuentra bien documentada (Klins, 1984; Jarrell y col., 2002) ya que este proyecto se dan de manera comercial para el aumento de producción de aceite; y aunque el CO₂ es inyectado y almacenado, este no es el motivo principal de estos proyectos y por lo tanto el almacenamiento de CO₂ no se optimiza de manera adecuada.

La base del carácter comercial de las operaciones de Recuperación Mejorada con CO₂ es que los ingresos adicionales del incremento de producción compensan la inversión adicional que genera este tipo de proyectos (incluyendo la compra del CO₂) y por supuesto, proporcionar el retorno de la inversión; sin embargo, los costos difieren entre un proyecto y otro lo que resulta decisivo entre la viabilidad de un proyecto u otro.

Los componentes de la inversión son los compresores, los equipos de separación y eliminación del H₂S, perforación de pozos, adaptación y terminación de pozos ya que en algunos proyectos no es necesaria la perforación de nuevos pozos, los costos de operación son el precio de compra del CO₂, el costo del combustible y los gastos de operación

En Texas el precio de compra del CO₂ resultó ser del 55-75% del costo total de una serie de campos con EOR (un promedio de 68% del costo total) y esto representa una incertidumbre importante en la inversión del EOR, así como los impuestos, las regulaciones gubernamentales y los precios del gas y aceite, los cuales representan otras incertidumbres (Jarrell y col., 2002). El precio de compra de CO₂ indica la magnitud del beneficio del proyecto de Recuperación Mejorada de petróleo para compensar los costos de almacenamiento de CO₂, por mencionar algunos datos podemos mencionar que el precio del CO₂ esta relacionado con el precio de la producción asistida con un precio indicativo de 11.7 dólares EU por 17484ft³ de CO₂ (0.62 dólares EU / Mscf) a un precio intermedio del petróleo West Texas Intermediate de 18 dólares EU por barril, 16.3 dólares EU por 17484ft³ de CO₂ a 25 dólares de EU por barril de petróleo y 32.7 dólares EU por 17484ft³ de CO₂ a 50 dólares EU por barril de petróleo (Jarrell y col., 2002).

7.4.2 Costo del almacenamiento de CO₂ junto con la Recuperación Mejorada de aceite y gas

Estudios recientes han estimado el costo del almacenamiento de CO₂ en sitios con RM (Bock y col., 2003; Hendriks y col., 2002), estos costos han sido estimados por Bock y col. (2003) para proyectos costa adentro en América del Norte, las estimaciones fueron realizadas para un escenario de 3.4967x10¹⁰ pies cúbicos de

CO₂ al año basándose en suposiciones y parámetros de operaciones actuales de RM y algunos datos de costos a nivel industrial; las cuales incluyen estimaciones de la eficacia de EOR-CO₂ en términos del CO₂ inyectado por cada barril de petróleo extraído adicionalmente, la metodología de estas estimaciones de costos de almacenamiento consiste en calcular el punto de equilibrio del precio del CO₂ y el costo del barril adicional recuperado, de manera ideal se consideraría que el CO₂ producido sea separa del petróleo y reinyectarlo nuevamente bajo tierra (lo que reduce el costo de las compras de CO₂); sin embargo, este es un proceso que debe analizarse con mayor profundidad.

Para estimar el costo se utiliza el caso base de un yacimiento representativo a 1,219 m de profundidad basado en un promedio de parámetros de RM en los Estados Unidos con un precio del petróleo de 15 dólares EU por barril, tiene un costo de almacenamiento neto de -14.8 \$EU/17484 ft³ de CO₂ almacenado, este costo negativo indica la cantidad de reducción de costos que una opción de almacenamiento en particular puede ofrecer al volumen de captura total y el sistema de almacenamiento. Los casos de alto y bajo costo representan un rango de efectividad del CO₂, profundidad, distancia de transporte y precio del petróleo son -92.0 y 66.7 \$EU/17484 ft³ de CO₂ almacenado.

El caso de bajo costo asume supuestos favorables de todos sus parámetros (como eficacia, productividad del yacimiento y profundidad), así como un precio por barril de petróleo de 20 dólares estadounidenses; los altos precios del petróleo como los presentes en 2005 de 50 dólares EU por barril modifican considerablemente la economía de los proyectos de proyectos de EOR con CO₂.

Es necesario hacer mención que en la actualidad no hay estudios publicados disponibles para precios altos del petróleo. Otras estimaciones de costos en tierra muestran un costo menor neto, que incluyen un rango de -10.5 a 10.5 dólares EU por cada 17484 ft³ de CO₂ almacenado en Europa (Hendriks y col., 2002), estos estudios muestran que el uso de la Recuperación Mejorada de petróleo junto con el almacenamiento de CO₂ puede ser una opción de costo más bajo que las formaciones salinas y el campos de petróleo y/o gas abandonados.

En la actualidad no existen operaciones de tipo comercial costa afuera y la información sobre los costos en este tipo de almacenamiento es limitada. Un indicativo del costo del almacenamiento en altamar con EOR son las estimaciones hechas por Hendriks y col. (2002) que muestran un rango -10.5 a 21.0 \$EU/17484ft³ de CO₂ almacenado; en el campo Mar del Norte Cuarenta se ha mostrado como una invasión de CO₂ para la Recuperación Mejorada de aceite es una técnica atractiva y puede aumentar la recuperación final de aceite, aunque en la actualidad no resulta ser un proyecto económicamente atractivo (Espie y col., 2003). Las barreras más grandes son de tipo económico, ya que se requiere un gran capital para la adaptación de instalaciones, pozos y líneas de flujo, así como los costos fiscales (impuestos) en el suministro de CO₂; sin embargo, cabe señalar que la economía es cambiante a un valor positivo para el almacenamiento de CO₂.

El potencial benéfico de EOR puede ser deducido del precio de compra del CO₂ y los costos de almacenamiento para los estudios de almacenamiento de RM con CO₂, este valor indicativo se encuentra entre los valores de 0–16 dólares EU por cada 17484ft³ de CO₂, en algunos casos puede darse el caso de que no exista ningún beneficio en la Recuperación Mejorada de aceite; la estimación máxima del rango benéfico alcanza hasta 92 dólares EU por cada 17484 ft³ de CO₂ para un caso de estudio que abarque parámetros favorables. De manera general los mayores beneficios se producirán en escenarios con un alto precio del petróleo, similares a los que se han producido desde 2003 y en sitios favorables (ideales) para el almacenamiento; a 50 dólares EU por barril de petróleo, el rango puede aumentar hasta 30 dólares EU por cada 17484 ft³ de CO₂.

La Recuperación Mejorada de gas con CO₂ es una tecnología menos desarrollada que la RM ya que no tiene un uso de tipo comercial, algunas consideraciones para no tener un uso comercial son el costo del CO₂, la infraestructura, así como la preocupación por mezclar de manera excesiva los gases y la alta tasa de recuperación primaria de muchos yacimientos de gas. La estimación de los costos muestra que la Recuperación Mejorada de gas con CO₂ puede proveer un beneficio de 4.16 dólares EU por 17484 ft³ de CO₂, en función del precio del gas y la eficacia de la recuperación (Oldenburg y col., 2002).

