

CAPÍTULO 5

TRANSPORTE, INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO

Autores

Sam Holloway (Reino Unido), Anhar Karimjee (Estados Unidos),
Makoto Akai (Japón), Riitta Pipatti (Finlandia) y Kristin Rypdal (Noruega)

Índice

5	Transporte, inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono	5.5
5.1	Introducción	5.5
5.2	Generalidades	5.5
5.3	Captura de CO ₂	5.6
5.4	Transporte de CO ₂	5.8
5.4.1	Transporte de CO ₂ por tuberías	5.8
5.4.2	Transporte de CO ₂ por barco	5.10
5.4.3	Instalaciones de almacenamiento intermedio en las rutas de transporte de CO ₂	5.10
5.5	Inyección de CO ₂	5.10
5.6	Almacenamiento geológico del CO ₂	5.11
5.6.1	Descripción de las vías/fuentes de emisiones	5.11
5.7	Cuestiones metodológicas	5.13
5.7.1	Elección del método	5.14
5.7.2	Elección de los factores de emisión y datos de la actividad	5.16
5.7.3	Exhaustividad	5.17
5.7.4	Desarrollo de una serie temporal coherente	5.18
5.8	Evaluación de incertidumbre	5.18
5.9	Garantía de calidad / Control de calidad (GC/CC) del inventario	5.18
5.10	Generación de informes y documentación	5.20
Anexo 5.1	Descripción resumen de las tecnologías de monitoreo potenciales para los sitios de almacenamiento geológico de CO ₂	5.22
	Referencias	5.36

Ecuación

Ecuación 5.1	Emisiones nacionales totales	5.16
--------------	------------------------------------	------

Figuras

Figura 5.1	Representación esquemática del proceso de captura y almacenamiento de carbono con numeración vinculada a los sistemas arriba mencionados	5.6
Figura 5.2	Sistemas de captura de CO ₂ (según el SRCCS)	5.7
Figura 5.3	Procedimientos para estimar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO ₂	5.13
Figura A1	Ilustración del potencial de fugas de CO ₂ de un reservorio de almacenamiento geológico que puede ocurrir fuera del sitio de almacenamiento	5.22

Cuadros

Cuadro 5.1	Categorías de fuente para CCS.....	5.7
Cuadro 5.2	Factores de emisión por defecto para transporte de CO ₂ por tuberías desde un sitio de captura de CO ₂ al sitio de almacenamiento final.....	5.10
Cuadro 5.3	Vías de emisión potenciales de los reservorios geológicos	5.12
Cuadro 5.4	Panorama general: Generalidades de la captura, el transporte, la inyección y para el almacenamiento a largo plazo de CO ₂	5.19
Cuadro A 5.1	Tecnologías potenciales para el monitoreo de capas profundas y su probable aplicación	5.24
Cuadro A 5.2	Tecnologías potenciales para el monitoreo de capas poco profundas y su probable aplicación	5.26
Cuadro A 5.3	Tecnologías para determinar flujos del suelo o del agua a la atmósfera y su probable aplicación	5.27
Cuadro A 5.4	Tecnologías para la detección de niveles elevados de CO ₂ en el aire y el suelo (detección de fugas)	5.28
Cuadro A 5.5	Mediciones sustitutas para detectar fugas de los sitios de almacenamiento geológico de CO ₂	5.29
Cuadro A 5.6	Tecnologías para el monitoreo de los niveles de CO en el mar y su probable aplicación	5.30

Recuadro

Recuadro 5.1	Derivación de factores de emisión por defecto para el transporte de CO ₂ por tuberías	5.9
--------------	--	-----

5 TRANSPORTE, INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO

5.1 INTRODUCCIÓN

La captura y el almacenamiento (CCS) del dióxido de carbono (CO₂) es una opción de la cartera de medidas que pueden tomarse para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producto del uso continuo de los combustibles fósiles.

En su forma más simple, el proceso CCS es una cadena compuesta por tres etapas principales: la captura y compresión de CO₂ (habitualmente en instalaciones industriales de gran envergadura),¹ su transporte a un sitio de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. El IPCC (2005) produjo un informe especial sobre la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (SRCSS, del inglés,) del que puede obtenerse información adicional sobre el CCS. El material que aparece en estas Directrices fue producido con el asesoramiento de los autores del SRCSS.

El almacenamiento geológico puede tener lugar en reservorios subterráneos naturales tales como yacimientos de petróleo y de gas, capas de carbón y formaciones portadoras de aguas salinas que utilizan obstáculos geológicos naturales para aislar el CO₂ de la atmósfera. En el Capítulo 5 del SRCSS se ofrece una descripción de los procesos de almacenamiento participantes. El almacenamiento geológico del CO₂ puede llevarse a cabo en sitios donde el único objetivo es dicho almacenamiento, o conjuntamente con las operaciones de recuperación mejorada de petróleo, recuperación mejorada de gas o la recuperación mejorada de metano de yacimientos de carbón (RMP, RMG y MYC respectivamente).

Estas Directrices brindan una orientación para estimar las emisiones del transporte, la inyección y el almacenamiento (CCGS) de dióxido de carbono exclusivamente. No se presentan métodos para la estimación de las emisiones para ningún otro tipo de opción de almacenamiento, como ser el almacenamiento en el océano o la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos inertes. Con la excepción de la carbonización mineral de determinados materiales de desecho, estas tecnologías se encuentran en etapa de investigación más que en demostración ni en etapas avanzadas del desarrollo tecnológico; IPCC (2005). Siempre y cuando lleguen a las últimas etapas de desarrollo, podrán brindarse orientaciones para la recopilación de inventarios de emisiones de estas tecnologías en revisiones futuras de las Directrices.

En este capítulo no se abordan las emisiones resultantes de los combustibles fósiles usados para la captura, la compresión, el transporte y la inyección de CO₂. Se incluyen y declaran estas emisiones en el inventario nacional, como uso de energía en las categorías correspondientes de uso de energía estacionaria o móvil. *Se excluye el uso de combustibles por parte de barcos dedicados al transporte internacional donde fuera necesario por las reglas de tanques, independientemente de la carga, y no es deseable extender las disposiciones de los tanques a las emisiones procedentes de cualquier energía usada en tuberías en funcionamiento.*

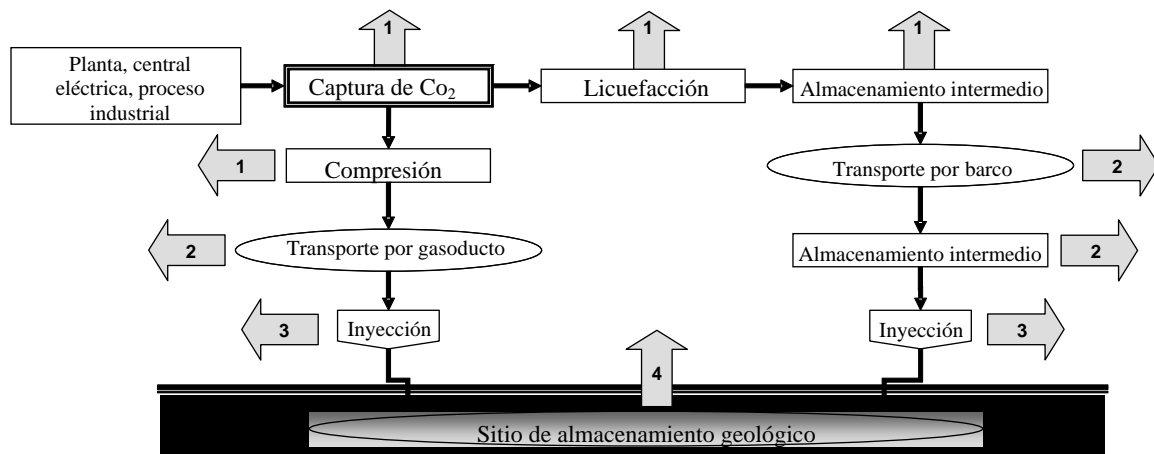
5.2 GENERALIDADES

En estas Directrices, la cadena de captura y almacenamiento geológico de CO₂ se subdivide en cuatro sistemas (Figura 5.1):

1. Sistema de captura y compresión. El alcance del sistema incluye la captura, compresión y, donde fuera necesario, el acondicionamiento para el transporte.
2. Sistema de transporte. Se considera que las tuberías y los barcos son los medios más probables para el transporte de CO₂ en gran escala. El límite superior del sistema es la salida de la planta de compresión / acondicionamiento del sistema de captura y compresión. El límite inferior del sistema es el extremo inferior de una tubería de transporte, o una instalación de descarga de barcos. Debe señalarse que puede haber estaciones de compresión ubicadas a lo largo del sistema de tuberías, lo que sería adicional a cualquier compresión del Sistema 1 o 3.
3. Sistema de inyección. El sistema de inyección abarca las instalaciones de superficie en el sitio de inyección; p. ej.: instalaciones de almacenamiento, colectores distribuidores múltiples al final de las tuberías de transporte, tuberías de distribución a pozos, instalaciones adicionales para la compresión, sistemas de medición y control, cabezal(es) de pozos y los pozos de inyección. El límite superior del sistema es el extremo inferior de la tubería de transporte, o una instalación de descarga de barcos. El límite inferior del sistema es el reservorio de almacenamiento geológico.
4. Sistema de almacenamiento. El sistema de almacenamiento comprende el reservorio de almacenamiento geológico.

¹ Entre los ejemplos de grandes fuentes por puntos de CO donde es posible la captura, se incluyen las plantas de generación de energía, fabricación de hierro y acero, procesamiento de gas natural, fabricación de cemento, producción de amoníaco, producción de hidrógeno y de fabricación de etanol.

Figura 5.1 Representación esquemática del proceso de captura y almacenamiento de carbono con numeración vinculada a los sistemas arriba mencionados.



➡ Posibles emisiones (valores de emisión vinculados al Cuadro 5.1)

Este capítulo no incluye una orientación para la captura y compresión de CO₂. En la Sección 5.3 puede encontrarse un breve resumen e información acerca de dónde encontrar directrices para la estimación de emisiones de la captura y compresión de CO₂. En las secciones 5.4, 5.5 y 5.6 de este capítulo se ofrecen directrices para la recopilación de inventarios de las emisiones procedentes de los sistemas de transporte, inyección y almacenamiento de CO₂ de la cadena de CCGS, respectivamente. Las emisiones fugitivas de las instalaciones de superficie en sitios de RMP, RMG y MYC (con o sin almacenamiento de CO₂) se clasifican como operaciones de petróleo y gas, y en el Volumen 2, Capítulo 4 se ofrece orientación para estimarlas. Las emisiones procedentes de los reservorios subterráneos ubicados en sitios de RMP, RMG y MYC se clasifican como emisiones de sitios de almacenamiento geológico y la Sección 5.7 de este capítulo ofrece orientación para estimar dichas emisiones.

El Cuadro 5.1 muestra las categorías en las que se declaran las emisiones de los sistemas de transporte, inyección y almacenamiento de CO₂.

5.3 CAPTURA DE CO₂

Las emisiones antropogénicas de dióxido de carbono surgen principalmente por la combustión de combustibles fósiles (y de biomasa) en los sectores de generación de energía, industria, construcción y transporte. También emiten CO₂ fuentes que no son de combustión en determinados procesos industriales, tales como la fabricación de cemento, el procesamiento del gas natural y la producción de hidrógeno.

La captura de CO₂ produce una corriente concentrada de CO₂ a alta presión que puede ser transportada a un sitio para su almacenamiento. En estas Directrices, el límite del sistema para la captura incluye la compresión y cualquier deshidratación u otro acondicionamiento del CO₂ que tenga lugar antes del transporte.

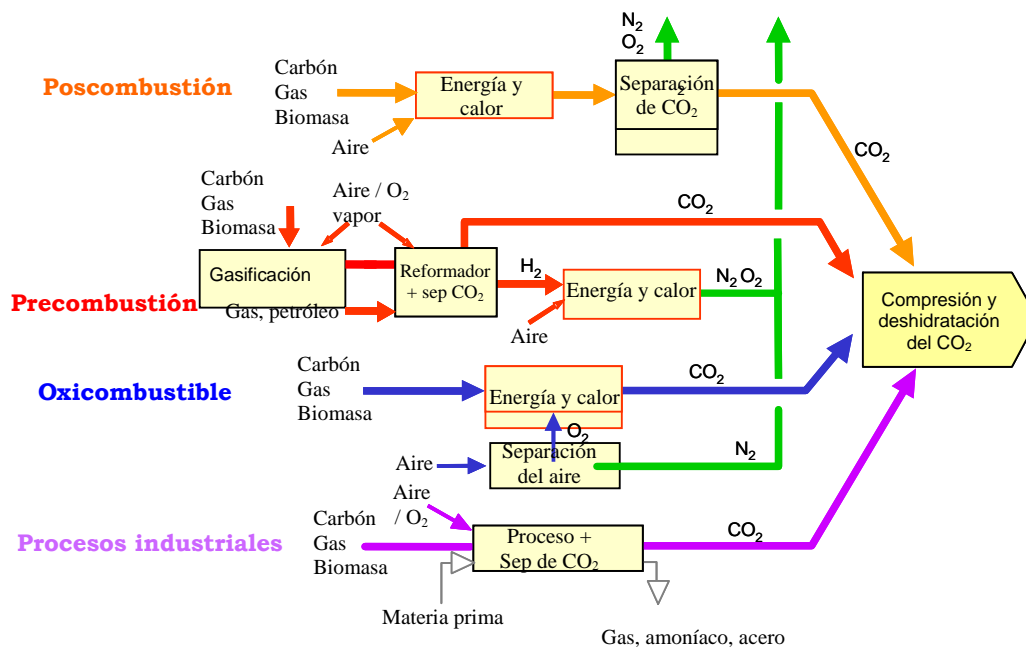
Las centrales eléctricas y otras instalaciones industriales de gran envergadura son las candidatas primarias para la captura de CO₂, aunque hasta ahora fueron las corrientes de CO₂ de alta pureza, separadas del gas natural en el ramo del procesamiento de gas, las que fueron capturadas y almacenadas. Suele instrumentarse la tecnología disponible de un modo que captura alrededor del 85 al 95 por ciento del CO₂ procesado en una planta de captura; IPCC (2005). La Figura 5.2, tomada del SRCCS, ofrece un panorama general de los procesos pertinentes. Las principales técnicas se describen de forma sucinta a continuación. Hay más detalles disponibles en el Capítulo 3 del SRCCS.

