

5. USOS, ALMACENAMIENTO O CONFINAMIENTO DEFINITIVO DE CO₂

5.1. Introducción

En esta sección se pretende encontrar un depósito que pueda retener el CO₂ de forma estable y durante largos periodos, siendo esta una de las características fundamentales que debe tener todo método del confinamiento de CO₂. Pueden considerarse tres alternativas para el almacenamiento de CO₂:

- Alojamiento del gas en depósitos geológicos.
- Alojamiento del gas en depósitos oceánicos.
- Carbonatación mineral y usos industriales.
- Aprovechamiento de los procesos naturales (fotosíntesis).

En la ilustración de la figura 5.1 se muestran las posibilidades de usos o confinamientos de CO₂.

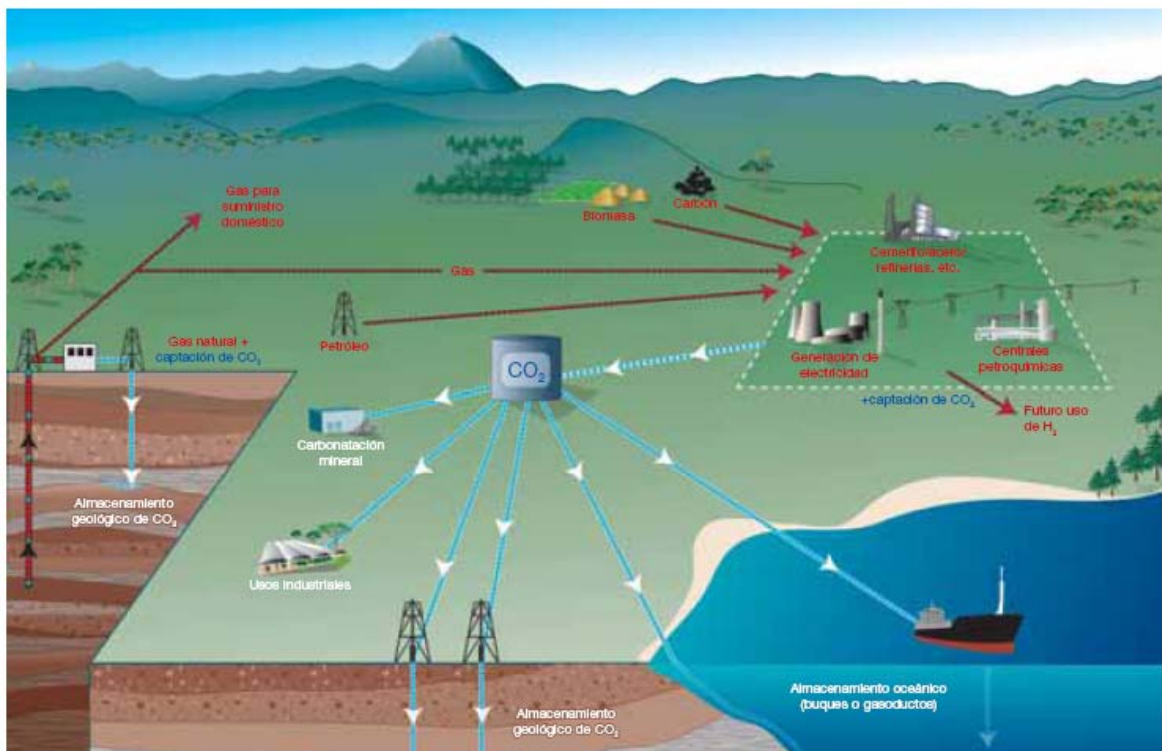


Fig. 5.1. Diagrama esquemático de los posibles sistemas de captura y almacenamiento del carbono (CAC). En él se indican las fuentes para las que la CAC podría ser de utilidad, así como las opciones de transporte y almacenamiento del CO₂.

5.2. Confinamiento geológico

5.2.1. Alternativas

El confinamiento geológico del CO₂ se realiza en depósitos naturales como son acuíferos salinos, yacimientos de gas y petróleo y yacimientos de carbón de difícil explotación.