7.4.3 Costo de almacenamiento de CO₂ en yacimiento de carbón y la recuperación de metano

La inyección de CO₂ para la Recuperación Mejorada de metano es una tecnología inmadura ya que aún no tiene un uso comercial como la de campos de gas, aquí los ingresos económicos del gas producido podría compensar los gastos de inversión y proporcionar una fuente de ingresos para los inversionistas, en este tipo de proyectos los datos de los costos están basados en otros tipos de operaciones con CBM que se encuentran en uso. Existe una incertidumbre significativa en la eficacia del almacenamiento de CO₂ en capas de carbón en relación con el ECBM debido a que no se tiene ninguna experiencia comercial sin embargo el beneficio de los ingresos dependerá del precio de los gases. Los costos de los pozos son un factor importante en el ECBM debido a que se requieren muchos pozos, en un estudio reciente de un proyecto de ECBM (Schreurs, 2002), el costo por producción de pozos fue de aproximadamente \$750,000 dólares EU por pozo, donde el costo por pozo inyector fue de \$430,000 dólares EU aproximadamente.

La Agencia Internacional de la Energía-Gases de Efecto Invernadero (IEA-GHG por sus siglas en inglés) desarrolló una curva global de costos de la Recuperación Mejorada de metano con CO₂ algunos costos de almacenamiento que van desde -20 a 150 dólares EU por 17484ft³ de CO₂, con lo que se llegó a la conclusión de que sólo los sitios más favorables representan menos del 10% de la capacidad

mundial de almacenamiento podría presentar costos negativos. En Estados Unidos las estimaciones realizadas para el almacenamiento de ECBM-CO₂ en instalaciones costa adentro (Bock y col., 2003) se estiman mediante la eficacia del ECBM en términos del CO₂ inyectado y el incremento del gas producido (como en el caso de EOR), que va desde 1.5 hasta 10 unidades (valor base de los 2 casos) de CO₂ por unidad de metano recuperado; otro insumo básico es la tasa de producción de gas esperada, la distancia entre pozos inyectores y productores, el número de pozos y su profundidad.

El caso base para el almacenamiento de 36,716.4 millones de pies cúbicos de CO₂ por año en un yacimiento representativo de 610 m de profundidad requiere de 270 pozos, el precio del gas se supone en un precio de 1.90 dólares EU por gigajulios (2 dólares EU por MBTU), tiene un costo de almacenamiento neto de -8.1 dólares EU por cada 17484 ft³ de CO₂ almacenado. Los casos de costos bajo y alto representan un rango de parámetros, los cuales van desde -26.4 a 11.1 \$EU/17484ft³ de CO₂ almacenado; la variedad de estas estimaciones es comparable a otras realizadas como por ejemplo a las realizadas en Canadá (Wong y col., 2001) y Europa (Hendriks y col., 2002), la recuperación mejorada de metano en yacimientos de carbón no ha considerado a detalle las condiciones de altamar y por ende, las estimaciones de costos para este tipo de proyectos no se encuentran disponibles. Solo un proyecto a escala industrial de ECBM-CO₂ ha sido realizado hasta la fecha, el proyecto Allison en Estados Unidos, un análisis de este proyecto (que presenta características geológicas muy favorables), sugiere que la economía del ECBM en EU es cuestionable en las actuales condiciones fiscales y precios del gas (IEA-GHG, 2004).

Los análisis económicos sugieren que los proyectos pueden ser rentables comercialmente si existe un precio elevado del gas (ceca de los 4 dólares EU por GJ) y el precio de 12 a 18 dólares EU por cada 17,484 pies cúbicos de CO₂; por otra parte Reeves (2005) utilizó un modelo detallado y un análisis económico para mostrar el precio del gas de equilibrio de 2.44 dólares EU por GJ (2.57 dólares EU por MBTU), incluidos los costos de 5.19 dólares EU por tonelada de CO₂ para la compra en campo.

7.5 Reducción de costos

Existe poca literatura e información en cuanto a reducción de costos para el almacenamiento geológico de CO₂; es necesario mencionar que las economías de escala tienden a ser importantes, y de la misma manera, se prevé que la reducción de costos se logrará con la aplicación del aprendizaje a partir de proyectos de almacenamiento en una etapa temprana, la optimización de nuevos proyectos y la aplicación de tecnologías de punta (como pozos horizontales y multilaterales, que son ampliamente utilizados en la industria petrolera).

CONCLUSIONES

Las estimaciones actuales sobre la capacidad de almacenamiento no son precisas debido a la diversidad en los métodos utilizados, así como por la exclusión de sitios con potencial de almacenamiento que no han sido descubiertos o tomados en cuenta, por lo que es necesario establecer parámetros más aproximados sobre las metodologías de evaluación.

El manejo de CO₂ dentro de un proyecto involucra muchos componentes (como los son la recolección, distribución, inyección e inclusive la producción), los cuales deben ser diseñados y operados en base a las condiciones de cada proyecto en particular, ya que el proyecto debe proporcionar confianza operacional; para esto nos podemos apoyar en experiencias obtenidas en otros proyectos a nivel mundial. Esta experiencia proviene tanto de la industria petrolera que ha sido desarrollada y aplicada por más de 100 años aproximadamente, así como de un gran número de actividades comerciales relacionadas con la inyección y almacenamiento geológico de CO₂, realizados durante los últimos 10-30 años; sin embargo, el almacenamiento de CO₂ involucra una nueva tecnología y quedan muchas cuestiones por responder.

La información arrojada por proyectos a nivel internacional muestra que las operaciones de almacenamiento geológico pueden realizarse sin presentar mayores riesgos para la salud y el medio ambiente local, de manera similar que en la industria petrolera; no obstante, es necesario un mayor conocimiento de los riesgos de fuga en pozos dañados mediante el uso de simuladores (es necesaria la cuantificación de gastos de las posibles fugas), de los potenciales impactos de tipo ambiental (marinos y terrestres), así como los posibles riesgos para la salud humana y los protocolos de seguridad convenientes para el almacenamiento geológico.

Un punto importante es que la aplicación generalizada del almacenamiento geológico de CO₂ depende del potencial global, la madurez tecnológica, la difusión y transferencia de la tecnología a los países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, los aspectos normativos, las cuestiones ambientales y la opinión pública.

En cuanto a los costos, para los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ y la selección del CO₂ como fluido a inyectar (o fluido disolvente en alguna aplicación de la industria petrolera), este se encuentra directamente influenciado en su totalidad por el costo del fluido y su disponibilidad en el campo; es decir, que para la realización de proyectos de inyección de CO₂ se necesita una fuente lo más cercana posible que proporcione el suministro necesario de dióxido de carbono. No existe información adecuada sobre el control de las estrategias y necesidades que afecten los costos, por lo tanto el costo potencial se basa en pocos proyectos de Recuperación Mejorada con CO₂.