- **Captura post-combustión:** se puede separar el CO₂ de los gases de combustión de la planta de combustión o de las corrientes de gas natural y transportarlo a una unidad de compresión y deshidratación, para enviar una corriente de CO₂ relativamente limpio y seco a un sistema de transporte. Normalmente, estos sistemas usan un solvente líquido para capturar el CO₂.
- **Captura pre-combustión:** implica la reacción de un combustible con oxígeno o aire y/o vapor para producir un «gas sintético» o «gas combustible», compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno. El monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor en un reactor catalítico, llamado convertidor de desplazamiento, para producir CO₂ y más hidrógeno. Luego se separa el de la mezcla del gas, en general por un proceso de absorción física o química, que produce un combustible rico en hidrógeno que puede utilizarse en muchas aplicaciones, como ser calderas, altos hornos, turbinas de gas y celdas de combustible. El uso de esta tecnología está muy difundido en la producción de hidrógeno, principalmente para la fabricación de amoníaco y fertilizante, y en operaciones de refinería de petróleo. En el Capítulo 2, Sección 2.3.4 de este volumen se ofrece orientación para estimar y declarar las emisiones derivadas de este proceso.

- Captura de oxicomcombustible: en la combustión de oxicomcombustible se utiliza oxígeno casi puro en lugar de aire, lo que arroja como resultado un gas de combustión compuesto principalmente por CO₂ y H₂O. Esta corriente de gas de combustión puede alimentarse directamente a una unidad de compresión y deshidratación de CO₂. Esta tecnología se encuentra en la etapa de demostración. En el Capítulo 2, Sección 2.3.4 de este volumen se ofrece orientación para estimar y declarar las emisiones derivadas de este proceso.

CUADRO 5.1 CATEGORÍAS DE FUENTE PARA CCS					
1	C			Transporte y almacenamiento de dióxido de carbono	La captura y el almacenamiento (CCS) de dióxido de carbono (CO ₂) implican la captura de CO ₂ , su transporte a un sitio de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. Las emisiones vinculadas al transporte, la inyección y el almacenamiento de CO ₂ están cubiertas en la categoría 1C. Las emisiones (y reducciones) vinculadas a la captura de CO ₂ deben declararse en el sector de IPCC en el que tiene lugar la captura (p. ej., la combustión estacionaria o las actividades industriales).
1	C	1		Transporte de CO ₂	Emisiones fugitivas de los sistemas usados para transportar el CO ₂ capturado desde la fuente hasta el sitio de inyección. Estas emisiones pueden abarcar las pérdidas fugitivas por fugas en los equipos, venteo y emisiones debidas a rupturas en las tuberías u otras emisiones accidentales (p. ej., almacenamiento temporario).
1	C	1	a	Tuberías	Emisiones fugitivas del sistema de tubería usado para transportar CO ₂ al sitio de inyección.
1	C	1	b	Barcos	Emisiones fugitivas de los barcos usados para transportar CO ₂ al sitio de inyección.
1	C	1	c	Otros (sírvese especificar)	Emisiones fugitivas de otros sistemas usados para transportar CO ₂ al sitio de inyección y almacenamiento temporario.
1	C	2		Inyección y almacenamiento	Emisiones fugitivas de actividades y equipos ubicados en el sitio de inyección y las procedentes de la contención final después de almacenado el CO ₂ .
1	C	2	a	Inyección	Emisiones fugitivas de actividades y equipos ubicados en el sitio de inyección.
1	C	2	b	Almacenamiento	Emisiones fugitivas de los contenedores finales una vez almacenado el CO ₂ .
1	C	3		Otros	Todas las demás emisiones del CCS no declaradas en otros rubros.

Figura 5.2 Sistemas de captura de CO₂ (según el SRCCS)



Como ya se ha mencionado para varios procesos industriales, las reacciones químicas conducen a la formación de CO₂ en cantidades y concentraciones que permiten la captura directa o la separación del CO₂ de sus descargas

gaseosas, por ejemplo: producción de amoníaco, fabricación de cemento, fabricación de etanol, fabricación de hidrógeno, fabricación de hierro y acero, y plantas procesadoras de gas natural.

La ubicación de las directrices para compilar inventarios de emisiones del sistema de captura y compresión de CO₂ depende de la índole de la fuente del CO₂:

- Sistemas de combustión estacionaria (principalmente centrales eléctricas y plantas de producción de calefacción): Volumen 2 Capítulo 2, Sección 2.3.4.
- Plantas de procesamiento de gas natural: Volumen 2, Sección 4.2.1.
- Plantas de producción de hidrógeno: Volumen 2, Sección 4.2.1.
- Captura de otros procesos industriales: Volumen 3 (IPPU), Capítulo 1, Sección 1.2.2 y específicamente para
 - (i) Fabricación de cemento: Volumen IPPU, Sección 2.2
 - (ii) Fabricación de metanol: Volumen IPPU, Sección 3.9
 - (iii) Producción de amoníaco: Volumen IPPU, Sección 3.2
 - (iv) Fabricación de hierro y acero: Volumen IPPU, Sección 4.2

Pueden surgir emisiones negativas del sistema de captura y compresión si se captura el CO₂ generado por combustión de biomasa. Es un procedimiento correcto y deben declararse las emisiones negativas como tales.

A pesar de que muchas de las vías de emisiones potenciales son comunes a todos los tipos de almacenamiento geológico, algunas de las vías de emisión ubicadas en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos difieren de las destinadas al almacenamiento geológico de CO₂, sin recuperación mejorada de hidrocarburos. En las operaciones de RMP, se inyecta CO₂ en el reservorio de petróleo, pero una proporción de la cantidad inyectada se produce habitualmente junto con el petróleo, el gas hidrocarburo y el agua en los pozos de producción. La mezcla de CO₂ con gas hidrocarburo se separa del petróleo crudo y puede volver a inyectarse en el reservorio de petróleo, usarse como gas combustible en el sitio o enviarse a una planta procesadora de gas para la separación del CO₂ y el gas hidrocarburo, según su contenido de hidrocarburo. Los procesos de RMG y MYC intentan evitar la producción de CO₂ porque resulta costoso separar el CO₂ de una mezcla de gas producida. El CO₂ separado del gas hidrocarburo puede ser reciclado y reinyectado en la operación de RMP o venteado, según la economía de reciclaje comparada con la inyección de CO₂ importado. En la operación RMP también se libera gas rico en CO₂ de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo. Este vapor puede ventearse, quemarse en antorcha o usarse como gas combustible, según su contenido de hidrocarburos. Por lo tanto, es posible haya fuentes adicionales de emisiones fugitivas por el venteo de CO₂ y la quema en antorcha o la combustión de gas hidrocarburo rico en CO₂ y también de cualquier CO₂ inyectado que se exporta con los hidrocarburos aumentados. Estas emisiones, junto con las emisiones fugitivas procedentes de operaciones de superficie en sitios de RMP, RMG y MYC (de la inyección de CO₂ y/o la producción, el reciclado, venteo, la quema en antorcha o la combustión de gas hidrocarburo rico en CO₂) e incluso todo CO₂ inyectado que se exporta con los hidrocarburos aumentados, pueden estimarse y declararse usando la orientación de métodos superiores provista en el Volumen 2, Capítulo 4.

5.4 TRANSPORTE DE CO₂

Las emisiones fugitivas, pueden surgir, por ejemplo, de roturas de tuberías, juntas de estanqueidad y válvulas, estaciones compresoras intermedias de las tuberías, instalaciones de almacenamiento intermedio, barcos que transportan CO₂ licuado a baja temperatura e instalaciones de carga y descarga de barcos. Las emisiones procedentes del transporte de CO₂ capturado se declaran en la categoría 1C (véase el Cuadro 5.1). Las tuberías de CO₂ son el principal medio de transporte de CO₂ a granel y una tecnología de madurez en el mercado actualmente en uso. También ya se realiza el transporte a granel de CO₂ por barco, aunque a una escala relativamente menor. Ocurre en contenedores aislados con temperaturas considerablemente más bajas que la temperatura ambiente y presiones mucho más bajas que las del transporte por tuberías. El transporte por camiones y tren es posible para pequeñas cantidades de CO₂, pero poco probable que sea significativo para el CCS por las grandes masas que pueden ser capturadas. Por lo tanto, no se ofrecen aquí métodos para el cálculo de emisiones en el caso del transporte por camión ni por tren. Hay más detalles disponibles sobre el transporte de en el Capítulo 4 del SRCCS (IPCC 2005).

5.4.1 Transporte de CO₂ por tuberías

Para estimar las emisiones del transporte de CO₂ por tuberías, se pueden derivar los factores de emisión por defecto de los factores de emisión aplicables a la transmisión (transporte por tuberías) de gas natural, tal como se dispone en la Sección 4.2 del presente volumen. Los factores de emisión de Nivel 1 para el transporte de gas

natural por tuberías, de los Cuadros 4.2.4 y 4.2.5, se presentan en la base de producción de gas primordialmente porque la longitud de las tuberías no es una estadística nacional habitualmente disponible. No obstante, las emisiones fugitivas del transporte por tuberías son, en gran medida, independientes de la producción, pero dependen del tamaño y de los equipos instalados en los sistemas de tuberías. Dado que se supone que existe una relación entre el tamaño de los sistemas y el gas natural utilizado, un enfoque de este tipo es aceptable como método de Nivel 1 para el transporte de gas natural.

Lo mencionado puede no ser válido para el transporte de CO₂ en aplicaciones de CCS. Dado que se considera una *buena práctica* tratar tanto la captura como el almacenamiento basándose en cada planta o instalación, se conoce la longitud del sistema de transporte de CO₂ por tubería y debe utilizársela para estimar emisiones procedentes del transporte.

RECUADRO 5.1

DERIVACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA EL TRANSPORTE DE CO₂ POR TUBERÍAS

La caída de la presión de un gas en cualquier geometría se describe mediante:

$$\Delta P = \frac{f}{2} \rho * v^2 \frac{l}{D}$$

Donde

- v es la velocidad lineal del gas por la fuga y , con el mismo tamaño de la fuga, es proporcional al volumen de lo fugado;
- ρ es la densidad del gas;
- f es el número de fricción independiente de la dimensión;
- l/D (longitud dividida por el diámetro) es la caracterización del tamaño físico del sistema.

Para fugas, $f = 1$ e independientemente de la naturaleza del gas. De modo que suponiendo que la presión interna de la tubería y las dimensiones físicas sean iguales para el transporte de CO₂ y de CH₄, la velocidad de la fuga es inversamente proporcional a la raíz de la densidad del gas y , por lo tanto, proporcional a la raíz de la masa molecular.

De modo que ΔP es la misma para el metano y el dióxido de carbono

$$v \sim \frac{1}{\sqrt{\rho}}$$

La masa molecular del CO₂ es 44 y la del CH₄ es 16. Así pues, con base en la masa, el índice de emisión del CO₂ es $\sqrt{\frac{44}{16}} = 1,66$ veces el índice de emisión del CH₄.

De aquí se obtienen los factores de emisión por defecto para el transporte de CO₂ por tuberías, multiplicando los factores de emisión por defecto pertinentes del Cuadro 4.2.8 para el gas natural (principalmente CH₄) por un factor de 1,66.

Notas:

^a para convertir los factores expresados en m³ en unidades de masa, se aplica una masa específica de 0,7 kg/m³ para el metano.

Véase el Capítulo 5 de: .

El Cuadro 4.2.8 de la Sección 4.2 de este volumen ofrece factores indicativos de fugas para el transporte de gas natural por tuberías. Para obtener los factores de emisión por defecto de Nivel 1 para el transporte de CO₂ por tuberías, deben convertirse estos valores de metros cúbicos en unidades de masa y multiplicarse por 1,66 (véase el Recuadro 1). Los factores de emisión por defecto resultantes se presentan en el Cuadro 5.2.

CUADRO 5.2					
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA TRANSPORTE DE CO₂ POR TUBERÍAS DESDE UN SITIO DE CAPTURA DE CO₂ AL SITIO DE ALMACENAMIENTO FINAL					
Fuente de emisión	Valor			Incertidumbre	Unidades de medida
	Bajo	Medio	Alto		
Emisiones fugitivas del transporte de CO ₂ por tuberías	0,00014	0,0014	0,014	± un factor de 2	Gg por año y por km de tubería de transmisión

A pesar de que las emisiones de fugas del transporte por tuberías son independientes de la producción, la cantidad de fugas no necesariamente se correlaciona con la longitud de la tubería. La mejor correlación está entre la cantidad y el tipo de componentes de los equipos y el tipo de servicio. La mayor parte de las emisiones de los equipos tiende a ocurrir en las instalaciones conectadas a la tubería más que en la tubería propiamente dicha. De hecho, excepto si se transporta el CO₂ por distancias muy grandes y se requieren estaciones compresoras intermedias, prácticamente todas las emisiones fugitivas de un sistema CCS estarán vinculadas a las instalaciones de compresión y captura inicial de CO₂ al comienzo y las de inyección al final de la tubería, sin que prácticamente haya emisiones de la tubería propiamente dicha. En el método de Nivel 3 pueden obtenerse las emisiones de fugas de la tubería de transporte a partir de los datos relativos a la cantidad y tipo de equipos y a los factores de emisión específicos de los equipos.

5.4.2 Transporte de CO₂ por barco

No están disponibles los factores de emisión por defecto correspondientes a las emisiones fugitivas del transporte de CO₂ por barco. Deben medirse las cantidades de gas durante la carga y descarga con medidores de flujo y las pérdidas deben declararse como emisiones fugitivas de CO₂ resultantes del transporte por barco bajo la categoría 1C1 b.