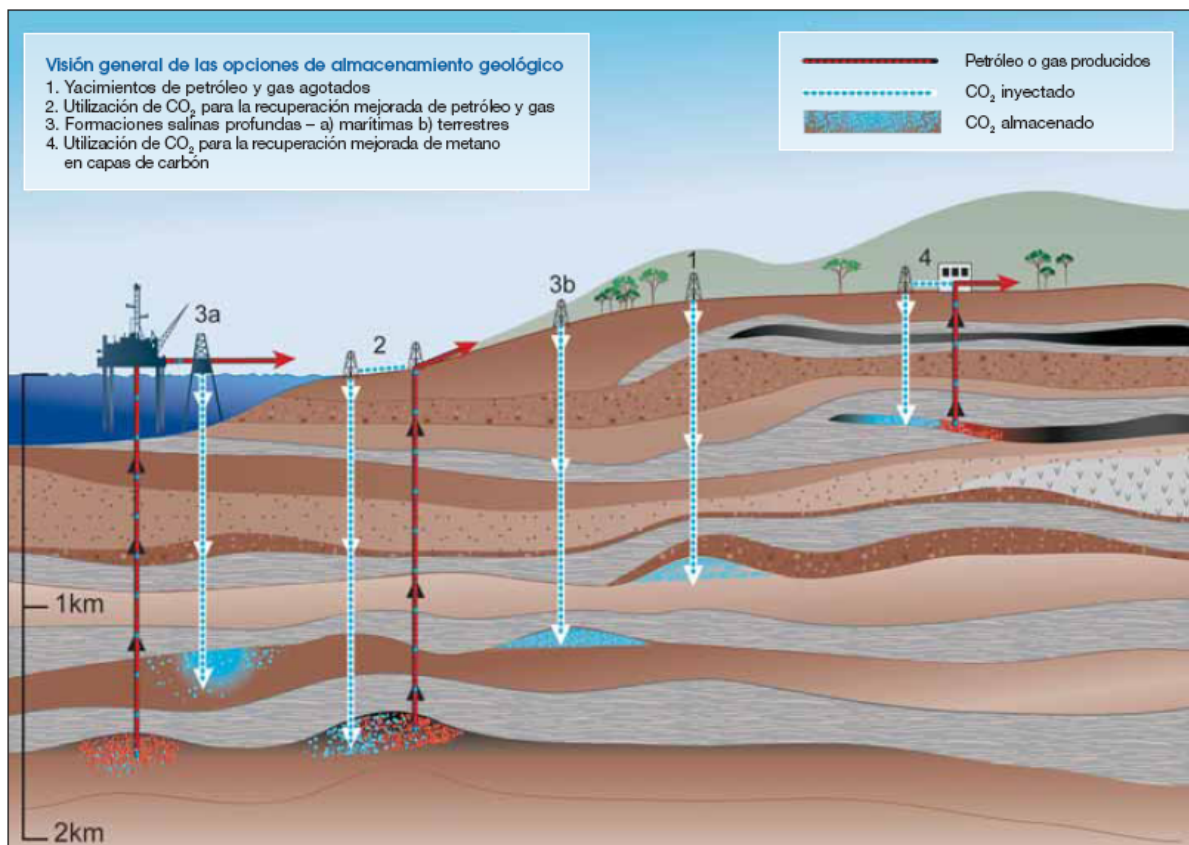


Fig. 5.2. Métodos para almacenar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas. Pueden combinarse métodos con la recuperación de hidrocarburos: Recuperación mejorada de petróleo

Los *acuíferos salinos* son depósitos geológicos que se encuentran en las rocas situadas bajo el fondo marino o terrestre. Consisten en un manto de roca porosa. Estos poros son ocupados por el agua salada la cual es retenida en los poros entre los granos de la roca. La zona comprendida entre el suelo marino/terrestre y la zona porosa de la roca es impermeable la mayoría de las veces, haciendo de sello y evitando la migración vertical del agua salada hacia el exterior. Cuando se inyecta el CO₂ en la roca porosa va rellorando los poros desplazando al agua salada y quedando el gas confinado, formando una especie de domo. Este depósito de CO₂, limitado por la parte superior por la capa impermeable de la roca y por la inferior por el agua salada más densa que el gas, puede permanecer durante largos periodos de tiempo al igual que lo ha hecho el agua salada estable.

Una vez que el CO₂ es inyectado en el acuífero es posible que este sea confinado de tres formas distintas:

- Confinamiento hidrodinámico, donde el CO₂ es atrapado en el espacio entre la capa impermeable y el agua salada.
- Disolución del CO₂ en el agua salada del acuífero.
- Confinamiento mineral. Este último, es un proceso lento, todavía no demasiado entendido en el que el CO₂ reacciona con los minerales y materia orgánica existentes dentro de la formación geológica para dar estructuras sólidas.

Se puede aprovechar el conocimiento de la industria petrolífera y gasista para estudiar la posibilidad de confinar el CO₂ en este tipo de depósitos naturales que se sabe han contenido y siguen conteniendo grandes cantidades de hidrocarburos. Una de las actividades que se viene realizando básicamente en Estados Unidos es la técnica del EOR. Consiste en la *inyección de CO₂ en depósitos de petróleo* próximos al fin de su vida útil para aumentar la eficiencia del proceso de extracción y prolongar su explotación. Principalmente el mecanismo por el que se aumenta la eficiencia es debido a la disolución del CO₂ en el hidrocarburo, disminuyendo su viscosidad y facilitando el paso a través de las cavidades rocosas. Se estima que aumenta la eficiencia de la explotación entre un 15 y un 25% {44}. Cuando la mezcla del crudo y el CO₂ llega a la superficie la disminución de la presión hace que el CO₂ se transforme en gas y se libere, siendo fácilmente capturado, comprimido e inyectado de nuevo al depósito. En Estados Unidos los consumidores de CO₂ para proyectos EOR pagan entre unos 9 a 18 euros por tonelada.

En cuanto al *confinamiento de CO₂ en depósitos de petróleo y gas natural ya agotado* es posible pero resulta complicado que un operador quiera reiniciar la actividad en el mismo lugar. La permeabilidad de la matriz de los yacimientos de gas natural suele ser pequeña, ocasionando que únicamente un 2% de los poros de la formación hayan quedado llenos de agua tras la total explotación del yacimiento. Esto quiere decir que aun queda bastante espacio para el CO₂ si la inyección se realiza inmediatamente tras el agotamiento del depósito. En Europa se estima que la capacidad de los yacimientos marinos es de 14,5 billones de toneladas y de 13,1 billones en depósitos terrestres.

El ECBM (*Enhance Coal Bed Methane recovery*) es una técnica en fase de estudio en la cual se pretende que las minas de carbón de difícil explotación sean utilizadas como depósito de CO₂.

Las capas de carbón contienen en su matriz metano que ha quedado adsorbido. El CO₂ es más adsorbente que el metano y por tanto al inyectarlo se libera este de la matriz del carbón y queda atrapado el CO₂. Se estima que por cada dos moléculas de CO₂ se recupera una de metano. Otra de las ventajas es la posibilidad de introducir N₂ juntamente con el CO₂, al ser el N₂ también más adsorbente que el metano en las betas de carbón.

5.2.2. Tecnología y mecanismos de almacenamiento

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas comprende muchas de las tecnologías que se han desarrollado en la industria de la prospección y la producción de petróleo y gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes continúa desarrollándose para el diseño y el funcionamiento del almacenamiento geológico.

Otras prácticas de inyección subterránea también aportan una experiencia operativa útil. En particular, el almacenamiento de gas natural, la inyección en profundidad de desechos líquidos, y la eliminación de gas ácido (mezclas de CO₂ y H₂S) se han llevado a cabo en Canadá y en los Estados Unidos desde 1990, también a escala de megatonelada.

Por lo general, se espera que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburo o en formaciones salinas profundas tenga lugar a profundidades por debajo de 800 m, donde la presión y la temperatura ambiente normalmente darán lugar a que el CO₂ esté en estado líquido o hiper crítico. En estas condiciones, la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80 por ciento de la densidad del agua. Este porcentaje se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, lo cual origina fuerzas ascensionales que tienden a impulsar al CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca estanca sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurarse de que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra. Al ser inyectado bajo tierra, el CO₂ se comprime y llena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que ya están presentes (los "fluidos *in situ*"). En los depósitos de petróleo y gas, el desplazamiento de los fluidos *in situ* por el CO₂ inyectado puede dar lugar a que la mayor parte del volumen poroso quede disponible para el almacenamiento de CO₂. En las formaciones salinas, las estimaciones del volumen potencial de almacenamiento son más bajas y oscilan entre algunos puntos porcentuales y más del 30 por ciento del volumen total de la roca {45}.