Por tal motivo, se puede suponer que la disminución de niveles de emisiones contaminantes por medio de la sustitución o innovación tecnológica a nivel mundial implica mayor inversión y/o mayores costos a corto plazo, lo cual no se reflejará en beneficios inmediatos; es decir, en los ingresos, lo que a su vez puede restringir los planes e intenciones de implementaciones tecnológicas de empresas y/o naciones.

En lo que a México corresponde, aún no se cuenta con la experiencia necesaria en la inyección de CO₂ y no es posible contemplar de manera viable un proyecto de almacenamiento geológico en un futuro inmediato; sin embargo, la opción de Recuperación Mejorada se puede contemplar como factible, ya que PEMEX tiene grandes retos que cumplir, como lo es producir el aceite en forma económica para seguir siendo el pilar económico del país (es necesario alcanzar y mantener perfiles de producción rentables que justifiquen el desarrollo, controlar la irrupción temprana de gas y/o agua y asegurar que el crudo cumpla con las especificaciones en los puntos de venta).

Como se mencionó, una de las oportunidades que PEMEX tiene para lograr esto es la de aplicar métodos de Recuperación Mejorada para incrementar los perfiles de producción y el factor de recuperación final para lograr un proyecto rentable; la inyección de CO₂ puede llegar a ser una opción viable como método de Recuperación Mejorada de hidrocarburos tanto en condiciones miscibles como inmiscibles, debido a los beneficios que presenta, ya que en algunos campos se han mostrado los beneficios de la inyección sobre el factor de recuperación final, y por efectos de hinchamiento, disminución en la densidad y viscosidad, se ve una mejora de la movilidad del aceite dentro del yacimiento y hacia la superficie. Esto es necesario recalcarlo debido a que PEMEX ha descubierto importantes oportunidades de desarrollo petrolero en el Golfo de México, donde la mayoría corresponden a aceite pesado y extrapesado, lo que trae como consecuencia grandes retos para producir el aceite en forma económica.

REFERENCIAS

- Ahmad**, M.U. y J.A. Smith, 1988: Earthquakes, injection wells and the Perry Nuclear Power Plant, Cleveland, Ohio. *Geology*, 16, 739–742.
- Akimoto**, K., H. Kotsubo, T. Asami, X. Li, M. Uno, T. Tomoda y T. Ohsumi, 2003: Evaluation of carbon sequestrations in Japan with a mathematical model. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, v.I, 913–918.
- Alberta Energy and Utilities Board**, 2003: Well abandonment guide, August 2003 incorporating errata to August 2004, <http://www.eub.gov.ab.ca/bbs/products/guides/g20.pdf>.
- Allinson**, W.G, D.N. Nguyen y J. Bradshaw, 2003: The economics of geological storage of CO₂ in Australia, *APPEA Journal*, 623.
- **Allis**, R., T. Chidsey, W. Gwynn, C. Morgan, S. White, M. Adams y J. Moore, 2001: Natural CO₂ reservoirs on the Colorado Plateau and southern Rocky Mountains: Candidates for CO₂ sequestration. Proceedings of the First National Conference on Carbon Sequestration, 14–17 May 2001, DOE NETL, Washington, DC.
- Alston**, R.B., G.P. Kokolis y C.F. James, 1985: CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for impure CO₂ streams and live oil systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 25(2), 268–274.
- Amadeo**, N., H. Bajano, J. Comas, J.P. Daverio, M.A. Laborde, J.A. Poggi y D.R. Gómez, 2005: Assessment of CO₂ capture and storage from thermal power plants in Argentina. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 243-252.
- Angus**, S., B. Armstrong y K.M. de Reuck, 1973: International Thermodynamic Tables of the Fluid State Volume 3. Carbon Dioxide. IUPAC Division of Physical Chemistry, Pergamon Press, London, pp. 266–359.
- Anheden**, M., A. Andersson, C. Bernstone, S. Eriksson, J. Yan, S. Liljemark y C. Wall, 2005: CO₂ quality requirement for a system with CO₂ capture, transport and storage. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 2559-2566.
- Apps**, J., 2005: The Regulatory Climate Governing the Disposal of Liquid Wastes in Deep Geologic Formations: a Paradigm for Regulations for the Subsurface Disposal of CO₂, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project, v.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), ElsevierScience, London, pp. 1163–1188.
- **Bachu**, S., 2000: Sequestration of carbon dioxide in geological media: Criteria and approach for site selection. *Energy Conservation and Management*, 41(9), 953–970.
- Bachu**, S., 2003: Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media. *Environmental Geology*, 44(3), 277–289.
- Bachu**, S. y J.J. Adams, 2003: Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: Capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution. *Energy Conversion and Management*, 44(20), 3151–3175.
- Bachu**, S. y M. Dusseault, 2005: Underground injection of carbon dioxide in salt beds. Proceedings of the Second International Symposium on Deep Well Injection, C-F. Tsang and J. Apps (eds.), 22–24 October 2003, Berkeley, CA, In press.
- Bachu**, S. y K. Haug, 2005: In-situ characteristics of acid –gas injection operations in the Alberta basin, western Canada: Demonstration of CO₂ geological storage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier, London, pp. 867–876.
- Bachu**, S. y J.C. Shaw, 2003: Evaluation of the CO₂ sequestration capacity in Alberta's oil and gas reservoirs at depletion and the effect of underlying aquifers. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(9), 51–61.