5.4.3 Instalaciones de almacenamiento intermedio en las rutas de transporte de CO₂

Si hay un desfase temporal entre la capacidad de suministro y transporte o almacenamiento, puede ser necesario un lugar intermedio (de superficie o subterráneo) para almacenar el CO₂ en forma temporal. Si el lugar intermedio es un tanque, deben medirse las emisiones fugitivas, tratarse como parte del sistema de transporte y declararse en la categoría 1C1 c (otros). Si la instalación de almacenamiento intermedio (o búfer) es un reservorio de almacenamiento geológico, las emisiones fugitivas procedentes de allí pueden tratarse del mismo modo que cualquier otro reservorio de almacenamiento geológico (véase la Sección 5.6 de este capítulo) y declararse en la categoría 1C3.

5.5 INYECCIÓN DE CO₂

El sistema de inyección abarca las instalaciones de superficie del sitio de inyección; p. ej.: instalaciones de almacenamiento, colectores distribuidores múltiples al final de las tuberías de transporte, tuberías de distribución a pozos, instalaciones adicionales para la compresión, sistemas de medición y control, cabezales de pozos y pozos de inyección. Puede encontrarse más información sobre el diseño de los pozos de inyección en el Volumen SRCCS, Capítulo 5, Sección 5.5.

Los medidores del cabezal del pozo miden la velocidad de circulación, la temperatura y la presión del fluido inyectado. El cabezal del pozo contiene también características de seguridad para evitar la explosión de los fluidos inyectados. También pueden insertarse características de seguridad tales como una válvula de seguridad en el conducto descendente o una válvula de retención en los tubos debajo del nivel del suelo, para evitar contra flujos en caso de fallar los equipos de superficie. Las válvulas y otros retenes pueden verse afectados por el CO₂ supercrítico, de modo que deben seleccionarse materiales adecuados. El acero al carbono y los cementos convencionales pueden ser atacados por aguas con elevada salinidad y fluidos ricos en CO₂ (Scherer et al. 2005). Además, debe mantenerse la integridad de los pozos de inyección de CO₂ durante períodos muy largos, de modo que se necesitarán materiales y disposiciones adecuados para la construcción de pozos. Los cementos utilizados para sellar entre el pozo y la formación de roca, y para taponarlo tras su abandono, también deben ser resistentes al CO₂ y a las aguas salinas por períodos prolongados. Se han desarrollado cementos de este tipo, pero necesitan

más ensayos. Debido al potencial de que los pozos actúen como conductos para la fuga de CO₂ de regreso a la atmósfera, deben ser controlados como parte de un plan exhaustivo de monitoreo, tal como se expone en la Sección 5.7 de este capítulo.

La cantidad de CO₂ inyectada en una formación geológica a través de un pozo puede monitorearse mediante equipos ubicados en el cabezal del pozo, justo antes de que entre en el pozo de inyección. Wright y Majek (1998) describen una técnica típica. Los medidores ubicados en el cabezal del pozo miden continuamente la presión, la temperatura y la velocidad de circulación del gas inyectado. La composición del CO₂ importado suele presentar poca variación y se la analiza periódicamente con cromatógrafo de gas. La masa de CO₂ que pasa por el cabezal del pozo puede entonces calcularse a partir de las cantidades medidas. No se recomienda método por defecto alguno y es *buena práctica* declarar la masa de CO₂ que se inyecta por el cálculo de las mediciones directas.

Si la presión del CO₂ que llega al sitio de almacenamiento no es tan alta como la requerida para la inyección, será necesaria la compresión. Deben medirse y declararse todas las emisiones procedentes de la compresión del gas almacenado en el sitio de almacenamiento.

5.6 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO₂

El Capítulo 5 del SRCCS (IPCC 2005) indica que el almacenamiento geológico de dióxido de carbono puede llevarse a cabo en la costa o en alta mar en:

- **Formaciones salinas profundas.** Se trata de reservorios de rocas porosas y permeables que contienen agua salina en sus poros.
- **Yacimientos petrolíferos agotados o parcialmente agotados** – fuere como parte de las operaciones de recuperación mejorada de petróleo (RMP) o sin ellas.
- **Yacimientos de gas agotados o parcialmente agotados** – fuere como parte de las operaciones de recuperación mejorada de gas (RMG) o sin ellas.
- **Capas de carbón** (= yacimientos de carbón) – fuere con o sin operaciones de recuperación mejorada de metano de yacimientos de carbón (MYC)

Además, pueden surgir oportunidades de nicho para el almacenamiento a partir de otros conceptos, tales como almacenamiento en cavernas de sal, formaciones de basalto y esquistos ricos en materia orgánica.

Puede encontrarse más información sobre estos tipos de sitios de almacenamiento y los mecanismos de enganche que retienen el CO₂ en ellos en el Capítulo 5 del SRCCS (IPCC 2005).

5.6.1 Descripción de las vías/fuentes de emisiones

La introducción al SRCCS afirma que >99 por ciento del CO₂ almacenado en reservorios geológicos seguramente permanecerá allí durante más de mil años. Por lo tanto, deben considerarse las vías de emisiones potenciales creadas o activadas por procesos lentos o a largo plazo, así como las que pueden actuar a corto y mediano plazo (desde décadas a siglos).

En las presentes Directrices, se define el término migración como el movimiento de CO₂ dentro y fuera de un reservorio de almacenamiento geológico, al tiempo que queda debajo de la superficie terrestre o del lecho marino y se define el término fuga como una transferencia de CO₂ desde debajo de la superficie terrestre o del lecho marino a la atmósfera o al océano.

Las únicas vías de emisiones que deben tomarse para el cómputo son las fugas de CO₂ a la superficie terrestre o al lecho marino desde el reservorio de almacenamiento geológico.² En el Cuadro 5.3 se muestran las vías de emisión potenciales de los reservorios de almacenamiento.

Existe la posibilidad de que puedan surgir emisiones de metano, como así también emisiones de CO₂, desde los reservorios de almacenamiento geológico que contienen hidrocarburos. Aunque no hay suficiente información para ofrecer orientación para estimar las emisiones de metano, sería una *buena práctica* realizar una evaluación adecuada del potencial de emisiones de metano procedentes de tales reservorios y, si fuera necesario, incluir en el inventario tales emisiones atribuibles al proceso de almacenamiento de CO₂.

² Las emisiones de CO₂ pueden ocurrir como gas libre o disuelto en agua subterránea que llega a la superficie, p. ej., en manantiales.

CUADRO 5.3
VÍAS DE EMISIÓN POTENCIALES DE LOS RESERVIOS GEOLÓGICOS

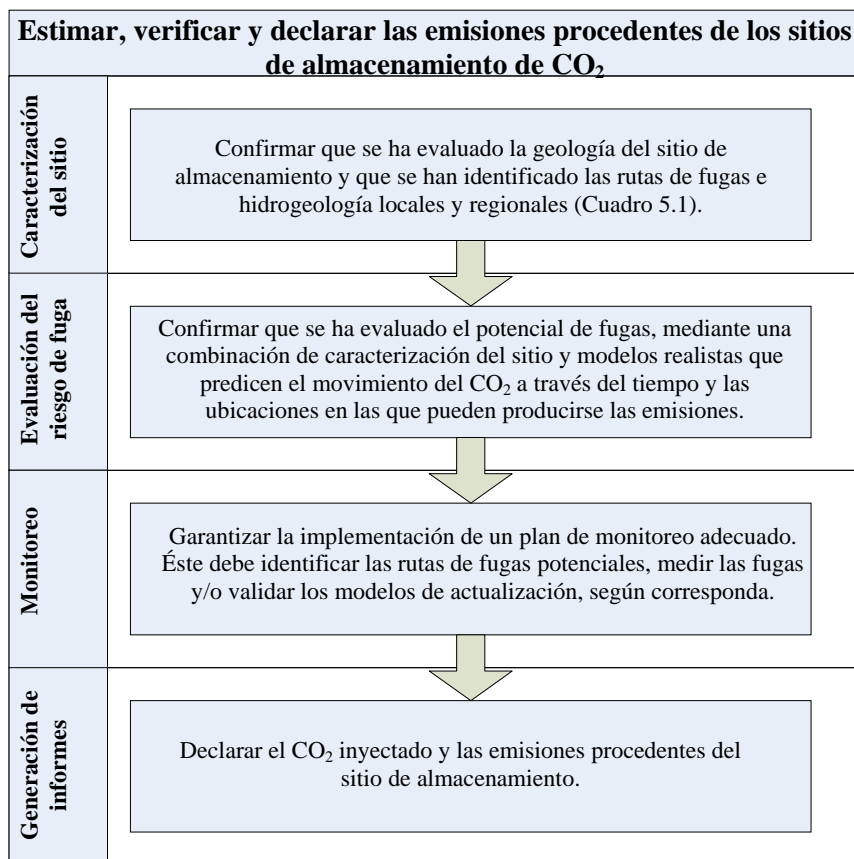
Tipo de emisión	Vías/fuentes de emisiones potenciales	Comentarios adicionales
Vías de fuga directa creadas por pozos y por extracción	<ul style="list-style-type: none"> Pozos operativos o abandonados 	<ul style="list-style-type: none"> Se anticipa que se harán todos los esfuerzos para identificar pozos abandonados en el sitio de almacenamiento y en torno a él. Los pozos construidos, sellados y/u obturados incorrectamente pueden presentar el mayor riesgo potencial de fugas. Se han desarrollado técnicas para remediar los pozos con fugas, que deben aplicarse si fuera necesario.
	<ul style="list-style-type: none"> Explosiones de pozos (emisiones no controladas de pozos de inyección) 	<ul style="list-style-type: none"> Origen posible de fugas de altos flujos, generalmente en un período de tiempo breve. Las explosiones están sujetas a remediarse y tienden a ser raras ya que la práctica establecida de perforación reduce el riesgo.
	<ul style="list-style-type: none"> Extracción futura de reservorios de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Un problema para los reservorios de yacimientos carboníferos
Vías de fugas y migraciones naturales (que pueden conducir a emisiones con el transcurso del tiempo)	<ul style="list-style-type: none"> A través del sistema de poros en rocas de baja permeabilidad si se supera la presión de entrada capilar o si el CO₂ se encuentra en solución 	<ul style="list-style-type: none"> La caracterización y selección adecuadas del sitio y la presión controlada de inyección pueden reducir el riesgo de fugas.
	<ul style="list-style-type: none"> Si la roca capilar está ausente en el lugar 	<ul style="list-style-type: none"> La caracterización y la selección adecuadas del sitio pueden reducir el riesgo de fugas.
	<ul style="list-style-type: none"> Mediante un derrame si el reservorio se desborda 	<ul style="list-style-type: none"> La caracterización y la selección adecuadas del sitio, incluida una evaluación de la hidrogeología, pueden reducir el riesgo de fugas.
	<ul style="list-style-type: none"> Mediante una roca capilar degradada como resultado de reacciones de CO₂/agua/roca 	<ul style="list-style-type: none"> La caracterización y selección adecuadas del sitio pueden reducir el riesgo de fugas. La evaluación detallada de la roca capilar y los factores geoquímicos pertinentes serán de utilidad.
	<ul style="list-style-type: none"> Mediante la disolución de CO₂ en un fluido poroso y su subsiguiente transporte fuera del sitio de almacenamiento por circulación natural del fluido 	<ul style="list-style-type: none"> La caracterización y selección adecuadas del sitio, incluida una evaluación de la hidrogeología, pueden determinar / reducir el riesgo de fugas.
	<ul style="list-style-type: none"> Mediante fallas y/o fracturas, naturales o inducidas 	<ul style="list-style-type: none"> Origen posible de las fugas de altos flujos. La caracterización y selección adecuadas del sitio y la presión de inyección controlada pueden reducir el riesgo de fugas.
Otras emisiones fugitivas en el sitio de almacenamiento geológico	<ul style="list-style-type: none"> Puede haber emisiones fugitivas de metano como resultado del desplazamiento de CH₄ por parte de CO₂ en los sitios de almacenamiento geológico. Es el caso particular de MYC, RMP y los reservorios de petróleo y gas agotados 	Requiere una evaluación adecuada.

5.7 CUESTIONES METODOLÓGICAS

Las condiciones geológicas varían ampliamente y en la actualidad existen sólo unos pocos estudios publicados de programas de monitoreo que identifican y cuantifican las emisiones fugitivas antropogénicas de dióxido de carbono procedentes de las operaciones de almacenamiento geológico (Arts et al. 2003, Wilson and Monea 2005; Klusman 2003a, b, c). Si bien el resumen del SRCCS para los diseñadores de las políticas sugiere que supuestamente los sitios de almacenamiento geológico seleccionados retienen más del 99 por ciento del CO₂ almacenado durante más de 1000 años y pueden retenerlo hasta millones de años, en el momento de la redacción, la pequeña cantidad de sitios de almacenamiento monitoreados significa que las pruebas empíricas son insuficientes para producir factores de emisión que pueden aplicarse a las fugas de los reservorios de almacenamiento geológico. En consecuencia, esta orientación no incluye la metodología del Nivel 1 ni 2. No obstante, existe la posibilidad de desarrollar metodologías de este tipo en el futuro, cuando haya más sitios de almacenamiento monitoreados en funcionamiento y los sitios existentes lleven operando un período prolongado (Yoshigahara et al. 2005). Sin embargo, puede desarrollarse un método de Nivel 3 específico para el sitio. En los últimos 30 años se han desarrollado y refinado tecnologías para el monitoreo en las industrias del petróleo y del gas, de las aguas subterráneas y del medio ambiente (véase también el Anexo 1). La adecuación y eficacia de estas tecnologías puede recibir una fuerte influencia de la geología y las vías de emisión potenciales en sitios de almacenamiento individuales, de modo que deberán elegirse las tecnologías de monitoreo según cada sitio. Dichas tecnologías avanzan rápidamente y sería una *buena práctica* mantenerse al día en lo que respecta a las nuevas tecnologías.

Los procedimientos de Nivel 3 para estimar y declarar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO₂ se resumen en la Figura 5.3 y se explican a continuación.