Una vez inyectada en la formación de almacenamiento, la fracción retenida depende de una combinación de mecanismos de retención física y geoquímica. La retención física para bloquear el desplazamiento del CO₂ hacia arriba la proporciona una capa de pizarra y roca arcillosas sobre la formación de almacenamiento. Esta capa impermeable es conocida como "roca de cubierta". Puede lograrse una retención física adicional con fuerzas capilares que retienen CO₂ en los espacios porosos de la formación. No obstante, en muchos casos, uno o más lados de la formación permanecen abiertos, dando, así, cabida al desplazamiento lateral de CO₂ bajo la roca de cubierta. En estos casos, es importante contar con mecanismos adicionales para la retención a largo plazo del CO₂ inyectado.

El mecanismo conocido como retención geoquímica surge cuando el CO₂ reacciona con los fluidos *in situ* y la roca hospedante. Primero, el CO₂ se disuelve en el agua *in situ*. Una vez que esto ha sucedido (en escalas cronológicas de cientos a miles de años), el agua cargada de CO₂ aumente

su densidad y, por tanto, se hunde en la formación (en lugar de ascender hacia la superficie). Entonces, las reacciones químicas entre el CO₂ disuelto y los minerales rocosos forman especies iónicas, de manera que una fracción del CO₂ inyectado se convertirá en carbonatos sólidos a lo largo de millones de años.

Otro tipo más de retención se produce cuando el CO₂ es adsorbido de forma preferencial por el carbón o por pizarras arcillosas ricas en sustancias orgánicas, reemplazando gases como el metano. En estos casos, el CO₂ permanecerá retenido mientras la presión y la temperatura se mantengan estables. Estos procesos, por lo general, tendrían lugar a menor profundidad que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburos y formaciones salinas.

5.2.3. Distribución geográfica y capacidad de los lugares de almacenamiento

Como se indica en mapa de figura 5.3, existen regiones con cuencas sedimentarias potencialmente aptas para el almacenamiento de CO₂ en todo el mundo, tanto en la tierra como en el mar. La capacidad de almacenamiento está asociada fundamentalmente a yacimientos de petróleo y gas, las formaciones salinas profundas y las capas de carbón inexplorables. Otras formaciones o estructuras geológicas posibles (como el basalto, las pizarras bituminosas y gaseosas, las cavernas salinas y las minas abandonadas) representan oportunidades de nichos, aunque por el momento no han sido lo suficientemente estudiadas como para poder evaluar su potencial.

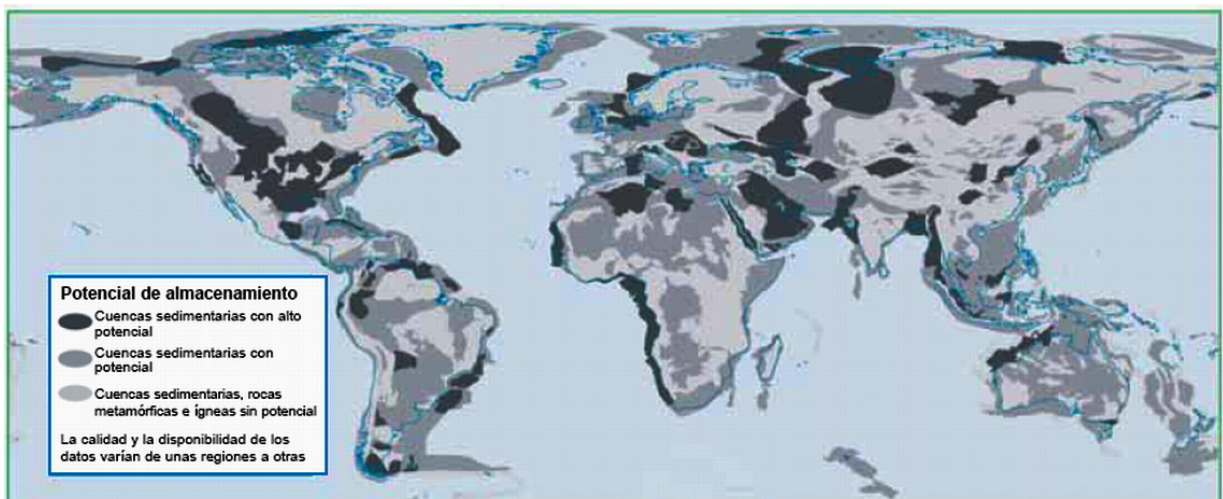


Fig. 5.3. Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias en las que pueden encontrarse formaciones salinas, yacimientos de petróleo o gas, o capas de carbón apropiados. Sólo se incluye parte de los lugares de almacenamiento en estratos de carbón. La prospección es una evaluación cualitativa de las probabilidades de que haya un lugar de almacenamiento apropiado en una zona determinada, que se realiza sobre la base de la información disponible. Este gráfico sólo debe considerarse a título de orientación, ya que está basado en datos parciales cuya

calidad puede variar de una región a otra y que pueden cambiar a lo largo del tiempo y con la aportación de nueva información.

Para los yacimientos de petróleo y gas se dispone de mejores estimaciones de la capacidad de almacenamiento, basadas en la sustitución de volúmenes de hidrocarburos por volúmenes de CO₂. Cabe señalar que, salvo en el caso de la recuperación mejorada de petróleo, esos depósitos no estarán disponibles para el almacenamiento de CO₂ hasta que los hidrocarburos se hayan agotado, y que los cambios de presión y los efectos geomecánicos causados por la producción de hidrocarburo en el depósito pueden reducir la capacidad real de almacenamiento.