- Bachu, S.** y J.C. Shaw, 2005: CO₂ storage in oil and gas reservoirs in western Canada: Effect of aquifers, potential for CO₂-flood enhanced oil recovery and practical capacity. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 361-370.
- Bachu, S.**, J.C. Shaw y R.M. Pearson, 2004: Estimation of oil recovery and CO₂ storage capacity in CO₂ EOR incorporating the effect of underlying aquifers. SPE Paper 89340, presented at the Fourteenth SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, April 17-21, 2004, 13 pp.
- Baes, C.F.**, S.E. Beall, D.W. Lee y G. Marland, 1980: The collection, disposal and storage of carbon dioxide. In: Interaction of Energy and Climate, W. Bach, J. Pankrath and J. William (eds.), 495–519, D. Reidel Publishing Co.
- Beecy, D.** y V.A. Kuuskra, 2005: Basin strategies for linking CO₂ enhanced oil recovery and storage of CO₂ emissions. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 351-360.
- Benson, S.M.**, 2005: Lessons learned from industrial and natural analogs for health, safety and environmental risk assessment for geologic storage of carbon dioxide. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier, London, pp. 1133–1141.
- Benson, S.M.**, E. Gasperikova y G.M. Hoversten, 2005: Monitoring protocols and life-cycle costs for geologic storage of carbon dioxide. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 1259-1266.
- Bøe, R.**, C. Magnus, P.T. Osmundsen y B.I. Rindstad, 2002: CO₂ point sources and subsurface storage capacities for CO₂ in aquifers in Norway. NorskGeologiskeUndersogelske, Trondheim, Norway, NGU Report 2002.010, 132 pp.
- Bergman, P.D.** y E.M. Winter, 1995: Disposal of carbon dioxide in aquifers in the US. Energy Conversion and Management, 36(6), 523–526.
- Bergman, P.D.**, E.M. Winter y Z-Y. Chen, 1997: Disposal of power plant CO₂ in depleted oil and gas reservoirs in Texas. Energy Conversion and Management, 38(Suppl.), S211–S216.
- Bock, B.**, R. Rhudy, H. Herzog, M. Klett, J. Davison, D. De la Torre Ugarte y D. Simbeck, 2003: Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Options. DOE Research Report DE-FC26-00NT40937.
- Bondor, P.L.**, 1992: Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion and Management, 33(5), 579–586.
- Bossie-Codreanu, D.**, Y. Le-Gallo, J.P. Duquerroix, N. Doerler y P. Le Thiez, 2003: CO₂ sequestration in depleted oil reservoirs. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 403–408.
- Bradshaw, J.B.**, E. Bradshaw, G. Allinson, A.J. Rigg, V. Nguyen y A. Spencer, 2002: The potential for geological sequestration of CO₂ in Australia: preliminary findings and implications to new gas field development. Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal, 42(1), 24–46.
- **Bradshaw, J.**, G. Allinson, B.E. Bradshaw, V. Nguyen, A.J. Rigg, L. Spencer y P. Wilson, 2003: Australia's CO₂ geological storage potential and matching of emissions sources to potential sinks. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 633–638.
- **Brennan, S.T.** y R.C. Burruss, 2003: Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment. USGS OFR 03-0452 available at <http://pubs.usgs.gov/of/of03-452/>.
- Celia, M.A.** y S. Bachu, 2003: Geological sequestration of CO₂: Is leakage avoidable and acceptable? Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October, Kyoto Japan, Pergamon, v. 1, pp. 477–482.
- Celia, M.A.**, S. Bachu, J.M. Nordbotten, S.E. Gasda y H.K. Dahle, 2005: Quantitative estimation of CO₂ leakage from geological storage: Analytical models, numerical models and data needs.

- Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.(GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 663-672.
- Chadwick**, R.A., P. Zweigel, U. Gregersen, G.A. Kirby, S. Holloway y P.N. Johannesen, 2003: Geological characterization of CO₂ storage sites: Lessons from Sleipner, northern North Sea. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 321–326.
- Chikatamarla**, L. y M.R. Bustin, 2003: Sequestration potential of acid gases in Western Canadian Coals. Proceedings of the 2003 International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama, Tuscaloosa, AL, May 5–8, 2003, 16 pp.
- Chiodini**, G., F. Frondini, C. Cardellini, D. Granieri, L. Marini y G. Ventura, 2001: CO₂ degassing and energy release at Solfatara volcano, CampiFlegrei, Italy. *Journal of Geophysical Research*, 106(B8), 16213–16221.
- Christman**, P.G. y S.B. Gorell, 1990: Comparison of laboratory and field-observed CO₂ tertiary injectivity. *Journal of Petroleum Technology*, February 1990.
- Clarkson**, C.R. y R.M. Bustin, 1997: The effect of methane gas concentration, coal composition and pore structure upon gas transport in Canadian coals: Implications for reservoir characterization. Proceedings of International Coalbed Methane Symposium, 12–17 May 1997, University of Alabama, Tuscaloosa, AL, pp. 1–11.
- Clemens**, T. y K. Wit, 2002: CO₂ enhanced gas recovery studied for an example gas reservoir, SPE 77348, presented at the SPE Annual Technical Meeting and Conference, San Antonio, Texas, 29 September - 2 October 2002.
- Cook**, P.J., 1999: Sustainability and nonrenewable resources. *Environmental Geosciences*, 6(4), 185–190.
- Crolet**, J.-L., 1983: Acid corrosion in wells (CO₂, H₂S): Metallurgical aspects. *Journal of Petroleum Technology*, August 1983, 1553–1558.
- Dooley**, J.J., R.T. Dahowski, C.L. Davidson, S. Bachu, N. Gupta y J. Gale, 2005: A CO₂ storage supply curve for North America and its implications for the deployment of carbon dioxide capture and storage systems. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 593-602.
- **Doughty**, C. y K. Pruess, 2004: Modeling Supercritical Carbon Dioxide Injection in Heterogeneous Porous Media, *Vadose Zone Journal*, 3(3), 837–847.
- Doughty**, C., K. Pruess, S.M. Benson, S.D. Hovorka, P.R. Knox y C.T. Green, 2001: Capacity investigation of brine-bearing sands of the Frio Formation for geologic sequestration of CO₂. Proceedings of First National Conference on Carbon Sequestration, 14–17 May 2001, Washington, D.C., United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, CD-ROM USDOE/ NETL-2001/1144, Paper P.32, 16 pp.
- Dusseault**, M.B., S. Bachu y L. Rothenburg, 2004: Sequestration of CO₂ in salt caverns. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(11), 49–55.
- Enick**, R.M. y S.M. Klara, 1990: CO₂ solubility in water and brine under reservoir conditions. *Chemical Engineering Communications*, 90, 23–33.
- Ennis-King**, J. y L. Paterson, 2001: Reservoir engineering issues in the geological disposal of carbon dioxide. Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), D. Williams, D. Durie, P. McMullan, C. Paulson and A. Smith (eds.), 13–16 August 2000, Cairns, Australia, CSIRO Publishing, Collingwood, Victoria, Australia, pp. 290–295.
- Ennis-King**, J, C.M. Gibson-Poole, S.C. Lang y L. Paterson, 2003: Long term numerical simulation of geological storage of CO₂ in the Petrel sub-basin, North West Australia. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 507–511.
- Espie**, A.A, P.J Brand, R.C. Skinner, R.A. Hubbard y H.I. Turan, 2003: Obstacles to the storage of CO₂ through EOR in the North Sea. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 213–218.
- EU**, 2000: White Paper on Environmental Liability. COM(2000) 66 final, 9 February 2000. European Union Commission, Brussels.
http://http://aei.pitt.edu/archive/00001197/01/environment_liability_wp_COM_2000_66.pdf