Figura 5.3 Procedimientos para estimar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO₂



Para comprender el destino del CO₂ inyectado en los reservorios geológicos a largo plazo, estimar las posibilidades de que vuelva a ser emitido a la atmósfera o al lecho marino por las vías de fuga identificadas en el Cuadro 5.3, y medir las emisiones fugitivas, es necesario:

- (a) caracterizar en forma adecuada y minuciosa la geología del sitio de almacenamiento y de los estratos que lo rodean;
- (b) modelar la inyección de CO₂ al reservorio de almacenamiento y la conducta futura del sistema de almacenamiento;
- (c) monitorear el sistema de almacenamiento;

(d) utilizar los resultados del monitoreo para validar y/o actualizar los modelos del sistema de almacenamiento.

La selección y caracterización adecuadas del sitio pueden ayudar a generar confianza de que las fugas serán mínimas, se mejoran las capacidades y los resultados de la modelización y, por último, se reduce el nivel de monitoreo requerido. Hay más información disponible sobre la caracterización de sitios en el SRCCS y en el Programa de I y D de Gases de Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de Energía (IEAGHG 2005).

En los últimos 30 años se han desarrollado y refinado tecnologías para el monitoreo en las industrias del petróleo y del gas, de las aguas subterráneas y del medio ambiente. Las más utilizadas se describen en los Cuadros 5.1-5-6 del Anexo I de este capítulo. La adecuación y eficacia de estas tecnologías puede recibir una fuerte influencia de la geología y las vías de emisión potenciales en sitios de almacenamiento individuales, de modo que deberán elegirse las tecnologías de monitoreo según cada sitio. Dichas tecnologías avanzan rápidamente y sería una *buena práctica* mantenerse al día en lo que respecta a nuevas tecnologías.

Hay una gama de herramientas de modelización disponible, algunas de las cuales han pasado por un proceso de inter-comparación de códigos (Pruess et al. 2004). Todos los modelos aproximan y/o desdibujan algunos procesos y hacen simplificaciones. Más aún, sus resultados dependen de las calidades intrínsecas y, particularmente, de la calidad de los datos con que se los alimenta. Muchos de los factores físico-químicos implicados (cambios en la temperatura y la presión, mezcla del gas inyectado con los fluidos que se encontraban inicialmente presentes en el reservorio, el tipo y la velocidad de los mecanismos de inmovilización del dióxido de carbono y el flujo del fluido a través del entorno geológico) pueden modelarse con éxito utilizando herramientas de modelización conocidas como «simuladores de reservorios». Su uso está muy difundido en la industria del petróleo y del gas y han demostrado su efectividad para predecir movimientos de gases y líquidos, incluido el CO₂, a través de las formaciones geológicas.

Es posible usar la simulación de reservorios para predecir la ubicación más probable, el momento y los flujos de toda emisión las que, a su vez, pueden ser verificadas usando técnicas de monitoreo directo. Por lo tanto, pueden resultar una técnica sumamente útil para evaluar el riesgo de fugas de un sitio de almacenamiento. No obstante, actualmente no hay un único modelo que pueda dar cuenta de todos los procesos implicados en las escalas y resoluciones requeridas. Por lo tanto, a veces puede ser necesario utilizar técnicas adicionales de modelización numérica para analizar los aspectos de la geología. Los modelos de transporte de reacción de fases múltiples, que suelen utilizarse para la evaluación del transporte de contaminantes, pueden servir para modelar el transporte de CO₂ dentro del reservorio y puede ser necesario considerar las reacciones de CO₂ / agua / roca y los efectos geomecánicos potenciales utilizando modelos geomecánicos. Estos modelos pueden acoplarse a simuladores de reservorios o aplicarse en forma independiente.

Las simulaciones numéricas deben ser validadas por medición directa desde el sitio de almacenamiento, cuando fuera posible. Estas mediciones deben derivarse de un programa de monitoreo, y usarse la comparación entre los resultados del monitoreo y las expectativas, para mejorar los modelos geológicos y numéricos. Se necesita la opinión de un experto para evaluar si la modelización geológica y numérica es una representación válida del sitio de almacenamiento y de los estratos circundantes, y si las simulaciones subsiguientes brindan una predicción adecuada del desempeño del sitio.

Debe efectuarse el monitoreo conforme a un plan adecuado, tal como se describe a continuación. Debe tomar en cuenta las expectativas de la modelización sobre dónde pueden ocurrir fugas, como así también las mediciones hechas en toda la zona en la que es probable que haya CO₂. Habitualmente, el gerente del sitio es responsable de la instalación y el funcionamiento de las tecnologías de monitoreo del almacenamiento de dióxido de carbono (véase el Anexo 1). El compilador del inventario debe garantizar la suficiente información de cada sitio de almacenamiento para evaluar las emisiones anuales conforme a la orientación provista en este capítulo. Para esta evaluación, debe establecer un acuerdo formal con el operador de cada sitio que contemple informes, revisión y verificación anuales de datos específicos del sitio.

5.7.1 Elección del método

Al momento de la redacción del presente, los pocos sitios de almacenamiento de CO₂ existentes son parte de las operaciones de producción de petróleo y están sujetos a regulación como tales. Por ejemplo, las operaciones de almacenamiento de gas ácido en Canadá occidental deben respetar los requisitos sobre las solicitudes para operar reservorios convencionales de petróleo y de gas (Bachu and Gunter, 2005). El desarrollo de las disposiciones sobre CCS se encuentra en la etapa inicial. No hay normas nacionales ni internacionales que rijan el desempeño de los sitios de almacenamiento geológico de CO₂ y muchos países están desarrollando disposiciones pertinentes para abordar los riesgos de las fugas. La demostración de las tecnologías de monitoreo es una parte necesaria de este desarrollo (véase el Anexo 1). A medida que se desarrollan e implementan estas normas y métodos regulatorios, pueden ser capaces de proveer información sobre las emisiones con relativa certeza. Por lo tanto, como parte del proceso del inventario anual, si existe uno o más organismos gobernantes que regulen la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono, el compilador del inventario puede obtener información de emisiones por medio de estos organismos. Si el compilador se basa en esta información, debe enviar documentación de respaldo que explique cómo se estimaron o midieron las emisiones y de qué manera esos métodos son coherentes con las prácticas del IPCC. Si no existe tal organismo, será una *buena práctica* que el compilador siga la metodología que se presenta a continuación. En ella, las actividades de

caracterización del sitio, modelización, evaluación del riesgo de fugas y monitoreo son responsabilidad del administrador del proyecto de almacenamiento y/o del organismo gobernante adecuado que regule la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono. Además, el administrador del proyecto de almacenamiento o la autoridad regulatoria probablemente desarrolle las estimaciones de emisiones que se declararán al compilador del inventario nacional como parte del proceso del inventario anual. La responsabilidad del compilador del inventario nacional es solicitar los datos de las emisiones y buscar garantías de su validez. En el caso del CCS asociado a la recuperación MYC, debe aplicarse la metodología tanto a la detección de CO₂ como de CH₄.

1. Identificar y documentar todas las operaciones de almacenamiento geológico que tienen lugar en la jurisdicción. El compilador del inventario debe llevar un registro actualizado de todas las operaciones de almacenamiento geológico, incluida toda la información necesaria para establecer referencias cruzadas entre esta sección y otros elementos de la cadena de captura y almacenamiento de CO₂ a los fines de GC/CC, correspondientes a cada operación.

- La ubicación del sitio;
- el tipo de operación (si está asociada o no con RMP, RMG, MYC);
- el año en el que comenzó el almacenamiento del CO₂;
- las fuente(s), la masa anual de CO₂ inyectado atribuible a cada fuente y la cantidad acumulativa imputada en almacenamiento; y
- el transporte, la inyección y la infraestructura de reciclado asociados al CO₂, si fuera adecuado (es decir, instalaciones de generación y captura en el sitio, conexiones de tuberías, tecnología de inyección, etc.) y las emisiones que surgen de allí.

Si bien el compilador es responsable solo de declarar los efectos de las operaciones en su jurisdicción, debe registrar las transferencias transfronterizas de CO₂ para la verificación cruzada y el proceso de GC/CC (véase la Sección 5.9).

2. Determinar si se produjo un informe adecuado de la caracterización del sitio geológico para cada sitio de almacenamiento. El informe de caracterización del sitio debe identificar y caracterizar vías de fugas potenciales, tales como fallas y pozos preexistentes, y cuantificar las propiedades hidrogeológicas del sistema de almacenamiento, en particular respecto de la migración de CO₂. **El informe de caracterización del sitio debe incluir datos suficientes para representar dichas características en un modelo geológico del sitio y del área circundante.** También debe incluir todos los datos necesarios para crear un modelo numérico correspondiente del sitio y del área circundante, para introducirlo en un simulador de reservorio numérico adecuado.

3. Determinar si el operador ha evaluado el potencial de fugas en el sitio de almacenamiento. El operador debe determinar el tiempo probable, la ubicación y el flujo de todas las emisiones fugitivas procedentes del reservorio de almacenamiento, o demostrar que no se espera que haya fugas. Deben efectuarse simulaciones de inyección de CO₂ a corto plazo, para predecir el desempeño del sitio desde el inicio de la inyección hasta un plazo considerable después de finalizada (es probable que sean décadas). Deben ejecutarse simulaciones a largo plazo para predecir el destino del CO₂ en un plazo de siglos hasta milenios. Debe llevarse a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar la gama de emisiones posibles. Deben usarse los modelos para diseñar un programa de monitoreo que verificará si el sitio se desempeña o no conforme a lo esperado. El modelo geológico y el modelo del reservorio deberán ser actualizados en años futuros, en virtud de los datos nuevos y para dar cuenta de todas las instalaciones nuevas o los cambios operativos.

4. Determinar si cada sitio tiene un plan de monitoreo adecuado. El plan de monitoreo de cada sitio debe describir las actividades de monitoreo que sean coherentes con los resultados de la evaluación de fugas y la modelización. Las tecnologías existentes presentadas en el Anexo 1 pueden medir las fugas hacia la superficie terrestre, o hacia el lecho marino. El SRCCS incluye información detallada sobre las tecnologías y los métodos de monitoreo (véase el Anexo 1). En pocas palabras, el programa de monitoreo debe incluir disposiciones relativas a lo siguiente:

- (i) La medición de flujos de segundo plano de CO₂ (y, si corresponde, de CH₄) tanto en el sitio de almacenamiento como en cualquier punto donde haya probabilidad de emisión fuera de dicho sitio. Los sitios de almacenamiento geológico pueden tener flujos naturales de segundo plano de emisiones anteriores a la inyección, variables por razones estacionales (ecológicas y/o industriales). No deben incluirse estos flujos de segundo plano en la estimación de las emisiones anuales. Véase en el Anexo 1, el análisis de los métodos potenciales. Se recomienda realizar el análisis isotópico de los flujos de segundo plano de CO₂, ya que puede ayudar a distinguir entre el CO₂ natural y el inyectado.
- (ii) Medición continua de la masa de CO₂ inyectada en cada pozo a lo largo del período de inyección, véase la Sección 5.5 precedente.
- (iii) Monitoreo para determinar todas las emisiones de CO₂ procedentes del sistema de inyección.
- (iv) Monitoreo para determinar los flujos de CO₂ (y, si corresponde, de CH₄) a través del lecho marino o de la superficie terrestre, incluso, si cabe, a través de pozos y fuentes de agua tales como

manantiales. Para detectar fugas imprevistas, deben llevarse a cabo investigaciones periódicas de todo el sitio y de cualquier superficie adicional debajo de la cual el monitoreo y la modelización sugieren que hay CO₂ distribuido.

- (v) Monitoreo post-inyección: el plan debe contemplar el monitoreo del sitio después de la fase de inyección. Dicha fase del monitoreo debe tomar en cuenta los resultados de la modelización de pronóstico de la distribución de CO₂, para garantizar que el equipo de monitoreo se encuentre implementado en tiempo y lugar adecuados. Una vez que el CO₂ se acerca a la distribución prevista a largo plazo dentro del reservorio y concuerdan los modelos de distribución de CO₂ con las mediciones hechas conforme al plan de monitoreo, quizá convenga reducir la frecuencia del monitoreo (o interrumpirlo). Puede ser necesario reanudarlo si el sitio de almacenamiento resulta afectado por hechos inesperados, por ejemplo, movimientos sísmicos.
- (vi) Inclusión de mejoras en las técnicas/tecnologías de monitoreo a lo largo del tiempo.
- (vii) Verificación periódica de las estimaciones de las emisiones. La periodicidad necesaria es función del diseño, la implementación y la determinación temprana del potencial de riesgo del proyecto. Durante el período de inyección, se recomienda una verificación por lo menos cada cinco años o después de algún cambio significativo en la operación del sitio.

El monitoreo continuo de la presión de inyección y el monitoreo periódico de la distribución de CO₂ debajo de la superficie serían útiles como parte del plan de monitoreo. Es necesario monitorear la presión de inyección para controlar el proceso de inyección, p. ej., para evitar la acumulación de presión excesiva de los fluidos intersticiales del reservorio. Puede proporcionar información útil sobre las características del reservorio y una advertencia temprana de las fugas. Ya es una práctica común y puede ser un requisito regulatorio para las operaciones actuales de inyección subterránea. El monitoreo periódico de la distribución de CO₂ debajo de la superficie, fuere en forma directa o remota, también sería útil porque puede brindar pruebas de la migración de CO₂ hacia fuera del reservorio de almacenamiento y una alerta temprana de posibles fugas hacia la atmósfera o hacia el lecho marino.