5.2.4. Criterios y métodos de selección de los lugares de almacenamiento

La caracterización, la selección y la predicción del rendimiento de un depósito son fundamentales para conseguir un almacenamiento geológico satisfactorio. Antes de seleccionar un lugar, las condiciones geológicas deben ser estudiadas a fin de determinar si la roca de cubierta suprayacente proporcionará una estanqueidad efectiva, si hay una formación para el almacenamiento lo suficientemente voluminosa y permeable, y si algún pozo abandonado o activo puede poner en peligro la integridad de la roca estanca.

En este sentido, las técnicas desarrolladas para la exploración de yacimientos de petróleo y gas, los lugares de almacenamiento de gas natural y de eliminación de desechos líquidos son apropiados para la caracterización de los lugares de almacenamiento geológico del CO₂.

Algunos ejemplos de estas técnicas comprenden el registro gráfico de emisiones sísmicas, pruebas de bombeo para evaluar las formaciones para el almacenamiento y la estanqueidad, y registros de la integridad del cemento. Para contribuir a las actividades de caracterización y selección del lugar se utilizan programas informáticos de simulación del movimiento del CO₂ bajo tierra. Inicialmente, estos programas se desarrollaron para aplicaciones como la ingeniería de los yacimientos de petróleo y gas y las investigaciones sobre los recursos de aguas subterráneas. Si bien abarcan muchos de los procesos físicos, químicos y geomecánicos necesarios para predecir tanto el rendimiento del almacenamiento de CO₂ a corto plazo como a largo plazo, es preciso adquirir más experiencia a fin de establecer confiabilidad en su eficacia para predecir el rendimiento a largo plazo cuando se adaptan al almacenamiento de CO₂. Por otra parte, la disponibilidad de datos apropiados sobre la caracterización del lugar es fundamental para la fiabilidad de los modelos.

5.2.5. Coste del almacenamiento geológico

Las tecnologías y el equipo utilizados para el almacenamiento geológico son de uso generalizado en los sectores del petróleo y el gas, por lo que las estimaciones de los costos para esta opción tienen un grado de confianza relativamente alto con respecto a la capacidad de almacenamiento en el margen inferior del potencial técnico. No obstante, hay una escala y una variabilidad de costos significativos debido a factores específicos de cada emplazamiento como el almacenamiento marítimo frente al terrestre, la profundidad del depósito y las características geológicas de la formación de almacenamiento (por ejemplo, la permeabilidad y el espesor de la formación).

Las estimaciones representativas de los costos de almacenamiento en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos y de gas agotados suelen oscilar entre 0,5 y 8 dólares de los EE.UU. (USD) por cada tonelada de CO₂ inyectado. Los costos de vigilancia, que varían entre 0,1 y 0,3 USD por tonelada de CO₂, son adicionales. Los costos de almacenamiento más bajos corresponden a los depósitos terrestres, de poca profundidad y alta permeabilidad, y/o los lugares de almacenamiento en que los pozos y la infraestructura de yacimientos petrolíferos y de gas existentes pueden ser reutilizados.

Cuando el almacenamiento se combina con la recuperación mejorada de petróleo, la ECBM o (potencialmente) la recuperación mejorada de gas, el valor económico del CO₂ puede reducir los costos totales de la CAC. Según los datos y los precios del petróleo anteriores a 2003, la producción mejorada de petróleo para la recuperación mejorada de petróleo terrestre con el almacenamiento de CO₂ podría generar beneficios netos de 10 a 16 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (con inclusión de los costos de almacenamiento geológico) {45}.

Para la recuperación mejorada de gas y la ECBM, que aún están en proceso de desarrollo, no hay información fiable sobre los costos basada en experiencias reales. No obstante, en todos los casos, el beneficio económico de la producción mejorada depende en gran medida de los precios del petróleo y el gas.

5.2.6. Evaluación de los riesgos e impacto ambiental

Los riesgos relacionados con las fugas del almacenamiento de CO₂ en depósitos geológicos quedan abarcados en dos categorías generales: riesgos mundiales y riesgos locales.

Los *riesgos mundiales* comprenden la liberación de CO₂ que puede contribuir de forma significativa al cambio climático si se produce una fuga de cierta fracción de la formación de almacenamiento a la atmósfera. Además, si hay una fuga de CO₂ de la formación de almacenamiento,

pueden existir riesgos para los seres humanos, los ecosistemas y las aguas subterráneas, que representan los riesgos locales.

Según las observaciones y los análisis de lugares de almacenamiento de CO₂ existentes, sistemas naturales, y sistemas y modelos simulados, es muy probable que la fracción retenida en depósitos seleccionados y gestionados de forma apropiada exceda del 99 por ciento en el curso de 100 años, y es probable que exceda del 99 por ciento en un plazo de 1 000 años {45}. Es probable que se retengan fracciones similares durante períodos de tiempo incluso más largos, ya que se espera que el riesgo de fuga disminuya gradualmente a medida que otros mecanismos permitan una retención adicional. La cuestión es si estas fracciones retenidas serían suficientes para que el almacenamiento no permanente tenga algún valor para la mitigación del cambio climático.

Con respecto a los *riesgos locales*, hay dos tipos de escenarios en que pueden producirse fugas. En el primer caso, los fallos en los pozos de inyección o las fugas ascendentes en pozos abandonados podrían crear una repentina y rápida liberación de CO₂. Es probable que este tipo de liberación sea detectado con prontitud y sea atajado mediante la utilización de técnicas disponibles en la actualidad para la contención de erupciones de pozos. Los riesgos relacionados con este tipo de liberación afectan principalmente a los trabajadores que se encuentran en las proximidades de dicha fuga cuando ésta se produce, o a aquellos que son llamados para controlar la erupción. Una concentración de CO₂ superior a un nivel del 7 al 10% en el aire causaría un peligro inmediato para la vida y la salud humanas. La contención de este tipo de liberación puede llevar entre horas y días y es probable que la cantidad total de CO₂ liberado sea muy baja en comparación con la cantidad inyectada total. Este tipo de riesgos son gestionados periódicamente de forma eficaz en el sector del petróleo y el gas mediante la utilización de controles técnicos y administrativos.