- Flett**, M.A., R.M. Gurton y I.J. Taggart, 2005: Heterogeneous saline formations: Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 501-510.
- Freund**, P., 2001: Progress in understanding the potential role of CO₂ storage. Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson and A.Y. Smith (eds.), 13–16 August 2000, Cairns, Australia, pp. 272–278.
- Gale**, J.J., 2004: Using coal seams for CO₂ sequestration. *Geologica Belgica*, 7(1–2), In press.
- Gale**, J. y P. Freund, 2001: Coal-bed methane enhancement with CO₂ sequestration worldwide potential. *Environmental Geosciences*, 8(3), 210–217.
- Garg**, A., D. Menon-Choudhary, M. Kapshe y P.R. Shukla, 2005: Carbon dioxide capture and storage potential in India. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada.
- Gasem**, K.A.M., R.L. Robinson y S.R. Reeves, 2002: Adsorption of pure methane, nitrogen and carbon dioxide and their mixtures on San Juan Basin coal. U.S. Department of Energy Topical Report, Contract No. DE-FC26-OONT40924, 83 pp.
- Gibbs**, J.F., J.H. Healy, C.B. Raleigh y J. Coakley, 1973: Seismicity in the Rangely, Colorado area: 1962–1970, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 63, 1557–1570.
- Granieri**, D., G. Chiodini, W. Marzocchi y R. Avino, 2003: Continuous monitoring of CO₂ soil diffuse degassing at Phlegraean Fields (Italy): influence of environmental and volcanic parameters. *Earth and Planetary Science Letters*, 212(1–2), 167–179.
- Grigg**, R.B., 2005: Long-term CO₂ storage: Using petroleum industry experience, *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project*, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier, London, pp. 853–866.
- Gunter**, W.D., E.H. Perkins y T.J. McCann, 1993: Aquifer disposal of CO₂-rich gases: reaction design for added capacity. *Energy Conversion and Management*, 34, 941–948.
- Gunter**, W.D., B. Wiwchar y E.H. Perkins, 1997: Aquifer disposal of CO₂-rich greenhouse gases: Extension of the time scale of experiment for CO₂-sequestering reactions by geochemical modelling. *Mineralogy and Petrology*, 59, 121–140.
- **Gunter**, W.D., S. Bachu y S. Benson, 2004: The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide. In: *Geological Storage of Carbon Dioxide: Technology*. S. Baines and R.H. Worden (eds.), Special Publication of Geological Society, London, UK. Special Publication 233.
- Gunter**, W.D., M.J. Mavor y J.R. Robinson, 2005: CO₂ storage and enhanced methane production: field testing at Fenn-Big Valley, Alberta, Canada, with application. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 413-422.
- Gupta**, N., B. Sass, J. Sminchak y T. Naymik, 1999: Hydrodynamics of CO₂ disposal in a deep saline formation in the midwestern United States. Proceedings of the 4th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-4), B. Eliasson, P.W.F. Riemer and A. Wokaun (eds.), 30 August to 2 September 1998, Interlaken, Switzerland, Pergamon, 157–162.
- Gurevich**, A.E., B.L. Endres, J.O. Robertson Jr. y G.V. Chilingar, 1993: Gas migration from oil and gas fields and associated hazards. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 9, 223–238.
- Haidl**, F.M., S.G. Whittaker, M. Yurkowski, L.K. Kreis, C.F. Gilboy y R.B. Burke, 2005: The importance of regional geological mapping in assessing sites of CO₂ storage within intracratonic basins: Examples from the IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 751-760.
- Hantush**, M.S., 1960: Modifications to the theory of leaky aquifers, *Journal of Geophysical Research*, 65(11), 3713–3725.
- Hantush**, M.S. y C.E. Jacobs, 1955: Non-steady radial flow to an infinite leaky aquifer. *Transactions of the American Geophysical Union*, 2, 519–524.
- Hefner**, T. A. y K.T. Barrow, 1992: AAPG Treatise on Petroleum Geology. Structural Traps VII, pp. 29–56.

- Heinrich**, J.J., H.J. Herzog y D.M. Reiner, 2003: Environmental assessment of geologic storage of CO₂. Second National Conference on Carbon Sequestration, 5–8 May 2003, Washington, DC.
- Hendriks**, C., W. Graus and F. van Bergen, 2002: Global carbon dioxide storage potential and costs. Report Ecofys&The Netherland Institute of Applied Geoscience TNO, Ecofys Report EEP02002, 63 pp.
- Holloway**, S. (ed.), 1996: The underground disposal of carbon dioxide. Final report of Joule 2 Project No. CT92-0031. British Geological Survey, Keyworth, Nottingham, UK, 355 pp.
- **Holloway**, S., 1997: Safety of the underground disposal of carbon dioxide. Energy Conversion and Management, 38(Suppl.), S241–S245.
- Holloway**, S. y D. Savage, 1993: The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. Energy Conversion and Management, 34(9–11), 925–932.
- Holt**, T., J. L. Jensen and E. Lindeberg, 1995: Underground storage of CO₂ in aquifers and oil reservoirs. Energy Conversion and Management, 36(6–9), 535–538.
- Holtz**, M.H., 2002: Residual gas saturation to aquifer influx: A calculation method for 3-D computer reservoir model construction. SPE Paper 75502, presented at the SPE Gas Technologies Symposium, Calgary, Alberta, Canada. April 2002.
- Holtz**, M.H., P.K. Nance y R.J. Finley, 2001: Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas. Environmental Geosciences, 8(3) 187–199.
- Hovorka**, S.D., C. Doughty y M.H. Holtz, 2005: Testing Efficiency of Storage in the Subsurface: Frio Brine Pilot Experiment, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada. September 5–9, 2004, v.II, 1361-1366.
- IEA-GHG**, 1998: Enhanced Coal Bed Methane Recovery with CO₂ Sequestration, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report No. PH3/3, August, 139 pp.
- IEA-GHG**, 2004: A Review of Global Capacity Estimates for the Geological Storage of Carbon Dioxide, IEA Greenhouse Gas R&D Programme Technical Review (TR4), March 23, 2004, 27.
- Ispen**, K.H. y F.L. Jacobsen, 1996: The Linde structure, Denmark: an example of a CO₂ depository with a secondary chalk cap rock. Energy and Conversion and Management, 37(6–8), 1161–1166.
- Jarrell**, P.M., C.E. Fox, M.H. Stein y S.L. Webb, 2002: Practical Aspects of CO₂ Flooding. SPE Monograph Series No. 22, Richardson, TX, 220 pp.
- Jimenez**, J.A y R.J. Chalaturnyk, 2003: Are disused hydrocarbon reservoirs safe for geological storage of CO₂? Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 471–476.
- Johnson**, J.W., J.J. Nitao y J.P. Morris, 2005: Reactive transport modeling of cap rock integrity during natural and engineered CO₂ storage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson, (ed.), Elsevier, London, pp. 787–814.
- Kaarstad**, O., 1992: Emission-free fossil energy from Norway. Energy Conversion and Management, 33(5–8), 619–626.
- Kaarstad**, O., 2002: Geological storage including costs and risks, in saline aquifers, Proceedings of workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina Canada, 2002.
- Katzung**, G., P. Krull y F. Kühn, 1996: Die Havarie der UGS-Sonde Lauchstädt 5 im Jahre 1988 - Auswirkungen und geologische Bedingungen. Zeitschrift für Angewandte Geologie, 42, 19–26.
- Keith**, D., H. Hassanzadeh y M. Pooladi-Darvish, 2005: Reservoir Engineering To Accelerate Dissolution of Stored CO₂ In Brines. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 2163-2168.
- Kling**, G.W., M.A. Clark, H.R. Compton, J.D. Devine, W.C. Evans, A.M. Humphrey, E.J. Doenigsberg, J.P. Lockword, M.L. Tuttle y G.W. Wagner, 1987: The lake gas disaster in Cameroon, West Africa, Science, 236, 4798, 169–175.
- Klins**, M.A., 1984: Carbon Dioxide Flooding, D. Reidel Publishing Co., Boston, MA, 267 pp.
- Klins**, M.A. y S.M. Farouq Ali, 1982: Heavy oil production by carbon dioxide injection. Journal of Canadian Petroleum Technology, 21(5), 64–72.
- Koide**, H. y K. Yamazaki, 2001: Subsurface CO₂ disposal with enhanced gas recovery and biogeochemical carbon recycling. Environmental Geosciences, 8(3), 218–224.