5. Recopilar y verificar las emisiones anuales de cada sitio: los operadores de cada sitio de almacenamiento deben, con una frecuencia anual, suministrar al compilador del inventario las estimaciones de las emisiones anuales, que se pondrán a disposición del público. Las emisiones registradas del sitio y cualquier fuga que pueda ocurrir dentro o fuera del sitio en cualquier año serán las emisiones tal como fueron estimadas partiendo de la modelización (que puede ser cero), ajustadas para tomar en cuenta los resultados del monitoreo anual. *Si ocurriera una fuga repentina, p. ej., por la explosión de un pozo, deberá estimarse en el inventario la cantidad de CO₂ emitido.* Para simplificar la contabilidad de almacenamiento geológico en alta mar, deben considerarse las fugas hacia el lecho marino emisiones hacia la atmósfera, a los fines de la compilación del inventario. Además de las emisiones anuales totales, los antecedentes deben incluir la cantidad total de CO₂ inyectado, la fuente del CO₂ inyectado, la cantidad total acumulada de CO₂ almacenado hasta la fecha, las tecnologías utilizadas para estimar las emisiones y todo procedimiento de verificación adoptado por los operadores del sitio conforme al plan de monitoreo, tal como se indica en los puntos 4(iii) y 4(iv) precedentes. Para verificar las emisiones, el compilador del inventario debe solicitar y revisar la documentación de los datos monitoreados, incluida la frecuencia de monitoreo, los límites de detección de la tecnología y la porción de emisiones provenientes de las diversas vías identificadas en el plan de monitoreo de emisiones y todo cambio introducido como resultado de la verificación. Si se ha usado un modelo para estimar las emisiones durante los años en los que no hubo monitoreo directo, el compilador del inventario debe comparar los resultados modelizados con los datos del monitoreo más reciente. Los pasos 2, 3 y 4 arriba mencionados deben indicar la probabilidad y oportunidad de futuras fugas y la necesidad de monitoreo directo.

Las emisiones nacionales totales de almacenamiento geológico de dióxido de carbono son la sumatoria de las estimaciones de emisiones específicas del sitio.

ECUACIÓN 5.1

EMISIONES NACIONALES TOTALES

$$\text{Emisiones nacionales del almacenamiento geológico de dióxido de carbono} = \sum \text{emisiones de sitios de almacenamiento de dióxido de carbono}$$

Se ofrece más orientación para declarar las emisiones cuando más de un país participa en la captura, el almacenamiento y/o las emisiones de CO₂ en la Sección 5.10, Generación de informes y documentación.

5.7.2 Elección de los factores de emisión y datos de la actividad

Actualmente no están disponibles los factores de emisión de Nivel 1 o 2 para los sitios de almacenamiento de dióxido de carbono, pero podrán ser desarrollados en el futuro (véase la Sección 5.7). No obstante, como parte del proceso de estimación de las emisiones de Nivel 3, el compilador del inventario debe recopilar los datos de la actividad del operador sobre el CO₂ almacenado anual y acumulado. Es posible monitorear fácilmente estos datos en el cabezal del pozo de inyección o en una tubería adyacente.

El monitoreo en proyectos tempranos puede ayudar a obtener datos útiles que pueden ser utilizados para desarrollar metodologías de Nivel 1 o 2 en el futuro. Presentan ejemplos de la aplicación de las tecnologías de monitoreo los programas de monitoreo en los proyectos de recuperación mejorada de petróleo en Rangely, Colorado, Estados Unidos (Klusman, 2003a, b, c)), Weyburn en Saskatchewan, Canadá (Wilson and Monea, 2005) y el proyecto de almacenamiento de Sleipner en el Mar del Norte (Arts et al., 2003; véase también el Anexo 5.1). Ningún otro de los proyectos de inyección de CO₂ del mundo ha publicado aún los resultados del monitoreo sistemático de fugas de CO₂.

El proyecto de recuperación mejorada de Rangely comenzó a inyectar CO₂ en el reservorio de petróleo de la Weber Sand Unit en el yacimiento Rangely en 1986. El CO₂ inyectado acumulado hasta el 2003 era de aproximadamente 23 millones de toneladas. Se emprendió un programa de monitoreo (Klusman 2003a, b, c), basado en 41 lugares de medición dispersos a lo largo y a lo ancho de un sitio de 78 km². No había disponible ninguna medición de antecedentes previos a la inyección (que, en el nuevo sitio, sería determinada en el paso 4 (i) del plan de monitoreo antes planteado). En lugar de una base previa a la inyección, se tomó una muestra de 16 lugares de medición en un área de control ubicada fuera del yacimiento. Los resultados del programa de monitoreo indican una emisión anual de CO₂ de las profundidades inferior a 3 800 toneladas/año desde la capa terrestre hacia la superficie del yacimiento petrolífero. Es probable que al menos una parte, si no la totalidad, de este flujo se deba a la oxidación de metano profundo derivado del reservorio de petróleo o de los estratos superpuestos, aunque es posible que parte de ello sean emisiones fugitivas de CO₂ inyectadas al reservorio de petróleo. La ausencia de mediciones básicas previas a la inyección impide la identificación definitiva de su fuente.

Se ha inyectado CO₂ en el yacimiento petrolífero Weyburn (Saskatchewan, Canadá) para RMP desde septiembre de 2000. El muestreo de gases del suelo, con el principal objeto de determinar las concentraciones anteriores y si hubo fugas de CO₂ o de gases traza del reservorio, se llevó a cabo en tres períodos comprendidos entre julio de 2001 y octubre de 2003. A la fecha no hay pruebas de escapes del CO₂ inyectado. No obstante, es necesario seguir monitoreando los gases del suelo para verificar que se mantenga esta situación en el futuro y se requiere un trabajo más detallado para comprender las causas de la variación en los contenidos de los gases del suelo, e investigar más posibles conductos de escapes de gas (Wilson and Monea, 2005).

El sitio de almacenamiento de CO₂ Sleipner, en el Mar del Norte, en aguas noruegas (Chadwick et al. 2003) lleva inyectando aproximadamente un millón de toneladas de CO₂ anuales en Utsira Sand, una formación salina, desde 1996. La cantidad acumulada de CO₂ inyectado hasta 2004 era > 7 millones de toneladas. Se monitorea la distribución del CO₂ en la capa debajo de la superficie mediante repetidos sondeos sísmicos tridimensionales (hasta la fecha están a disposición del público los sondeos anteriores a la inyección y dos repetidos) y posteriormente mediante sondeos de gravedad (hasta la fecha se ha adquirido solamente un estudio). Los resultados de los sondeos sísmicos tridimensionales indican que no hay evidencia alguna de fugas (Arts et al. 2003).

Tomados en conjunto, estos estudios muestran que se puede implementar una metodología de Nivel 3 de modo que ayude no sólo a las estimaciones de emisiones nulas sino también para detectar fallas, aún a bajos niveles, si es que ocurren.

Hubo un único ensayo a gran escala de producción mejorada de metano de yacimientos carboníferos (MYC) en el que se utilizó CO₂ como inyectante; el proyecto Allison en la cuenca de San Juan (San Juan Basin), Estados Unidos (Reeves, 2005). Se obtuvo suficiente información del proyecto Allison para indicar que el CO₂ quedaba atrapado en forma segura en las capas del carbón. La presión y los datos de la composición de 4 pozos de inyección y 15 pozos de producción indicaban que no había fugas. Se recuperó parte del CO₂ de los pozos de producción al cabo de aproximadamente cinco años. No obstante, esto era esperado y, a los fines de la confección del inventario, sería contabilizado como emisión (si no se separaba del metano producido del yacimiento carbonífero y reciclaba). No se ha emprendido ningún monitoreo de la superficie del suelo para controlar las fugas de CO₂ o de metano.

5.7.3 Exhaustividad

En el inventario deben incluirse todas las emisiones (CO₂ y, si fuera pertinente, CH₄) de todos los sitios de almacenamiento de CO₂. En los casos en los que la captura del CO₂ tiene lugar en un país diferente al del almacenamiento del CO₂, deben hacerse arreglos para garantizar que no se contabilice el almacenamiento por partida doble entre los compiladores de los inventarios nacionales correspondientes.

Los planes de caracterización del sitio y monitoreo deben identificar las posibles fuentes de emisiones fuera del sitio (p. ej., migración lateral, aguas subterráneas, etc.). Como alternativa, puede instrumentarse una estrategia reactiva en los lugares externos al sitio, sobre la base de la información interna. Si se pronostican o se producen las emisiones fuera del país en el que tiene lugar la operación de almacenamiento (inyección de CO₂), deben hacerse los arreglos entre los compiladores de los inventarios nacionales pertinentes para monitorear y contabilizar estas emisiones (véase la Sección 5.10, a continuación).

Las estimaciones del CO₂ disuelto en petróleo y emitido a la atmósfera como resultado del procesamiento de superficie quedan cubiertas por las metodologías para la producción de petróleo y de gas. El compilador del inventario debe garantizar que la información acerca de estas emisiones recopiladas en los sitios de almacenamiento de CO₂ sea coherente con las estimaciones bajo aquellas categorías de fuentes.

5.7.4 Desarrollo de una serie temporal coherente

Si las capacidades de detección de los equipos de monitoreo mejoran con el tiempo, o si se identificaran emisiones que no fueron registradas previamente, o si la actualización de los modelos sugiere que han ocurrido emisiones no identificadas y un programa de monitoreo actualizado lo corroborara, será necesario un nuevo cálculo adecuado de las emisiones. Esto es particularmente importante dada la precisión generalmente baja vinculada a los conjuntos actuales para monitoreo, inclusive los que utilizan las tecnologías corrientes más avanzadas. También es clave establecer los flujos de segundo plano y la variabilidad. En los sitios de almacenamiento exclusivo de CO₂, las emisiones antropogénicas previas a la inyección y al almacenamiento serán nulas. Para algunas operaciones de recuperación mejorada de petróleo, puede haber emisiones antropogénicas previas a la conversión en un sitio de almacenamiento de CO₂.

5.8 EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRE

Es parte de la *buena práctica* que se incluya una evaluación de incertidumbre cuando se utilizan los métodos de Nivel 3. La incertidumbre en las estimaciones de las emisiones depende de la precisión de las técnicas de monitoreo utilizadas para verificar y medir las emisiones y la modelización usadas para predecir fugas del sitio de almacenamiento. El concepto de porcentaje de incertidumbre puede no ser aplicable a este sector y, por lo tanto, pueden darse intervalos de confianza y/o curvas de probabilidades.

La incertidumbre en las mediciones de campo es fundamental y depende de la densidad del muestreo y de la frecuencia de medición, y puede determinarse usando métodos estadísticos estándar.

Una simulación de reservorio eficaz debe abordar los aspectos de variabilidad e incertidumbre de las características físicas, especialmente en las propiedades de rocas y fluidos de reservorios, pues los modelos de reservorios están diseñados para predecir los movimientos de los fluidos a largo plazo y porque los reservorios geológicos son inherentemente heterogéneos y variables. La incertidumbre de las estimaciones derivadas de la modelización depende entonces de:

- la exhaustividad de los datos primarios utilizados durante la evaluación del sitio;
- la correspondencia entre el modelo geológico y los aspectos clave de la geología del sitio y sus alrededores, particularmente el tratamiento de las posibles vías de migración;

La exactitud de los datos clave que respaldan el modelo:

- Su subsiguiente representación numérica mediante bloques cuadrículados
- Una representación adecuada de los procesos en los modelos numéricos físico-químicos y analíticos

Las estimaciones de la incertidumbre típicamente se hacen variando los parámetros introducidos al modelo y realizando múltiples simulaciones para determinar la repercusión sobre los resultados del modelo a corto plazo y sobre las predicciones a largo plazo. La incertidumbre en las mediciones de campo depende de la densidad del muestreo y de la frecuencia de medición, y puede determinarse usando métodos estadísticos estándar. Cuando hay disponibles tanto estimaciones como mediciones de modelos, la mejor estimación de las emisiones se hará validando el modelo y luego estimando las emisiones con el modelo actualizado. Las comprobaciones múltiples con el modelo cotejado con el historial pueden encarar la incertidumbre de estas estimaciones. Es posible utilizar estos datos para modificar los requisitos originales del monitoreo (p. ej., añadir nuevos lugares o tecnologías, aumentar o reducir la frecuencia) y en definitiva conforman la base de una decisión informada para desmantelar la instalación.

5.9 GARANTÍA DE CALIDAD / CONTROL DE CALIDAD (GC/CC) DEL INVENTARIO

GC/CC para todo el sistema de CCS

No se debe declarar la captura de CO₂ sin relacionarla con el almacenamiento a largo plazo.

Debe verificarse que la masa de CO₂ capturada no supere la masa de CO₂ almacenado, más las emisiones fugitivas declaradas en el año del inventario (Cuadro 5.4).

Hasta la fecha la experiencia con el CCS ha sido limitada, pero se espera que aumente en los próximos años. Por lo tanto, sería una *buena práctica* comparar los métodos de monitoreo y los posibles ámbitos de fugas entre sitios comparables en el nivel internacional. La cooperación internacional también sería ventajosa para desarrollar metodologías y tecnologías de monitoreo.

CUADRO 5.4			
PANORAMA GENERAL: GENERALIDADES DE LA CAPTURA, EL TRANSPORTE, LA INYECCIÓN Y PARA EL ALMACENAMIENTO A LARGO PLAZO DE CO₂			
Categoría	Actividad		CO₂ (Gg)¹
	Fuente de datos	Unidad	
Cantidad total capturada para almacenamiento (A)	Sumados de todas las categorías pertinentes	Gg	
Cantidad total de importaciones para almacenamiento (B)	Datos de compañías de tuberías o de organismos de estadísticas	Gg	
Cantidad total de exportaciones para almacenamiento (C)	Datos de compañías de tuberías o de organismos de estadísticas	Gg	
Cantidad total de CO ₂ inyectado en los sitios de almacenamiento (D)	Datos de sitios de almacenamiento provistos por operadores, tal como se describe en el Capítulo 5	Gg	
Cantidad total de fugas durante el transporte (E1)	Sumados de la categoría de declaración 1 C 1 del IPCC	Gg	
Cantidad total de fugas durante la inyección (E2)	Sumados de la categoría de declaración 1 C 2 a del IPCC	Gg	
Cantidad total de fugas de los sitios de almacenamiento (E3)	Sumados de la categoría de informes 1 C 2 b del IPCC	Gg	
Fugas totales (E4)	E1 + E2 + E3	Gg	
Capturas + importaciones (F)	A + B	Gg	
Inyección + fuga + exportaciones (G)	D + E4 + C	Gg	
Discrepancia	F - G	Gg	

¹ Una vez capturado, no hay diferencia en el tratamiento dado al carbono biogénico y al carbono fósil: se estiman y declaran las emisiones y el almacenamiento de ambos.