En el segundo escenario, pueden producirse fugas a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas en que la filtración a la superficie es más gradual y difusa. En este caso, los peligros afectan principalmente a los acuíferos de agua potable y los ecosistemas en los que el CO₂ se acumula en la zona situada entre la superficie y la parte superior de la capa freática. El agua subterránea puede verse afectada tanto por las fugas directas de CO₂ a un acuífero como por la salmuera que penetra en el acuífero como resultado de su desplazamiento por el CO₂ durante el proceso de inyección. En este escenario, también puede darse una acidificación de los suelos y un desplazamiento de oxígeno en los suelos. Además, si las fugas a la atmósfera se produjeran en zonas de tierras bajas con poco viento, o en sumideros y bases rocosas situadas sobre estas fugas difusas, se causarían daños a las vidas humanas y animales de no detectarse una fuga. Los seres humanos se verían afectados en menor medida por las fugas originadas en lugares de almacenamiento marítimos que en los terrestres. Las rutas de las fugas pueden identificarse por medio de diversas técnicas y mediante la caracterización del depósito.

El diseño y el emplazamiento minuciosos del sistema de almacenamiento, junto con la implementación de métodos para la pronta detección de fugas (preferentemente mucho antes de que el CO₂ alcance la superficie terrestre), son formas eficaces de reducir los riesgos relacionados con las fugas difusas. Los métodos de vigilancia disponibles son prometedores, pero es necesario adquirir más experiencia para establecer los niveles y la resolución de detección. Una vez que se han detectado las fugas, se pueden utilizar ciertas técnicas de saneamiento disponibles para detenerlas o controlarlas. Según el tipo de fuga, estas técnicas podrían comprender técnicas normalizadas de reparación de pozos, o la extracción de CO₂ mediante la intercepción de su fuga en un acuífero subterráneo a poca profundidad.

También existen técnicas para eliminar el CO₂ de los suelos y las aguas subterráneas, pero es probable que resulten costosas. Se necesitará más experiencia para demostrar la eficacia y determinar los costos de estas técnicas para su uso en el almacenamiento de CO₂.

5.3. Confinamiento oceánico

5.3.1. Alternativas

El océano tiene de media una profundidad de 4000 metros y contiene una cantidad de CO₂ de aproximadamente 144.000 GTn. El CO₂, para quedar atrapado en aguas oceánicas, debe inyectarse por debajo de los 1000 metros de profundidad, por debajo de la capa denominada termoclina, donde se encuentran a temperaturas muy bajas, facilitando la no recirculación del CO₂ hacia la superficie. Se puede optar por introducir el CO₂ a profundidades intermedias, sobre 1000 m, o hacerlo a profundidades mayores, aproximadamente 3000 m {44}.

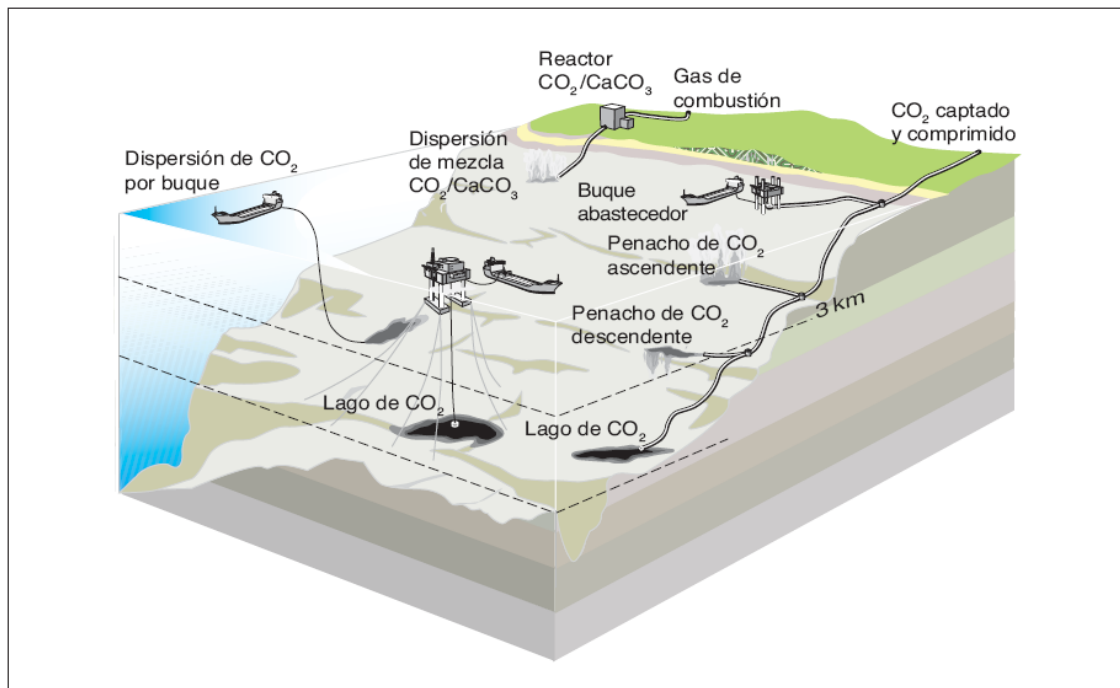


Fig. 5.4. Métodos de almacenamiento oceánico

La inyección de CO_2 a profundidades intermedias, se lleva a cabo mediante conductos que lo introducen en forma de líquido. Puede realizarse directamente, o atomizando el líquido en pequeñas gotitas. Se ha estimado que un buen diseño del sistema de difusión, puede diluir todo el CO_2 en una capa de 100 metros de altura, medida sobre la salida del difusor. Además, la introducción en gotitas del CO_2 , puede disminuir el impacto sobre la fauna y flora marinas, ya que la acidez del mar puede verse afectada por el aumento del CO_2 .

La inyección a profundidades mayores de 3000 metros, aprovecha el hecho de la mayor densidad del CO_2 con respecto al agua a estas profundidades. Esto permite que se forme un lago estable de CO_2 en un foso sobre el fondo del océano reduciendo el impacto marino a una porción pequeña. El CO_2 situado en capas inmediatamente superiores al lago formado, a causa de las grandes presiones a las que se encuentra sometido, al diluirse en el agua forma un hidrato sólido. Este hidrato forma una corteza que retrasa todavía más el escape del CO_2 a la superficie.

Se han propuesto otros métodos de inyección del CO_2 al océano, tales como formar bloques sólidos de hielo de CO_2 . Son métodos mucho más caros que los anteriores, que aprovechan la mayor densidad de los bloques con respecto al agua, aunque no se consideran factibles en la actualidad.