- Koide**, H.G., Y. Tazaki, Y. Noguchi, S. Nakayama, M. Iijima, K. Ito y Y. Shindo, 1992: Subterranean containment and long-term storage of carbon dioxide in unused aquifers and in depleted natural gas reservoirs. *Energy Conversion and Management*, 33(5–8), 619–626.
- Koide**, H.G., M. Takahashi y H. Tsukamoto, 1995: Self-trapping mechanisms of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 36(6–9), 505–508.
- Koide**, H., M. Takahashi, Y. Shindo, Y. Tazaki, M. Iijima, K. Ito, N. Kimura y K. Omata, 1997: Hydrate formation in sediments in the sub-seabed disposal of CO₂. *Energy-The International Journal*, 22(2/3), 279–283.
- Korbol**, R. y A. Kaddour, 1994: Sleipner West CO₂ disposal: injection of removed CO₂ into the Utsira formation. *Energy Conversion and Management*, 36(6–9), 509–512.
- Kovscek**, A.R., 2002: Screening criteria for CO₂ storage in oil reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 20(7–8), 841–866.
- Krom**, T.D., F.L. Jacobsen y K.H. Ipsen, 1993: Aquifer based carbon dioxide disposal in Denmark: capacities, feasibility, implications and state of readiness. *Energy Conversion and Management*, 34(9–11), 933–940.
- Krooss**, B.M., F. van Bergen, Y. Gensterblum, N. Siemons, H.J.M. Pagnier y P. David, 2002: High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals. *International Journal of Coal Geology*, 51(2), 69–92.
- Kumar**, A., M.H. Noh, K. Sepehrnoori, G.A. Pope, S.L. Bryant y L.W. Lake, 2005: Simulating CO₂ storage in deep saline aquifers, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project, v.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson, (ed.), Elsevier, London. pp. 977–898.
- Larsen**, J.W., 2003: The effects of dissolved CO₂ on coal structure and properties. *International Journal of Coal Geology*, 57, 63–70.
- Larsen**, M., N.P. Christensen, B. Reidulv, D. Bonijoly, M. Duser, G. Hatzianis, C. Hendriks, S. Holloway, F. May y A. Wildenborg, 2005: Assessing European potential for geological storage of CO₂ - the GESTCO project. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, September 5–9, 2004, Vancouver, Canada.
- Law**, D. (ed.), 2005: Theme 3: CO₂ Storage Capacity and Distribution Predictions and the Application of Economic Limits. In: IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project Summary Report 2000–2004, M. Wilson and M. Monea (eds.), *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT7)*, Volume III, p 151–209.
- Law**, D.H.-S., L.G.H. van der Meer y W.D. Gunter, 2003: Comparison of numerical simulators for greenhouse gas storage in coal beds, Part II: Flue gas injection. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT- 6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 563–568.
- Lichtner**, P.C., 2001: FLOTRAN User's Manual. Los Alamos National Laboratory Report LA-UR-01-2349, Los Alamos, NM, 2001.
- Lindeberg**, E. y D. Wessel-Berg, 1997: Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO₂. *Energy Conversion and Management*, 38(Suppl.), S229–S234.
- Lindeberg**, E., A. Ghaderi, P. Zweigel y A. Lothe, 2001: Prediction of CO₂ dispersal pattern improved by geology and reservoir simulation and verified by time lapse seismic, *Proceedings of 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson y A.Y. Smith (eds.), CSIRO, Melbourne, Australia. pp. 372–377.
- **Lippmann**, M.J. y S.M. Benson, 2003: Relevance of underground natural gas storage to geologic sequestration of carbon dioxide. Department of Energy's Information Bridge, <http://www.osti.gov/dublincore/ecd/servlets/purl/813565Mvm7Ve/native/813565.pdf>, U.S. Government Printing Office (GPO).
- Looney**, B. y R. Falta, 2000: *Vadose Zone Science and Technology Solutions: Volume II*, Batelle Press, Columbus, OH.
- Magoon**, L.B. and W.G. Dow, 1994: The petroleum system. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60*, 3–24.
- Marchetti**, C., 1977: On Geoengineering and the CO₂ Problem. *Climatic Change*, 1, 59–68.
- Martin**, F.D. y J. J. Taber, 1992: Carbon dioxide flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 44(4), 396–400.