Idealmente, (capturas + importaciones) = (inyección + exportaciones + fugas)

Si (capturas + importaciones) < (inyección + exportaciones + fugas), entonces es necesario verificar que:

las exportaciones no están sobreestimadas

las importaciones no están subestimadas

los datos de la inyección de CO₂ no incluyen las operaciones de RMP no asociadas al almacenamiento

Si (capturas + importaciones) > (inyección + exportaciones + fugas), entonces es necesario verificar que:

las exportaciones no están subestimadas

las importaciones no están sobreestimadas

La captura de CO₂ designada «almacenamiento a largo plazo» está yendo en la práctica a otros usos emisivos a corto plazo (p. ej., productos, RMP sin almacenamiento)

GC/CC del sitio

Se logra el proceso de GC/CC en el sitio mediante la inspección regular de los equipos de monitoreo y la infraestructura del sitio por parte del operador. Los equipos y programas de monitoreo estarán sujetos al escrutinio independiente del compilador del inventario y/o de un organismo regulador.

El operador debe retener y remitir al compilador del inventario, para GC/CC, todos los datos, incluidos los informes de caracterización del sitio, los modelos geológicos, las simulaciones de inyección de CO₂, la modelización predictiva del sitio, las evaluaciones de riesgo, los planes de inyección, las solicitudes de licencias, las estrategias de monitoreo y los resultados y la verificación.

El compilador debe comparar (establecer marca de referencia) los índices de fuga de una instalación de almacenamiento dada con los sitios de almacenamiento análogos y explicar las razones de las diferencias en el desempeño.

Donde fuera aplicable, el organismo regulador pertinente podrá proveer la verificación de las estimaciones de emisiones y/o el plan de monitoreo descrito más arriba. Si no hubiera un organismo semejante, el operador del sitio debe proveer al compilador, desde el comienzo, los resultados de la revisión de pares por un tercero competente que confirme que los modelos geológicos y numéricos son representativos, que el simulador del reservorio es adecuado, la modelización es realista y que el plan de monitoreo es adecuado. Cuando estén disponibles, el operador del sitio debe comparar los resultados del programa de monitoreo con los modelos predictivos y ajustar, conforme a esos resultados, los modelos, el programa de monitoreo y/o la estrategia de inyección. El operador del sitio debe informar al compilador del inventario sobre los cambios introducidos.

5.10 GENERACIÓN DE INFORMES Y DOCUMENTACIÓN

Directrices para declarar las emisiones de los sitios de almacenamiento geológico:

Antes de comenzar con la operación de almacenamiento geológico, el compilador del inventario nacional del lugar de almacenamiento debe obtener y archivar lo siguiente:

- El informe sobre los métodos y resultados de la caracterización del sitio
- El informe sobre los métodos y resultados de la modelización
- La descripción del programa de monitoreo propuesto, incluidas las mediciones previas adecuadas
- El año en el que comenzó o comenzará el almacenamiento del CO₂
- Las fuentes propuestas de CO₂ y la infraestructura afectada a toda la cadena de CCGS entre la fuente y el reservorio de almacenamiento

El mismo compilador del inventario nacional debe recibir cada año, de cada sitio:

- La masa de CO₂ inyectado durante el año de declaración
- La masa de CO₂ almacenado durante el año de declaración
- La masa acumulada de CO₂ almacenado en el sitio
- La(s) fuente(s) de CO₂ y la infraestructura afectada a toda la cadena de CCGS entre la fuente y el reservorio de almacenamiento
- Un informe que detalle la justificación lógica, la metodología, la frecuencia de monitoreo y los resultados del programa de monitoreo, para incluir la masa de toda emisión fugitiva de CO₂ y cualquier otro gas de efecto invernadero hacia la atmósfera o al lecho marino, desde el sitio de almacenamiento, durante el año de declaración
- Un informe sobre cualquier ajuste de la modelización y modelización futura del sitio y los ajustes necesarios a la luz de los resultados del monitoreo
- La masa de toda emisión fugitiva de CO₂ y cualesquiera otros gases de efecto invernadero a la atmósfera o al lecho marino desde el sitio de almacenamiento durante el año de declaración
- Las descripciones de los programas, los métodos y las frecuencias de monitoreo utilizados y sus resultados
- Los resultados de la verificación de terceros del programa y los métodos de monitoreo

Puede haber requisitos adicionales de declaración en el nivel del proyecto en el que el sitio es parte de un esquema de intercambio de emisiones.

Declaración de las operaciones transfronterizas de CCS

El CO₂ puede capturarse en un país, País A, y exportarse para almacenamiento a otro país, País B. De ser así, el País A debe declarar la cantidad de CO₂ capturado, todas las emisiones procedentes del transporte y/o del almacenamiento temporario que tiene lugar en ese País A y la cantidad de CO₂ que se exporta al País B. El País B debe declarar la cantidad de CO₂ importado, todas las emisiones procedentes del transporte y/o del almacenamiento temporario (que tiene lugar en el País B) y todas las emisiones procedentes de la inyección y de los sitios de almacenamiento geológico.

Si se inyecta el CO₂ en un país, País A, y viaja desde el sitio de almacenamiento y se fuga en otro país, País B, el País A es responsable de declarar las emisiones del sitio de almacenamiento geológico. Si tal fuga fuera anticipada basándose en la caracterización y la modelización del sitio, el País A debe hacer un arreglo con el País B para garantizar la aplicación de las normas adecuadas para almacenamiento a largo plazo y monitoreo y/o estimación de emisiones (los organismos reguladores pertinentes pueden tener arreglos existentes para hacer frente a las cuestiones transfronterizas con respecto a la protección de las aguas subterráneas y/o la recuperación del petróleo y del gas).

Si más de un país utiliza un sitio de almacenamiento común, el país en el que tiene lugar el almacenamiento geológico es responsable de declarar las emisiones procedentes de ese sitio. Si las emisiones ocurren fuera del país, aún es responsable de declararlas, como se describiera más arriba. En caso de que haya un sitio de almacenamiento en más de un país, los países en cuestión deben establecer un arreglo según el cual cada uno declara una fracción acordada del total de emisiones.

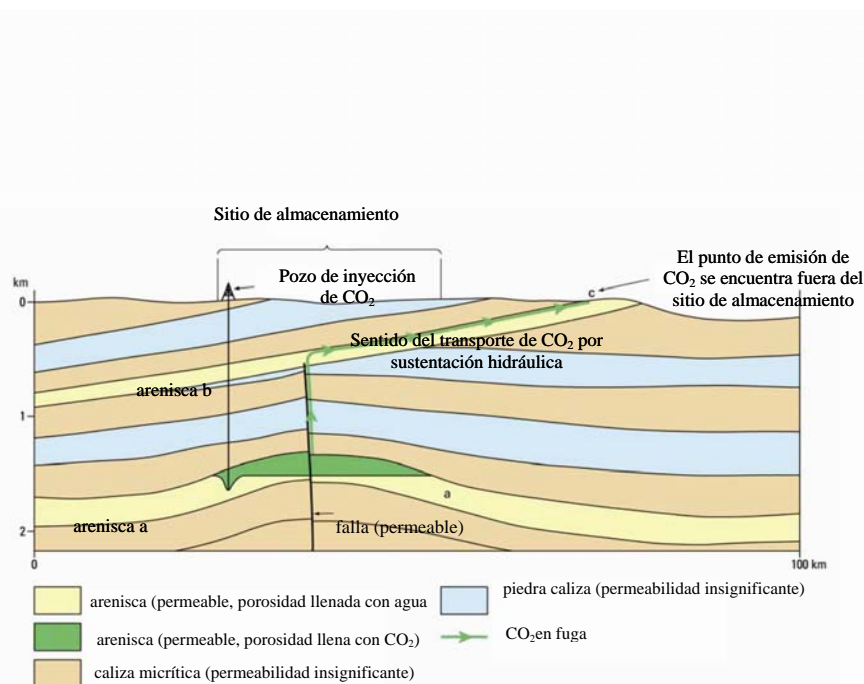
Anexo 5.1 Descripción resumen de las tecnologías de monitoreo potenciales para los sitios de almacenamiento geológico de CO₂

I

El monitoreo del almacenamiento geológico de CO₂ exige el uso de una gama de técnicas que pueden definir la distribución, la fase y la masa del CO₂ inyectado en cualquier lugar a lo largo del trayecto que se extiende desde el punto de inyección del reservorio de almacenamiento geológico a la superficie terrestre o al lecho marino. Para ello suele requerirse la aplicación de varias técnicas diferentes en simultáneo.

Debe caracterizarse la geología del sitio de almacenamiento y su área circundante a fin de identificar características, eventos y procesos que pueden conducir a un escape de CO₂ desde el reservorio de almacenamiento y también modelar rutas de transporte potenciales de CO₂ y flujos en caso de haber un escape de CO₂ desde el reservorio de almacenamiento, dado que no será necesariamente en el sitio de inyección (Figura A1).

Figura A1 **Ilustración del potencial de fugas de CO₂ de un reservorio de almacenamiento geológico que puede ocurrir fuera del sitio de almacenamiento**



Si el CO₂ migra desde un reservorio de almacenamiento (a) vía alguna falla no detectada a la roca porosa y permeable del reservorio (b), puede ser transportado por sustentación hidráulica hacia la superficie en el punto (c). Esto puede provocar la emisión de CO₂ en la superficie, a varios kilómetros del sitio propiamente dicho, en un momento desconocido en el futuro. La caracterización de la geología del sitio de almacenamiento y de los alrededores, y la modelización numérica de los ámbitos de fugas potenciales y de los procesos pueden proveer la información necesaria para monitorear correctamente la superficie del sitio y debajo de la superficie, durante el proceso de inyección y con posterioridad a éste.

Los Cuadros A5.1 – A5.6 enumeran las técnicas de monitoreo y las herramientas de medición más comunes que pueden utilizarse para monitorear el CO₂ en las capas subterráneas profundas (consideradas aquí la zona aproximadamente comprendida entre los 200 y los 5 000 metros debajo de la superficie o del lecho marino), las capas poco profundas (aproximadamente hasta 200 metros debajo de la superficie o del lecho marino y la casi superficie (regiones de menos de 10 metros sobre la superficie y debajo de estos).

Deben usarse las técnicas que produzcan los resultados más exactos, según las circunstancias. Para los especialistas, las técnicas adecuadas suelen ser obvias, pero pueden evaluarse también técnicas diferentes para

ver si son relativamente adecuadas. No hay límites de detección nítidamente definidos en la mayoría de las técnicas. En el campo, su capacidad para medir la distribución, la fase y la masa de CO₂ de un reservorio subterráneo es específica para cada sitio. Se determina en gran medida por la geología del sitio y sus alrededores, y las condiciones ambientales de temperatura, presión y saturación de las aguas subterráneas, como así también por la sensibilidad teórica de las técnicas o de los instrumentos de medición mismos.

En forma similar, los límites de detección de las técnicas de monitoreo de superficie están determinados por parámetros ambientales como así también por la sensibilidad de los instrumentos de monitoreo mismos. En sistemas cercanos a la superficie en tierra, los flujos y las concentraciones de CO₂ se determinan por la absorción de CO₂ por parte de las plantas durante la fotosíntesis, la respiración de las raíces, la respiración microbial en el suelo, la desgasificación profunda de CO₂ y el intercambio de CO₂ entre el suelo y la atmósfera [Oldenburg and Unger 2003]. Debe diferenciarse toda desgasificación de CO₂ de un reservorio de almacenamiento de CO₂ construido por la mano del hombre de la variable natural de segundo plano (Oldenburg and Unger 2003, Klusman 2003a, c). El análisis de los cocientes de isótopos de carbono estables y radiogénicos del CO₂ detectado puede ayudar a este proceso.

La mayoría de las técnicas requiere calibración o comparación con sondeos básicos hechos antes del inicio de la inyección, p. ej., para determinar los flujos de segundo plano de CO₂. Las estrategias de monitoreo en las capas profundas fueron aplicadas en el yacimiento petrolífero Weyburn y el sitio de almacenamiento de CO₂ Sleipner (Wilson and Monea 2005, Arts et al. 2003). La interpretación de sondeos sísmicos en 4D ha sido muy exitosa en ambos casos. En el yacimiento Weyburn, la información geoquímica obtenida de algunos de los numerosos pozos también ha demostrado ser sumamente útil.

Se propusieron (Oldenburg and Unger 2003) y aplicaron (Klusman 2003a, c; Wilson and Monea 2005) estrategias para el monitoreo de la superficie y niveles cercanos a ella en la costa. Se utilizaron sondeos de gases del suelo y mediciones del flujo de gases en la superficie. Hasta la fecha no hubo monitoreo de las capas poco profundas ni del lecho marino específicamente para el CO₂ en alta mar. No obstante, se emprendió el monitoreo de la percolación de gas natural y de sus efectos sobre las capas poco profundas y el lecho marino y se lo consideró análogo para la percolación de CO₂ [p. ej., Schroot and Schüttenhelm 2003a, b].