5.3.2. Impacto y riesgos ecológicos y ambientales

La inyección de algunas Gtn de CO₂ produciría un cambio apreciable en la química de la región oceánica en que se llevara a cabo, mientras que la inyección de cientos de Gtn de CO₂ produciría cambios más importantes en la región que hubiera recibido la inyección y acabaría por causar cambios apreciables en todo el volumen oceánico.

El océano es capaz de absorber unas 6,2 Gtn de CO₂ /año {44}. El pH marino es de 8 y posibilita la absorción de CO₂ mediante la formación de carbonatos. En el agua marina únicamente el 1% del CO₂ permanece como molécula y más del 90% se queda en la forma de ión bicarbonato. Interesa que la mayor parte de este carbón inorgánico disuelto en el océano se disponga en las profundidades retardando el regreso del CO₂ a la atmósfera. Este proceso se consigue de una forma lenta mediante dos procesos principalmente:

- el CO₂ se disuelve en las aguas frías y densas del Atlántico Norte y es transportado por las corrientes marinas hasta las aguas del Océano Índico y Pacífico donde el CO₂ escapa de nuevo a la atmósfera
- la fijación de CO₂ mediante la fotosíntesis realizada por los organismos existentes en el océano es el segundo mecanismo sumidero. En ambos casos se estima en unos 1000 años el tiempo en el que es completado un ciclo desde la disolución hasta el escape.

A partir de una simulación en la que se supone una liberación desde 7 ubicaciones diferentes, a 3000 m de profundidad y un almacenamiento oceánico que aporta el 10% del esfuerzo de mitigación para la estabilización a un nivel de 550 ppmv de CO₂ atmosféricos, se estiman que pueden aparecer cambios en la acidez (cambios del pH) de más de 0,4, en un 1% del volumen oceánico, aproximadamente. En comparación, en un caso de estabilización a un nivel de 550 ppmv sin almacenamiento oceánico, se estimó un cambio del pH de más de 0,25 en la superficie oceánica debido a la estabilización con las elevadas concentraciones de CO₂ en la atmósfera. En cualquier caso, un cambio de 0,2 a 0,4 en el pH es considerablemente mayor que las variaciones preindustriales en la acidez oceánica. En cualquier caso, a lo largo de los siglos, la mezcla de los océanos dará lugar a la pérdida del aislamiento del CO₂ inyectado. A medida que una mayor cantidad de CO₂ fuera alcanzando las aguas de la superficie oceánica, se irían produciendo descargas graduales en la atmósfera desde grandes regiones del océano. Actualmente, no se conoce ningún mecanismo para la liberación repentina o catastrófica en la atmósfera de CO₂ inyectado en el océano {45}.

Los experimentos muestran que la adición de CO₂ puede dañar a los organismos marinos. Los efectos de los niveles elevados de CO₂ han sido estudiados, principalmente, en escalas cronológicas de hasta varios meses en distintos organismos que viven cerca de la superficie oceánica. Los fenómenos observados incluyen la reducción de los índices de calcificación, reproducción, crecimiento, suministro de oxígeno circulatorio y movilidad, así como el aumento gradual de la mortalidad. En algunos organismos,

estos efectos se observan incluso como consecuencia de pequeñas adiciones de CO₂ por lo que se prevé una incidencia de mortalidad inmediata en las proximidades de los puntos de inyección o los lagos de CO₂. Los efectos crónicos de la inyección directa de CO₂ en el océano sobre los organismos o ecosistemas en amplias zonas oceánicas y durante largos períodos de tiempo aún no han sido estudiados.

No obstante estas consideraciones se han rechazado a pequeña escala y que no se ha llevado a cabo ningún experimento controlado del ecosistema en las profundidades oceánicas, por lo que sólo puede ofrecerse una evaluación preliminar de los efectos potenciales sobre el ecosistema. Se prevé que las repercusiones en el ecosistema aumentarán con las crecientes concentraciones de CO₂ y el pH decreciente, pero aún no se conoce el carácter de tales repercusiones, y todavía no se han establecido criterios ambientales para evitar efectos desfavorables. En este momento, tampoco está claro, dado el caso, cómo se adaptarían las especies y los ecosistemas a los cambios químicos prolongados.

5.3.3. Costos del almacenamiento oceánico

Si bien se carece de experiencia respecto del almacenamiento oceánico, se ha tratado en ciertas ocasiones de estimar los costos de los proyectos de almacenamiento de CO₂ en cuyo marco se liberaría CO₂ en el fondo del mar o en las profundidades oceánicas. Los costos de captación de CO₂ y de su transporte hasta la costa (por ejemplo, por gasoductos) no están comprendidos en el costo del almacenamiento oceánico considerados a continuación. No obstante, los costos de los gasoductos marítimos o los buques, así como cualquier costo energético adicional, sí están incluidos en el costo del almacenamiento oceánico. En el cuadro {45} se resumen los costos de almacenamiento oceánico mostrados en la tabla de la figura 5.5. Las cifras indican que, para las distancias cortas, la opción de los gasoductos fijos resultaría más económica mientras que para distancias más largas, el buque en desplazamiento o el transporte por barco hasta una plataforma con la inyección posterior serían posibilidades más atractivas.

Método de almacenamiento oceánico	Costo (US\$/tCO ₂ inyectado, neto)	
	A 100 km de la costa	A 500 km de la costa
Gasoducto fijo	6	31
Buque/plataforma en desplazamiento ³	12-14	13-16

Fig. 93. Costos del almacenamiento oceánico a más de 3 000 m de profundidad

5.3.4. Carbonatación mineral y usos industriales

La presente sección se ocupa de dos opciones de almacenamiento de CO₂ bien diferentes entre sí. La primera es la carbonatación mineral, que conlleva la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos sólidos mediante reacciones químicas. La segunda opción consiste en el uso industrial del CO₂ de forma directa o como materia prima para la producción de diversas sustancias químicas que contienen carbono.