- May, F.**, 1998: Thermodynamic modeling of hydrothermal alteration and geoindicators for CO₂-rich waters. *Zeitschrift der Deutschen Geologischen Gesellschaft*, 149, 3, 449–464.
- McGrail, B.P.**, S.P. Reidel y H.T. Schaef, 2003: Use and features of basalt formations for geologic sequestration. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.II, 1637–1641.
- McKelvey, V.E.**, 1972: Mineral resource estimates and public policy. *American Scientist*, 60(1), 32–40.
- McPherson, B.J.O.L.** y B.S. Cole, 2000: Multiphase CO₂ flow, transport and sequestration in the Powder River basin, Wyoming, USA. *Journal of Geochemical Exploration*, 69–70(6), 65–70.
- Metcalfe, R.S.**, 1982: Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO₂ and rich gas displacements. *SPE Journal*, 22(2), 219–225.
- Moritis, G.**, 2003: CO₂ sequestration adds new dimension to oil, gas production. *Oil and Gas Journal*, 101(9), 71–83.
- Morner, N.A.** y G. Etiope, 2002: Carbon degassing from the lithosphere. *Global and Planetary Change*, 33, 185–203.
- Morrow, T.B.**, D.L. George y M.G. Nored, 2003: Operational factors that affect orifice meter accuracy: Key findings from a multi-year study. *Flow Control Network*.
- Nitao, J.J.**, 1996: The NUFT code for modeling nonisothermal, multiphase, multicomponent flow and transport in porous media. *EOS, Transactions of the American Geophysical Union*, 74(3), 3.
- Nordbotten, J.M.**, M.A. Celia y S. Bachu, 2005a: Injection and storage of CO₂ in deep saline aquifers: Analytical solution for CO₂ plume evolution during injection. *Transport in Porous Media*, 58, 339–360, DOI 10.1007/s11242-004-0670-9.
- North, D.W.**, 1999: A perspective on nuclear waste. *Risk Analysis*, 19, 751–758.
- Obdam, A.**, L.G.H. van der Meer, F. May, C. Kervevan, N. Bech y A. Wildenborg, 2003: Effective CO₂ storage capacity in aquifers, gas fields, oil fields and coal fields. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 339–344.
- Oen, P. M.**, 2003: The development of the Greater Gorgon Gas Fields. *The APPEA Journal* 2003, 43(2), 167–177.
- Oil and Gas Conservation Regulations, 1985** (with amendments through 2000): Saskatchewan Industry and Resources, 70 pp.
- Oldenburg, C.M.**, K. Pruess y S. M. Benson, 2001: Process modeling of CO₂ injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery. *Energy and Fuels*, 15, 293–298.
- Oldenburg, C.M.**, S.H. Stevens y S.M. Benson, 2002: Economic Feasibility of Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery (CSEGR). Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 691–696.
- Palmer, I.** y J. Mansoori, 1998: How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(6), 539–544.
- Pearce, J.M.**, S. Holloway, H. Wacker, M.K. Nelis, C. Rochelle y K. Bateman, 1996: Natural occurrences as analogues for the geological disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 37(6–8), 1123–1128.
- **Pearce, J.M.**, J. Baker, S. Beaubien, S. Brune, I. Czernichowski-Lauriol, E. Faber, G. Hatziyannis, A. Hildebrand, B.M. Krooss, S. Lombardi, A. Nador, H. Pauwels y B.M. Schroot, 2003: Natural CO₂ accumulations in Europe: Understanding the longterm geological processes in CO₂ sequestration. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 417–422
- **Perry, K.F.**, 2005: Natural gas storage industry experience and technology: Potential application to CO₂ geological storage, *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations—Results from the CO₂ Capture Project*, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 815–826.
- Piessens, K.** y M. Dusar, 2004: Feasibility of CO₂ sequestration in abandoned coal mines in Belgium. *Geologica Belgica*, 7-3/4. In press.

- Pizzino, L., G. Galli, C. Mancini, F. Quattrocchi y P. Scarlato, 2002:** Natural gas hazard (CO₂, 222Rn) within a quiescent volcanic region and its relations with tectonics; the case of the Ciampino-Marino area, Alban Hills Volcano, Italy. *Natural Hazards*, 27(3), 257–287.
- Pruess, K., C. Oldenburg y G. Moridis, 1999:** TOUGH2 User's Guide, Version 2.0, Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-43134, Berkeley, CA, November, 1999.
- Pruess, K., J. García, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel y T. Xu, 2004:** Code Intercomparison Builds Confidence in Numerical Simulation Models for Geologic Disposal of CO₂. Energy, 2003.
- Reeves, S., 2003a:** Coal-Seq project update: field studies of ECBM recovery/CO₂ sequestration in coal seams. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 557–562.
- Reeves, S.R., 2003b:** Assessment of CO₂ Sequestration and ECBM Potential of US Coalbeds, Topical Report for US Department of Energy by Advanced Resources International, Report No. DEFC26-00NT40924, February 2003.
- Reeves, S.R., 2005:** The Coal-Seq project: Key results from field, laboratory and modeling studies. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 1399-1406.
- Reeves, S., A. Taillefert, L. Pekot y C. Clarkson, 2003:** The Allison Unit CO₂-ECBM Pilot: A Reservoir Modeling Study. DOE Topical Report, February, 2003.
- Reeves, S., D. Davis y A. Oudinot, 2004:** A Technical and Economic Sensitivity Study of Enhanced Coalbed Methane Recovery and Carbon Sequestration in Coal. DOE Topical Report, March, 2004.
- Riddiford, F.A., A. Tourqui, C.D. Bishop, B. Taylor y M. Smith, 2003:** A cleaner development: The In Salah Gas Project, Algeria. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale y Y. Kaya, (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, v.I, 601–606.
- Rochelle, C.A., J.M. Pearce y S. Holloway, 1999:** The underground sequestration of carbon dioxide: containment by chemical reactions. In: *Chemical Containment of Waste in the Geosphere*, Geological Society of London Special Publication No. 157, 117–129.
- **Rochelle, C.A., I. Czernichowski-Lauriol y A.E. Milodowski, 2004:** The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations, a brief review. In: *Geological Storage of Carbon Dioxide for Emissions Reduction: Technology*, S.J. Baines and R.H. Worden (eds.). Geological Society Special Publication, Bath, UK.
- Rogie, J.D., D.M. Kerrick, M.L. Sorey, G. Chiodini D.L. Galloway, 2001:** Dynamics of carbon dioxide emission at Mammoth Mountain, California. *Earth and Planetary Science Letters*, 188, 535–541.
- Rutqvist, J. y C-F. Tsang, 2002:** A study of caprock hydro-mechanical changes associated with CO₂ injection into a brine formation. *Environmental Geology*, 42, 296–305.
- Salvi, S., F. Quattrocchi, M. Angelone, C.A. Brunori, A. Billi, F. Buongiorno, F. Doumaz, R. Funicello, M. Guerra, S. Lombardi, G. Mele, L. Pizzino y F. Salvini, 2000:** A multidisciplinary approach to earthquake research: implementation of a Geochemical Geographic Information System for the Gargano site, Southern Italy. *Natural Hazard*, 20(1), 255–278.
- Schremp, F.W. y G.R. Roberson, 1975:** Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials. *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.
- Schreurs, H.C.E., 2002:** Potential for geological storage of CO₂ in the Netherlands. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 303–308.
- Sebastian, H.M., R.S. Wenger y T.A. Renner, 1985:** Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams. *Journal of Petroleum Technology*, 37(12), 2076–2082.
- Sedlacek, R., 1999:** Untertage Erdgasspeicherung in Europa. *Erdol, Erdgas, Kohle* 115, 573–540.
- **Shaw, J. C. y S. Bachu, 2002:** Screening, evaluation and ranking of oil reserves suitable for CO₂ flood EOR and carbon dioxide sequestration. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9), 51–61.
- Shi, J-Q. y S. Durucan, 2005:** A numerical simulation study of the Allison Unit CO₂-ECBM pilot: the effect of matrix shrinkage and swelling on ECBM production and CO₂ injectivity. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 431-442.