**CUADRO A 5.1
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN**

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Sondeos 2D, 3D y 4D (intervalos de tiempo) y de reflexión sísmica de componentes múltiples	Imágenes de la estructura geológica del sitio y los alrededores, estructura, distribución y espesor de la roca y la roca capilar del reservorio, distribución (y con movimiento de intervalos de tiempo) del CO ₂ del reservorio. Puede verificar (dentro de los límites) la masa de CO ₂ del reservorio. Pueden instalarse arreglos sísmicos permanentes (pero no son necesarios) para la adquisición de intervalos de tiempo (4D).	Específicos del sitio Profundidad óptima del objetivo, habitualmente 500 a 3000 m. En Sleipner, que está cerca del punto óptimo para esta técnica, el límite de detección en Utsira Sand es de aproximadamente 2800 toneladas de CO ₂ . En Weyburn, el límite de detección es de aproximadamente 2500 a 7500 toneladas de CO ₂ (White et al. 2004). Es probable que pueda detectarse CO ₂ disperso en estratos superpuestos; pueden obtenerse buenas imágenes de bolsas de gas natural poco profundas que se ven como puntos brillantes y metano disperso en chimeneas de gas.	En la costa y en alta mar. Las imágenes son peores que en karst, debajo de sal, debajo de gas; en general, la resolución disminuye con la profundidad	No puede crear imágenes de CO ₂ disuelto (no hay suficiente impedancia para contrastar entre el fluido intersticial saturado con CO ₂ y el fluido intersticial nativo. No puede crear buenas imágenes en las que haya poca impedancia para contrastar entre el fluido y la roca saturada con CO ₂ . Son bastante comunes (Wang, 1977)	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Pozo de ventilación sísmica	Produce imágenes de la distribución de la velocidad entre pozos. Provee información en 2D acerca de rocas y los fluidos que contienen.	Específicos del sitio. La resolución puede ser mayor que los sondeos de la reflexión sísmica de la superficie, pero la cobertura es más restringida	En la costa y en alta mar	Como se indica más arriba y limitado a la superficie entre pozos	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Perfil sísmico vertical	Produce imágenes de la distribución de la velocidad en un único pozo. Traza un mapa de la distribución de la presión de fluidos alrededor del pozo. Alerta temprana potencial de fugas alrededor del pozo.	Específicos del sitio	En la costa y en alta mar	Como se indica más arriba y limitándose a una superficie pequeña alrededor de un único pozo	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas

CUADRO A 5.1 (CONTINUACIÓN)
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Monitoreo microsísmico	Detecta y triangula la ubicación de microfracturas en las rocas del reservorio y los estratos circundantes. Provee una indicación de la ubicación de los frentes de fluidos inyectados. Evalúa el riesgo sísmico inducido.	Específicos del sitio. Depende del ruido de fondo, entre otros factores. Más receptores ubicados en más pozos proveen mayor precisión en los lugares de los eventos.	En la costa y en alta mar	Requiere pozos para la implementación	Bien desarrollada con cierto despliegue comercial
Pozos de monitoreo	Numerosas funciones potenciales, incluida la medición de la saturación de CO ₂ , la presión de fluidos, la temperatura. Degradación o falla de cemento y/o del revestimiento Perfilación de pozos. Detección de trazas; los trazas de movimiento rápido pueden permitir intervenir en la prevención de fugas mediante la modificación de parámetros operativos. Detección de cambios geoquímicos en fluidos de formación. Muestreo físico de rocas y fluidos. Medidores de movimientos verticales dentro del pozo para detectar movimientos de la tierra causados por la inyección de CO ₂ . Las formaciones de monitoreo se superponen al reservorio de almacenamiento para obtener señales de fugas del reservorio.	Las muestras geoquímicas del interior del pozo pueden analizarse mediante un espectrómetro de masa de acople inductivo (con una resolución de partes por billón). Pueden detectarse los trazas de perfluorocarbono en partes por 10 ¹² . Los registros de los pozos proveen una medición exacta de numerosos parámetros (porosidad, resistividad, densidad, etc.).	En la costa y en alta mar. Es más costoso acceder en alta mar.	Algunas funciones pueden ejecutarse únicamente antes de que se entube el pozo. Otras requieren la perforación a determinados intervalos del revestimiento. El costo es una limitación, especialmente en alta mar.	Pozos de monitoreo implementados, p. ej., en la industria del almacenamiento del gas natural. Numerosas herramientas muy desarrolladas y utilizadas rutinariamente en la industria petrolífera y del gas, otras en desarrollo
Monitoreo de la presión del cabezal del pozo durante la inyección, prueba de la presión de formación	La presión de la inyección puede ser monitoreada en forma continua en el cabezal del pozo con medidores (Wright and Majek 1998). La presión dentro del pozo puede ser monitoreada mediante galgas. Pruebas de presión de la inyección y pruebas de producción aplicadas en el pozo para determinar la permeabilidad, la presencia de obstáculos en el reservorio, la capacidad de las rocas capilares de retener fluidos.	Tecnología comprobada para la ingeniería de reservorios de yacimientos petrolíferos y de gas y estimación de reservas. ICP-MS utilizado para detectar cambios sutiles en la composición elemental debido a la inyección de CO ₂ .	En la costa y en alta mar. Más costoso en alta mar		Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas
Sondeos de gravedad	Determinan la masa y distribución aproximada del CO ₂ inyectado por cambios mínimos en la gravedad causados porque el CO ₂ inyectado desplaza al fluido intersticial original del reservorio. Pueden detectar la migración vertical de CO ₂ con sondeos repetidos, especialmente donde hay cambios de fluidos supercríticos a gas por los cambios en la densidad. El límite de la detección es deficiente y específico para cada sitio.	Cantidades mínimas detectables en el orden de cientos de miles a pocos millones de toneladas (Benson et al. 2004; Chadwick et al 2003). Las cantidades detectables en la práctica son específicas para cada sitio. Cuanto mayor es la porosidad y el contraste de la densidad entre el fluido intersticial nativo y el CO ₂ inyectado, mejor es la resolución.	En la costa y en alta mar. Asequible en la costa.	No puede crear imágenes de CO ₂ disuelto (no hay suficiente contraste de densidad con el fluido intersticial nativo).	Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas. Muy utilizada en la investigación geofísica

**CUADRO A 5.2
TECNOLOGÍAS POTENCIALES PARA EL MONITOREO DE CAPAS POCO PROFUNDAS Y SU PROBABLE APLICACIÓN**

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Sparker: Fuente sísmica con frecuencia central alrededor de 0,1 a 1,2 kHz, generalmente en bajas profundidades.	Produce imágenes de (los cambios de) la distribución de gas en bajas profundidades (habitualmente representada por la neutralización acústica, manchas brillantes, mejora del reflector).	Generalmente concentraciones de gas libre >2% identificado mediante la neutralización acústica. Resolución vertical > 1m	Alta mar	Mayor penetración pero menos resolución que en el caso de remolque profundo La cuantificación del gas puede ser difícil cuando las concentraciones son mayores que el 5%	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos sísmicos y también en la investigación marítima.
Remolque profundo: Fuente sísmica que genera un pulso de sonido de banda ancha con una frecuencia central de alrededor de 2,5 kHz remolcado en profundidad.	Produce imágenes de (los cambios en) la distribución de gas poco profundo en sedimentos (habitualmente representada por la neutralización acústica, manchas brillantes, etc.). Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Produce imágenes de corrientes de burbujas en aguas del mar	Generalmente concentraciones de gas libre >2% identificado mediante la neutralización acústica. La resolución de la morfología del lecho marino es habitualmente < 1 metro. La penetración puede ser de hasta alrededor de 200 m debajo del lecho marino, pero suele ser menos.	Alta mar	Las corrientes de burbujas son más solubles que las burbujas de metano, por lo que pueden disolverse en columnas de aguas relativamente poco profundas (alrededor de 50 m). Las corrientes de burbujas pueden ser intermitentes y no captadas por un único sondeo. La posición correcta del larguero es clave	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos sísmicos y también en la investigación marítima.
Sonar de exploración lateral	Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Produce imágenes de corrientes de burbujas en aguas del mar Caracterización de la litología del lecho marino; p. ej., cementación de carbonato	Método óptimo para detectar burbujas de gas.	Alta mar	Véase lo citado precedentemente. El posicionamiento correcto del sonar de exploración lateral es clave.	Muy desarrollada, ampliamente instrumentada en la industria de los sondeos del lecho marino y también en la investigación marítima
Sonda acústica de haces múltiples (batímetro Swath)	Produce imágenes de la morfología del lecho marino. Los sondeos repetidos permiten cuantificar los cambios morfológicos. Litología del lecho marino identificada a partir de la retrodispersión.	Puede identificar cambios en la morfología del lecho marino de apenas 10 cm.	Alta mar	Véase lo citado precedentemente. Mayor cobertura en menos tiempo	Muy instrumentada en la investigación marítima
Métodos eléctricos	Puede detectar cambios en la resistividad debido al reemplazo del fluido intersticial nativo con CO ₂ , especialmente cuando el CO ₂ es supercrítico. Potencialmente, los métodos electromecánicos y eléctricos pueden trazar un mapa de la distribución de CO ₂ en un reservorio de almacenamiento. El EM de la superficie puede tener el potencial para trazar un mapa de los cambios de la saturación en el CO ₂ dentro del reservorio.	Costo relativamente bajo y baja resolución	Capacidad demostrada de EM en la superficie en la costa y en alta mar. Necesita desarrollo para la aplicación en almacenamiento de CO ₂	Resolución: necesita desarrollo y ulterior demostración	En etapa de investigación

CUADRO A 5.3
TECNOLOGÍAS PARA DETERMINAR FLUJOS DEL SUELO O DEL AGUA A LA ATMÓSFERA Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Técnica de covarianza de Eddy (Miles, Davis and Wyngaard 2005).	Mide los flujos de CO ₂ en el aire de una huella definida matemáticamente con equipos de detección contra el viento. Los equipos se montan sobre una plataforma o una torre. Los datos de los análisis de gases, habitualmente relevados con detectores infrarrojos de CO ₂ de trayecto abierto o cerrado, se integran a la velocidad y dirección del viento para definir la huella y calcular el flujo.	Flujo realista detectable en un área biológicamente activa con mediciones horarias = $4,4 \times 10^{-7} \text{ kg m}^{-2} \text{ s}^{-1} = 13870 \text{ t km}^{-2}/\text{año}$ (Miles, Davis and Wyngaard 2005)	Puede usarse solamente en la costa. Tecnología demostrada. Relativamente asequible. Potencial para sondear superficies relativamente grandes para determinar flujos y detectar fugas. Una vez detectada, es probable que la fuga requiera un sondeo detallado (detector IR portátil de CO ₂ o de gases del suelo) de la huella para precisar su ubicación.	Pueden ser necesarias varias torres de instrumentos para cubrir un sitio completo. Con un detector montado sobre una torre de 10 m, es probable la detección de una huella en el orden de 10 ⁴ – 10 ⁶ m ² . Puede ser deseable un desarrollo que automatice las mediciones. La determinación cuantitativa de flujos puede estar limitada a regiones de terreno plano.	Implementada por la comunidad investigadora
La técnica de cámaras de acumulación, mediante el uso de IR en el campo o análisis en laboratorio de gas muestreado para medir el flujo (Klusman 2003).	Las cámaras de acumulación de volumen conocido se colocan sobre el piso y se conectan holgadas a la superficie de tierra, por ejemplo acumulando suelo a su alrededor, o se las coloca sobre collares insertados en la tierra. Se muestrea y analiza periódicamente el gas de las cámaras, p. ej. mediante detectores de gas IR, y se devuelve a la cámara para monitorear la acumulación a lo largo del tiempo. Detecta cualquier flujo a través del suelo.	Capaz de detectar fácilmente flujos de 0,04g de CO ₂ m ² día ⁻¹ = 14,6 t/km ² /año (Klusman 2003a). Lo principal es la detección de fugas subterráneas genuinas contra niveles variables biogénicos de segundo plano (potencialmente, los trazas pueden ser de ayuda). Funciona mejor en invierno porque se suprime la variación de las estaciones en las actividades biológicas durante el invierno.	Tecnología probada en Rangely (Klusman 2003a, b, c). Gran herramienta cuando se utiliza junto con el análisis de otros gases y el de isótopos de carbono radiogénicos, que ayudan a identificar la fuente del CO ₂ recopilado. Los gases traza añadidos al CO ₂ inyectado también pueden ayudar; los trazas de movimiento rápido pueden permitir intervenir en la prevención de fugas mediante la modificación de parámetros operativos (es decir, evitar remedios).	Las brechas entre los puntos de muestreo permiten la posibilidad teórica de fugas no detectadas. En yacimientos de petróleo y de gas existe la posibilidad de que el CO ₂ pueda ser CH ₄ oxidado con microbios en lugar de ser CO ₂ que se fuga desde un repositorio.	Implementada por la comunidad investigadora
Análisis de gases de aguas subterráneas y superficiales.	Muestrea y mide el contenido de gas de aguas subterráneas y superficiales tales como manantiales. Puede: a) Colocar un vacío parcial sobre el líquido y extraer los gases disueltos. Analizar gases mediante cromatografía, espectrometría de masa, etc. b) En una muestra fresca, analizar el contenido de bicarbonato. Es básicamente lo que se hizo en el yacimiento en Weyburn en el terreno y en el cabezal del pozo (Shevalier et al. 2004). Dado que los contenidos de CO ₂ y de bicarbonato están ligados, el análisis del bicarbonato puede relacionarse directamente con el contenido del CO ₂ disuelto (suponiendo que hay condiciones de equilibrio).	Los niveles de segundo plano probablemente estén en el orden de pocas ppm. El límite de la detección del bicarbonato está en la gama de <2 ppm.	En la costa. Debe utilizarse en combinación con mediciones de flujos de la tierra a la atmósfera, ya que provee una vía alternativa para las emisiones de CO ₂ . Las técnicas de medición están bien desarrolladas y son relativamente directas (p. ej., Evans et al., 2002) pero debe cuidarse de tomar en cuenta la desgasificación rápida del CO ₂ del agua (Gambardella et al., 2004).	Debe tomar en cuenta las variaciones en el flujo del agua.	>Implementada comercialmente.