5.3.4.1. Carbonatación mineral: tecnología, impacto y costos

La carbonatación mineral se refiere a la fijación de CO₂ mediante el uso de óxidos alcalinos y alcalinotérreos, como el óxido de magnesio (MgO) y el óxido de calcio (CaO), que están presentes en las rocas de silicatos de formación natural como la serpentina y el olivino. Las reacciones químicas entre estos materiales y el CO₂ producen compuestos como el carbonato de magnesio (MgCO₃) y el carbonato cálcico (CaCO₃, comúnmente conocido como piedra caliza). La cantidad de óxidos presentes en las rocas de silicatos que pueden encontrarse en la corteza terrestre excede de las cantidades necesarias para fijar todo el CO₂ que produciría la combustión de todas las reservas de combustibles fósiles existentes.

Estos óxidos también aparecen en pequeñas proporciones en algunos desechos industriales, como la escoria y las cenizas del acero inoxidable. La carbonatación mineral produce sílice y carbonatos que se mantienen estables durante largos períodos de tiempo y que, por tanto, pueden eliminarse en zonas como las minas de silicato o pueden reutilizarse con fines de construcción, si bien es probable que esa reutilización sea mínima en relación con las cantidades producidas. Tras la carbonatación, el CO₂ no sería liberado a la atmósfera. Como consecuencia, apenas sería necesario vigilar los lugares de eliminación y los riesgos asociados serían casi insignificantes. Es difícil estimar el potencial de almacenamiento en esta fase inicial de desarrollo. En todo caso, estaría limitado por la fracción de reservas de silicatos cuya explotación sea posible desde el punto de vista técnico, por cuestiones ambientales como el volumen de la eliminación de productos, y por obstáculos jurídicos y sociales relacionados con el lugar de almacenamiento.

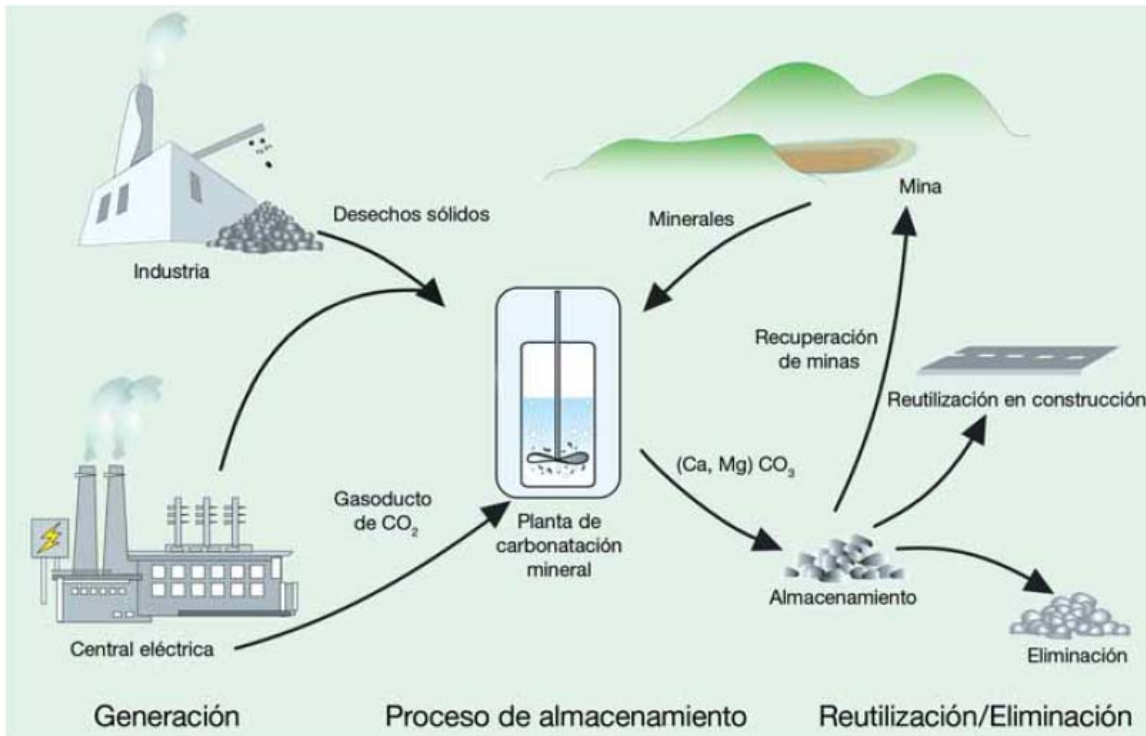


Fig. 5.6. Flujos de materiales y fases del proceso relacionados con la carbonatación mineral de las rocas de silicatos o los residuos industriales

El proceso de carbonatación mineral se produce de forma natural y se conoce como "meteorización". En la naturaleza, el proceso es muy lento, por lo que debe ser acelerado de forma considerable a fin de convertirlo en un método de almacenamiento viable para el CO₂ captado procedente de fuentes antropógenas. La investigación en el ámbito de la carbonatación mineral se centra, por tanto, en la identificación de vías para el proceso que puedan alcanzar velocidades de reacción que sean viables para fines industriales y lograr que la reacción tenga un mayor rendimiento energético. La tecnología de carbonatación mineral que utiliza silicatos naturales se halla en la fase de investigación, pero algunos procesos que usan desechos industriales están ya en la fase de demostración.

Un proceso comercial tipo requeriría la explotación minera, la trituración y la molienda de los minerales, así como su transporte a una planta de tratamiento que reciba un flujo concentrado de CO₂ de una planta de captación. La energía requerida para el proceso de carbonatación oscilaría entre el 30 y el 50 por ciento de la salida de la planta de captación. Teniendo en cuenta las necesidades energéticas adicionales para la captación de CO₂, un sistema de CAC con carbonatación mineral requeriría un consumo energético por kWh del 60 al 180 por ciento más que una central eléctrica de referencia sin captación ni carbonatación mineral. Estas necesidades energéticas hacen aumentar el coste por tonelada de CO₂ evitado para el sistema general de forma significativa.