- Skinner**, L., 2003: CO₂ blowouts: An emerging problem. *World Oil*, 224(1).
- Sleipner Best Practice Manual**, 2004: S. Holloway, A. Chadwick, E. Lindeberg, I. Czernichowski-Lauriol y R. Arts (eds.), Saline Aquifer CO₂ Storage Project (SACS). 53 pp.
- Steeffel** C. I., 2001: CRUNCH. Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA. 76 pp.
- Stevens**, S. H., J.A. Kuuskraa y R.A. Schraufnagel, 1996: Technology spurs growth of U.S. coalbed methane. *Oil and Gas Journal*, 94(1), 56–63.
- Stevens**, S.H., V.K. Kuuskraa y J. Gale, 2000: Sequestration of CO₂ in depleted oil and gas fields: Global capacity and barriers to overcome. *Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT5)*, Cairns, Australia, 13–16 August, 2000.
- **Stevens**, S. H., V.A. Kuuskraa y J.J. Gale, 2001b: Sequestration of CO₂ in depleted oil and gas fields: global capacity, costs and barriers. *Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5)*, D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson and A.Y. Smith (eds.), 13–16 August 2000, Cairns, Australia, CSIRO Publishing, Collingwood, Victoria, Australia, pp. 278–283.
- Stevens**, S.H., V.A. Kuuskraa, J. Gale y D. Beecy, 2001c: CO₂ injection and sequestration in depleted oil and gas fields and deep coal seams: worldwide potential and costs. *Environmental Geosciences*, 8(3), 200–209.
- Stevens**, S.H., C. Fox, T. White, S. Melzer y C. Byrer, 2003: Production operations at natural CO₂ Fields: Technologies for geologic sequestration. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 429–433.
- Taber**, J.J., F.D. Martin y R.S. Seright, 1997: EOR screening criteria revisited - part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery fields projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(3), 189–198.
- Tanaka**, S., H. Koide y A. Sasagawa, 1995: Possibility of underground CO₂ sequestration in Japan. *Energy Conversion and Management*, 36(6–9), 527–530.
- **Torp**, T. y K.R. Brown, 2005: CO₂ underground storage costs as experienced at Sleipner and Weyburn. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 531–540.
- Torp**, T.A. y J. Gale, 2003: Demonstrating storage of CO₂ in geological reservoirs: the Sleipner and SACS projects. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, Amsterdam, v.I, 311–316.
- USEPA**, 1994: Determination of Maximum Injection Pressure for Class I Wells. Region 5 -- Underground Injection Control Section Regional Guidance #7.
- **U.S. Geological Survey**, 2001a: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results. U.S. Geological Survey Digital Data Series - DDS-60. <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60/>.
- Van Bergen**, F., H.J.M. Pagnier, L.G.H. van der Meer, F.J.G. van den Belt, P.L.A. Winthagen y R.S. Westerhoff, 2003a: Development of a field experiment of CO₂ storage in coal seams in the Upper Silesian Basin of Poland (RECOPOL). *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 569–574.
- Van Bergen**, F., A.F.B. Wildenborg, J. Gale y K.J. Damen, 2003b: Worldwide selection of early opportunities for CO₂-EOR and CO₂-ECBM. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 639–644.
- Van der Burgt**, M.J., J. Cantle y V.K. Boutkan, 1992: Carbon dioxide disposal from coal-based IGCC's in depleted gas fields. *Energy Conversion and Management*, 33(5–8), 603–610.
- Van der Meer**, L.G.H., 1992: Investigation regarding the storage of carbon dioxide in aquifers in the Netherlands. *Energy Conversion and Management*, 33(5–8), 611–618.
- Van der Meer**, L.G.H., 1995: The CO₂ storage efficiency of aquifers. *Energy Conversion and Management*, 36(6–9), 513–518.
- Van der Meer** L.G.H., 1996: Computer modeling of underground CO₂ storage. *Energy Conversion and Management*, 37(6–8), 1155–1160.

- Van der Meer**, L.G.H., R.J. Arts y L. Paterson, 2001: Prediction of migration of CO₂ after injection into a saline aquifer: reservoir history matching of a 4D seismic image with a compositional gas/water model. Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson and A.Y. Smith (eds.), 2001, CSIRO, Melbourne, Australia, 378–384.
- Van der Meer**, L.G.H., J. Hartman, C. Geel y E. Kreft, 2005: Re-injecting CO₂ into an offshore gas reservoir at a depth of nearly 4000 metres sub-sea. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 521-530.
- Vavra**, C.L., J.G. Kaldi y R.M. Sneider, 1992: Geological applications of capillary pressure: a review. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 76(6), 840–850.
- Watson**, M.N., C.J. Boreham y P.R. Tingate, 2004: Carbon dioxide and carbonate elements in the Otway Basin: implications for geological storage of carbon dioxide. The APPEA Journal, 44(1), 703–720.
- White**, D. (ed.), 2005: Theme 2: Prediction, Monitoring and Verification of CO₂ Movements. In: IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project Summary Report 2000-2004, M. Wilson and M. Monea (eds.), Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Volume III, p 73–148.
- White**, M.D. y M. Oostrom, 1997: STOMP, Subsurface Transport Over Multiple Phases. Pacific Northwest National Laboratory Report PNNL-11218, Richland, WA, October 1997.
- White**, S.P., 1995: Multiphase Non-Isothermal Transport of Systems of Reacting Chemicals. Water Resources Research, 32(7), 1761–1772.
- Whitman**, W.B., D.C. Coleman y W.J. Wiebe, 2001: Prokaryotes: The unseen majority. Proceedings of the National Academy of Sciences U.S.A., 95(12), 6578–6583.
- Wildenborg**, T., J. Gale, C. Hendriks, S. Holloway, R. Brandsma, E. Kreft y A. Lokhorst, 2005b: Cost curves for CO₂ storage: European sector. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004, Vancouver, Canada, v.I, 603-610.
- Wilson**, E., 2004: Managing the Risks of Geologic Carbon Sequestration: A Regulatory and Legal Analysis. Doctoral Dissertation, Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon, Pittsburgh, PA, U.S.A.
- **Wilson**, M. y M. Monea, 2005: IEA GHG Weyburn Monitoring and Storage Project, Summary Report, 2000-2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vol. III, September 5–9, Vancouver, Canada
- Winter**, E.M. y P.D. Bergman, 1993: Availability of depleted oil and gas reservoirs for disposal of carbon dioxide in the United States. Energy Conversion and Management, 34(9–11), 1177–1187.
- Witherspoon**, P.A., I. Javendal, S.P. Neuman y R.A. Freeze, 1968: Interpretation of aquifer gas storage conditions from water pumping tests. American Gas Association.
- Wong**, S., W.D. Gunter y J. Gale, 2001: Site ranking for CO₂-enhanced coalbed methane demonstration pilots. Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), D.J. Williams, R.A. Durie, P. McMullan, C.A.J. Paulson and A. Smith (eds.), 13–16 August 2000, Cairns, Australia, CSIRO Publishing, Collingwood, Victoria, Australia, pp. 543–548.
- Wright**, G. y Majek, 1998: Chromatograph, RTU Monitoring of CO₂ Injection. Oil and Gas Journal, July 20, 1998.
- **Xu**, T., J.A. Apps y K. Pruess, 2003: Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO₂ disposal in deep arenaceous formations. Journal of Geophysical Research, 108(B2), 2071–2084.
- Yamaguchi**, S., K. Ohga, M. Fujioka y S. Muto, 2005: Prospect of CO₂ sequestration in Ishikari coal mine, Japan. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), 5–9 September 2004, Vancouver, Canada, v.I, 423-430.

Nota: Las referencias marcadas son las fuentes analizadas para este trabajo.