**CUADRO A 5.4
TECNOLOGÍAS PARA LA DETECCIÓN DE NIVELES ELEVADOS DE CO₂ EN EL AIRE Y EL SUELO (DETECCIÓN DE FUGAS)**

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Análisis de gas con IR láserico de trayecto abierto largo	Mide la absorción de CO ₂ en el aire de una parte específica del espectro infrarrojo a lo largo de un trayecto de un haz láserico y, por lo tanto, los niveles de CO ₂ en el aire cerca del nivel del suelo. Es posible construir un mapa tomográfico a partir de las mediciones, pero hay pocos registros de su conversión en un flujo a través de la superficie.	Necesita desarrollo, pero el potencial se estima en $\pm 3\%$ del ambiente (aprox. 11 ppm) o mejor	En la costa. Probablemente tiene el mejor potencial a corto plazo de cubrir varios km ² con un dispositivo, y por ello yacimientos enteros con unos pocos dispositivos. Los costos se estiman en miles de dólares por unidad, por lo que el potencial de sondear yacimientos enteros es relativamente asequible. Una vez detectada, es probable que la fuga requiera un sondeo más detallado (detector de CO ₂ IR portátil o de gases del suelo) para precisar su ubicación.	Tecnología que aún se encuentra en desarrollo. Mide la concentración de CO ₂ en un trayecto largo, de modo que es necesaria la interpretación de la tomografía o un sondeo más detallado para ubicar las fugas con precisión. Es difícil calcular flujos o detectar fugas de bajo nivel contra segundos planos relativamente altos y de naturaleza variable.	En la etapa de demostración y desarrollo
Análisis de gases del suelo	Es clave establecer los flujos de segundo plano de los de la superficie y la variación. La técnica mide niveles de CO ₂ y flujos en el suelo con sondas, habitualmente clavadas en el suelo a una profundidad de 50-100 cm, pero también pueden ser muestras de pozos. El muestreo suele hacerse en una cuadrícula. La parte inferior de la sonda o del tubo insertado en el pozo es perforada y se extrae el gas del suelo para llevar a cabo un análisis en el sitio usando un detector IR láserico portátil o se enlata el gas para su análisis en el laboratorio.	Los detectores IR portátiles usados para el sondeo de gases del suelo pueden resolver los cambios en la concentración del CO ₂ hasta por los menos $\pm 1-2$ ppm. Los valores absolutos de CO en los gases del suelo (0,2-4%) son mayores que en el aire, pero las variaciones del flujo son menos en las capas debajo de la superficie que en las superiores, de modo que es más fácil detectar flujos bajos en los niveles subterráneos. Puede medirse una gama de gases; las relaciones de otros gases con los isótopos pueden dar indicios acerca del origen del CO ₂ .	En la costa. Tecnología probada en los yacimientos Weyburn y Rangely y en zonas volcánicas/geotérmicas. Útil para mediciones detalladas, especialmente alrededor de puntos de fugas detectadas con flujo bajo.	Cada medición puede insumir varios minutos. El sondeo exacto de grandes áreas es relativamente costoso e insume mucho tiempo. En los yacimientos de petróleo y de gas existe la posibilidad de que el CO ₂ pueda ser CH ₄ oxidado con microbios en lugar de CO ₂ que se fuga desde un repositorio.	Implementada por la comunidad investigadora
Analizadores de gas IR manuales portátiles, personales, orientados a la seguridad industrial.	Mide niveles de CO ₂ en el aire.	La resolución de los dispositivos manuales pequeños para protección personal suele ser de alrededor de 100 ppm.	Puede usarse en infraestructuras en la costa o en alta mar, por ejemplo en plataformas. Tecnología probada. Los dispositivos manuales pequeños para protección personal suelen costar <\$1000 por unidad. También puede ser útil para señalar fugas de alta concentración detectadas mediante métodos de búsqueda más amplios.	No es lo suficientemente exacta para monitorear fugas de CO ₂ .	Amplia implementación comercial
Análisis de gas con IR láserico aéreo	Detectores IR lásericos de trayectos abiertos o cerrados montados en helicópteros o aviones, con potencial para mediciones de CO ₂ en el aire cada ~10m.	Brantley and Koepenick (1995) indican un límite de detección de ± 1 ppm sobre el ambiente para los equipos usados con la técnica aérea de trayecto cerrado. Con la técnica de trayecto abierto hay menos información disponible, aunque es probable que sea $\pm 1\%$ o menos.	En la costa. Tecnología probada para detectar fugas de metano de tuberías y CO ₂ de fuentes muy grandes. Aplicación posible para la detección de fugas de CO ₂ de tuberías e infraestructuras o fugas concentradas desde fuentes subterráneas.	Las mediciones se hacen por lo menos a cientos de metros sobre el suelo y las concentraciones en el nivel de la superficie son probablemente mucho más altas que las mínimas detectables en esos niveles. El CO ₂ es más pesado que el aire, por lo que baja al nivel de la superficie y no es fácilmente detectable con métodos aéreos, como el metano.	Implementado comercialmente en aplicaciones de tuberías de gas natural, no en aplicaciones de detección de CO ₂ .
Notas: Datos parciales de Schuler & Tang (2005) incluidos con autorización del CO ₂ Capture Project.					

CUADRO A 5.5
MEDICIONES SUSTITUTAS PARA DETECTAR FUGAS DE LOS SITIOS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Imágenes hiperespectrales satelitales o aéreas	Detecta cambios anómalos en la salud de la vegetación que pueden deberse a fugas de CO ₂ hacia la superficie. También puede detectar fallas sutiles u ocultas que pueden ser vías para gases que emergen en la superficie. Utiliza partes visibles e infrarrojas del espectro.	Resolución espacial de imágenes satelitales y aéreas 1-3m Sin calibrar en términos de flujo o de fracción del volumen de CO ₂ en los gases del aire o del suelo, pero puede dar indicaciones de áreas que deben ser muestreadas en detalle.	En la costa	Se requiere investigación para determinar niveles de CO ₂ en el suelo que produzcan cambios detectables en la salud y la distribución de la vegetación. Serán necesarios varios sondeos reiterados para establecer respuestas (por temporada) a las variaciones climáticas. No es útil en zonas áridas.	En etapa de investigación
Interferometría satelital	Los sondeos repetidos de radares satelitales detectan cambios en la elevación de la superficie causados potencialmente por la inyección de CO ₂ , si hay un levantamiento de capas telúricas.	El radar de apertura sintética interferométrica (InSAR, del inglés, <i>Interferometric Synthetic Apertura Radar</i>) puede detectar cambios en la elevación en la escala de milímetros	En la costa	Los cambios en la elevación pueden no ocurrir, u ocurrir por temporada, p. ej., por congelamiento/deshielo. Las condiciones atmosféricas y topográficas locales pueden interferir.	En etapa de investigación, aún no fue implementada para almacenamiento de CO ₂ .

CUADRO A 5.6
TECNOLOGÍAS PARA EL MONITOREO DE LOS NIVELES DE CO EN EL MAR Y SU PROBABLE APLICACIÓN

Técnica	Capacidades	Límites de detección	Dónde es aplicable; costos	Limitaciones	Estado tecnológico actual
Análisis de gases de sedimentos	Muestrea y, en el laboratorio, mide el contenido de gas de sedimentos del lecho marino.	Incertidumbre sobre la relación entre los contenidos de gas medidos y los contenidos de gas en el sitio.	Alta mar. Tiempo de barco costoso.	Es necesario corregir la presión de los datos, salvo que se recojan muestras presurizadas. Pueden usarse anfibios y buzos para tomar las muestras, si fuera necesario. Tiempo de barco costoso.	Implementada por la comunidad investigadora para el análisis de gas metano en alta mar.
Análisis del gas en aguas marítimas	Muestrea y, en el laboratorio, mide el contenido de gas del agua del mar. Hay protocolos para el análisis de muestras del agua marítima.	Límites de detección de los equipos analíticos proclives a estar en el orden de pocos ppm o mejor. El límite de la detección del bicarbonato ronda los <2 ppm. No se ha demostrado la capacidad de detección de fugas en el terreno. El tamaño mínimo de fuga que puede detectarse no ha sido demostrado en la práctica.	Alta mar. Tiempo de barco costoso.	Véase lo citado precedentemente.	Implementada en aguas cercanas a la superficie en la comunidad investigadora; no se utiliza ampliamente en aguas profundas.

Referencias

- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, R.A., Zweigel, P., van der Meer, L.G.H. and Zinszner, B. (2003). 'Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale & Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v. 1, pp. 347-352.
- Bachu, S. and Gunter, W.D. (2005). 'Overview of acid-gas injection operations in Western Canada.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp.443-448.
- Benson, S.M., Gasperikova, E. and Hoversten, M. (2004). 'Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, PH4/29. 99 pages.
- Brantley, S. L. and Koepenick, K. W. (1995). 'Measured carbon-dioxide emissions from Oldoinyo-Lengai and the skewed distribution of passive volcanic fluxes.' *Geology*, v. 23(10), pp. 933-936.
- Chadwick, R.A., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G.A., Holloway, S. and Johannesen, P.N. (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.
- Evans, W. C., Sorey, M.L., Cook, A.C., Kennedy, B.M., Shuster, D.L., Colvard, E.M., White, L.D., and Huebner, M.A., (2002). 'Tracing and quantifying magmatic carbon discharge in cold groundwaters: lessons learned from Mammoth Mountain, USA.' *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, v. 114(3-4), pp. 291-312.
- Gambardella, B., Cardellini, C., Chiodini, G., Frondini, F., Marini, L., Ottonello, G., Vetusch Zuccolini, M., (2004). 'Fluxes of deep CO₂ in the volcanic areas of central-southern Italy'. *J. Volcanol. Geotherm. Res.* v. **136** (1-2), pp. 31-52.
- IEA GHG, (2005). 'Permitting issues for CO₂ capture and storage: A review of regulatory requirements in Europe, USA and Australia.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report IEA/CON/04/104, Cheltenham, UK.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2005). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Metz, B., Davidson, O., Meyer, L and. de Coninck, H.C (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, USA.
- Jones, D. G., Beaubien, S., Strutt, M. H., Baubron, J.-C., Cardellini, C., Quattrochi, F. and Penner, L. A. (2003). 'Additional soil gas monitoring at the Weyburn unit (2003).' Task 2.8 Report for PTRC. British Geological Survey Commissioned Report, CR/03/326.
- Klusman, R.W. (2003(a)). 'Rate measurements and detection of gas microseepage to the atmosphere from an enhanced oil recovery/sequestration operation, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1825-1838.
- Klusman, R.W. (2003(b)) 'Computer modelling of methanotrophic oxidation of hydrocarbons in the unsaturated zone from an enhanced oil recovery/sequestration project, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1839-1852.
- Klusman, R.W., (2003 (c)). 'A geochemical perspective and assessment of leakage potential for a mature carbon dioxide-enhanced oil recovery project and as a prototype for carbon dioxide sequestration; Rangely field, Colorado.' *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87(9), pp. 1485-1507.
- Miles, N.L., Davis, K.J. and Wyngaard, J.C. (2005). 'Detecting leaks from belowground CO₂ reservoirs using eddy covariance, 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. 1031-1044.
- Oldenburg, C.M. and A.J. Unger, (2003). 'On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites: unsaturated zone attenuation. Vadose Zone'. *Journal*, 2, 287-296.
- Pruess, K., García, J., Kavscek, T., Oldenburg, C., Rutqvist, J., Steefel, C., and Xu, T. (2004). 'Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO₂'. *Energy*, v. 29, pp. 1431-1444.
- 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.

- Scherer, G.W., Celia, M.A., Prevost, J-H., Bachu, S., Bruant, R., Duguid, A., Fuller, R., Gasda, S.E., Radonjic, M. and Vichit-Vadakan, W. (2005). 'Leakage of CO₂ through abandoned wells: role of corrosion of cement, 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, Benson, S.M. (Ed.), Elsevier Science, London, pp. 827–850.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea.' *Netherlands Journal of Geosciences*, v. **82(1)**, pp. 91-105.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Shallow gas and gas seepage: expressions on seismic and other acoustic data from the Netherlands North Sea.' *Journal of Geochemical Exploration*, v. **4061**, pp. 1-5.
- Shevalier, M., Durocher, K., Perez, R., Hutcheon, I., Mayer, B., Perkins, E., and Gunter, W. (2004). 'Geochemical monitoring of gas-water-rock interaction at the IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project.' Saskatchewan, Canada. GHGT7 Proceedings. At: http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?format=poster.
- Shuler, P. and Tang, Y (2005). 'Atmospheric CO₂ monitoring systems, 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. 1015–1030.
- Strutt, M.H, Beaubien, S.E., Beabron, J.C., Brach, M., Cardellini, C., Granieri, R., Jones, D.G., Lombardi, S., Penner, L., Quattrocchi F. and Voltatomi, N. (2003). 'Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the EnCana EOR project in Weyburn, Saskatchewan (Canada).' 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., 391–396.
- Wang, Z. (1997). 'Feasibility of time-lapse seismic reservoir monitoring; the physical basis.' *The Leading Edge*, v. 16, pp. 1327-1329.
- White, D.J., Burrowes, G., Davis, T., Hajnal, Z., Hirsche, I., Hutcheon, K., Majer, E., Rostron, B and Whittaker, S. (2004). 'Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs.' The International Energy Agency Weyburn pilot project. *GSA Today*, 14, 4–10.
- Wilson, M., and Monea, M. (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.
- Wright, G. and Majek, A. (1998). 'Chromatograph, RTU System monitors CO₂ injection'. *Oil and Gas Journal*, July 20, 1998.
- Yoshigahara, C, Itaoka, K. and Akai, M. (2005). 'Draft accounting rules for CO₂ capture and storage'. Proceedings of the GHGT-7 Conference.

Otras referencias

- Barrie, J., Brown, K., Hatcher, P.R. & Schellhase, H.U. (2005). 'Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risks.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp. 315-320.
- Haefeli, S., Bosi, M. and Philibert, C. (2004). 'Carbon dioxide capture and storage issues - accounting and baselines under the United Nations Framework Convention on Climate Change'. IEA Information Paper. IEA, Paris, 36 p.
- Holloway, S., Pearce, J.M., Ohsumi, T. and Hards, V.L. (2005). 'A review of natural CO₂ occurrences and their relevance to CO₂ storage.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Oldenburg, Curtis M., Lewicki, Jennifer L., and Hepple, Robert P., (2003). 'Near-surface monitoring strategies for geologic carbon dioxide storage verification.' Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA LBNL-54089.
- Schremp, F.W. and Roberson, G.R. (1975). 'Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials.' *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.