El mejor caso que se ha estudiado hasta la fecha es el de la carbonatación húmeda de olivino de silicato natural. El coste estimado de este proceso varía entre 50 y 100 USD por tonelada neta de CO₂ mineralizado (además de los costes de captación y transporte de CO₂, pero teniendo en cuenta las necesidades energéticas adicionales). El proceso de carbonatación mineral requeriría la explotación de entre 1,6 y 3,7 toneladas de silicatos por cada tonelada de CO₂, y produciría de 2,6 a 4,7 toneladas de materiales desechables por cada tonelada de CO₂ almacenado como carbonatos {45}. Por tanto, se trataría de una operación de grandes dimensiones, con un impacto ambiental similar al de las actuales actividades de explotación minera a cielo abierto y a gran escala. La serpentina también suele contener crisotilo, que es una forma natural de asbesto (amianto), por lo que su presencia exige medidas de vigilancia y mitigación de la misma índole que las existentes en el sector de la minería. Por otra parte, los productos de la carbonatación mineral no contienen crisotilo, ya que éste es el componente más reactivo de la roca y, por ende, la primera sustancia que se convierte en carbonatos.

Aún deben aclararse diversas cuestiones para poder facilitar cualquier estimación del potencial de almacenamiento de la carbonatación mineral. Tales cuestiones comprenden evaluaciones de la viabilidad técnica y las necesidades energéticas correspondientes a gran escala, pero también la fracción de reservas de silicato cuya explotación es técnica y económicamente posible para el almacenamiento de CO₂. El impacto ambiental de la explotación minera, la eliminación de desechos y el almacenamiento de productos también podría limitar el potencial. La medida en que puede utilizarse la carbonatación mineral no puede determinarse en este momento, ya que depende de la cantidad desconocida de reservas de silicato que pueden ser técnicamente explotadas.

5.3.4.2. Usos industriales

Los usos industriales del CO₂ comprenden los procesos químicos y biológicos en que el CO₂ actúa como reactivo, por ejemplo, los que se utilizan para la producción de urea y metanol, así como diversas aplicaciones tecnológicas que usan directamente el CO₂, como en el sector hortícola, la refrigeración, el envasado de alimentos, la soldadura, las bebidas y los extintores de incendios.

En la actualidad, la tasa aproximada de utilización de CO₂ es de 120 Mtn de CO₂ al año en todo el mundo, con exclusión de su uso con fines de recuperación mejorada de petróleo. La mayor parte (dos terceras partes del total) se utiliza para producir urea, que se emplea en la fabricación de fertilizantes y otros productos. Cierta cantidad de CO₂ es extraída de pozos naturales y otra proporción se origina en las fuentes industriales – principalmente, las fuentes altamente concentradas como las plantas de producción de amoníaco e hidrógeno– que captan CO₂ como parte del proceso de producción.

En principio, los usos industriales del CO₂ pueden contribuir a mantenerlo fuera de la atmósfera mediante su almacenamiento en el "depósito químico de carbono" (a saber, las reservas de productos manufacturados carbonatados). No obstante, en tanto que medida de mitigación del cambio climático, esta opción únicamente tiene valor si la cantidad y la duración del CO₂ almacenado son significativas, y si se registra una reducción neta real de las emisiones de CO₂. La duración típica de la mayor parte del CO₂ utilizado actualmente para los procesos industriales corresponde a períodos de almacenamiento de tan sólo días a meses. Posteriormente, el carbono almacenado es degradado a CO₂ para ser emitido de nuevo a la atmósfera. Esas escalas cronológicas tan breves no aportan una contribución válida a la mitigación del cambio climático. Además, la cifra de 120 Mtn de CO₂ al año, correspondiente al uso industrial total, es baja en comparación con las emisiones procedentes de las principales fuentes antropógenas. Si bien en ciertos procesos industriales se almacena una pequeña proporción de CO₂ (que asciende a un total aproximado de 20 Mtn de CO₂ al año) durante un período de hasta varios decenios, la cantidad total que se almacena a largo plazo (en términos de siglos) es, en este momento, igual o inferior a 1 Mtn de CO₂ al año, sin perspectivas de que experimente grandes aumentos.

Otra importante cuestión que se plantea es si los usos industriales del CO₂ pueden dar lugar a una reducción neta general de las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de otros procesos o productos industriales. Esto sólo puede evaluarse correctamente si se consideran contornos del sistema apropiados para el balance energético y de materiales de los procesos de utilización de CO₂, y si se lleva a cabo un análisis minucioso del ciclo de vida del uso del CO₂ propuesto. La bibliografía en este ámbito es limitada, pero muestra que es difícil estimar cifras exactas y que, en muchos casos, los usos industriales pueden causar un incremento de las emisiones globales en lugar de una reducción neta. Dada la baja fracción de CO₂ que es retenido, el exiguo volumen utilizado y la posibilidad de que la sustitución pueda provocar el aumento de las emisiones de CO₂, cabe concluir que es probable que la contribución de los usos industriales de CO₂ captado a la mitigación del cambio climático sea moderada.

5.3.5. Confinamiento Natural

El confinamiento natural hace referencia al proceso biológico en el que los ecosistemas marinos y terrestres son capaces de absorber CO₂ de la atmósfera. De esta forma no es necesario disponer de ningún equipo que capture, ni ningún medio de transporte que aisle y desplace al CO₂ hasta un posible sumidero. Siempre ha existido este proceso mediante el cual se ha venido regulando la concentración de CO₂ en la atmósfera terrestre. Uno de los procesos más conocidos es la fotosíntesis. Se estima que la cantidad de carbono almacenada en los ecosistemas terrestres es de unas 2000 Gtn de carbono, con una tolerancia de 500 Gtn, y la almacenada en el ecosistema oceánico de unas 40.000 Gtn.

Estos tipos de depósitos son capaces de confinar el CO₂ directamente de la atmósfera evitando de este modo los procesos de captura y transporte. Los ecosistemas terrestres se estima que son capaces de almacenar unas 5,1 Gtn de CO₂ al año, siendo posible aumentar esta capacidad especialmente mediante dos actividades principales: la protección de los mismos y la manipulación para aumentar su capacidad de almacenamiento.

Los bosques europeos recuperaron durante el año 1995 unos 231 millones de toneladas de CO₂. Uno de los retos es el de reducir la descomposición de la materia orgánica que libera todo el CO₂ que en un principio había capturado, o bien utilizar dicha materia orgánica en procesos que substituyan la participación de nuevas fuentes de emisión de CO₂, como pueda ser la utilización de biomasa para la generación de electricidad o la utilización de biocombustibles.