

Almacenamiento geológico de CO₂: una solución para la mitigación del cambio climático

Cecilia Galarza

Resumen: En este artículo se pretende proporcionar una visión global sobre el proceso de almacenamiento geológico de CO₂ así como de las posibles interacciones geoquímicas que tienen lugar, desde las primeras etapas de la inyección, interaccionando dicho gas con los materiales del pozo; hasta interacciones más a largo plazo con la roca almacén, donde el CO₂ permanecerá retenido precipitando como mineral secundario, y con la roca sello, la cual tiene como misión evitar que el CO₂ se fugue hasta la superficie o hacia acuíferos superiores contaminándolos y limitando su utilización como agua para el consumo humano.

Palabras clave: Dióxido de carbono, geoquímica, almacenamiento, salmuera, monitorización.

Abstract: The aim of this article is to provide an overview of geological storage of carbon dioxide, and the possible geochemical interactions occurring from the earliest injection stages, interacting with the materials of the well; to long-term interactions with the reservoir rock, where the CO₂ will be retained as a secondary precipitated mineral, and with the caprock which role is to prevent CO₂ leakages from the storage site to the surface and avoid contamination of shallow potable groundwater.

Keywords: Carbon Dioxide, geochemistry, storage, brine, monitoring.

Introducción

Efecto invernadero y cambio climático

En la actualidad continúa abierto el debate científico sobre el origen del calentamiento global del planeta, así como de los efectos que pueda tener a corto y largo plazo. Según el IPCC¹ (Intergovernmental Panel of Climate Change), el término “cambio climático” *denota un cambio en el estado del clima identificable a raíz de un cambio en el valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, y que persiste durante un periodo prolongado, generalmente cifrado en decenios o en periodos más largos. Denota todo cambio del clima a lo largo del tiempo, tanto si es debido a la variabilidad natural como si es consecuencia de la actividad humana.* Este grupo de expertos ha aportado datos y resultados en los que se observa un aumento de la temperatura media mundial de la superficie desde 1861 y durante el siglo XX de 0,6 + 0,2°C. Por otro lado, se han observado concentraciones crecientes de ciertos gases denominados *Gases de Efecto Invernadero* (GEI) en la atmósfera, lo cual se relaciona, muy probablemente, con el aumento antes mencionado de la temperatura media global.



C. Galarza

CIEMAT. Unidad de Geología Ambiental Aplicada.
Avda. Complutense, 40- 28040 Madrid.
C-e: cecilia.galarza@ciemat.es

Recibido: 12/11/2012. **Aceptado:** 21/02/2013.

Las moléculas susceptibles de absorber radiación infrarroja (IR), contribuyendo al efecto invernadero, son aquellas que presentan modos normales de vibración con energía comprendida dentro del espectro de la radiación IR emitida por la superficie terrestre. El número de modos normales de vibración de una molécula de N átomos, es 3N-5 si dicha molécula es lineal y 3N-6 si la molécula no es lineal (las moléculas diatómicas solo tienen un modo normal de vibración por lo que contribuyen poco al efecto invernadero). Según esto, los gases que contribuyen en mayor medida al efecto invernadero son CO₂ (lineal), vapor de agua (angular), N₂O (angular), CH₄ (tetraédrica), O₃ (angular), los freones (tetraédrica) y probablemente más gases que hoy en día no se encuentran localizados.

De estos gases, el dióxido de carbono (CO₂) es el que, antropogénicamente, más ha aumentado en los últimos años, incrementándose sus emisiones anuales un 80% entre 1970 y 2004, e incluso se prevé que dichas emisiones sigan en aumento (Figura 1).²

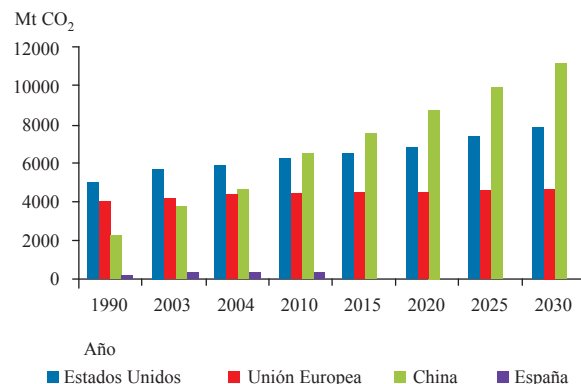


Figura 1. Valores históricos y previstos de emisiones de CO₂ en Estados Unidos, Unión Europea, China y España. Fuente: Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2005 (Ministerio de Medio Ambiente).²

La principal causa de este aumento son las emisiones de CO₂ derivadas del uso de combustibles fósiles. Aproximadamente la mitad de las emisiones antropogénicas tienen un sumidero natural en las aguas superficiales oceánicas, donde lentamente se van mezclando con las aguas más profundas para formar el CaCO₃ de acuerdo con el ciclo del carbono. Sin embargo, al aumentarse también la temperatura del mar, la solubilidad del CO₂ en el agua disminuye y el océano ya no resulta tan buen sumidero.

Soluciones para la mitigación. Captura y almacenamiento de CO₂ (CAC)

El modelo energético mundial lleva décadas basándose en el uso de combustibles fósiles (hasta en un 80% actualmente) como fuente de energía primaria para la generación, principalmente, de energía eléctrica. Sin embargo, a finales del siglo XX, su uso comienza a ser cuestionado debido a los efectos medioambientales anteriormente expuestos y al agotamiento de las reservas naturales de petróleo, gas natural y carbón.

Para intentar mitigar el problema del cambio climático, se han llevado a cabo una serie de medidas internacionales, como el Protocolo de Kyoto, firmado por numerosos países en 1997 y cuyo objetivo es limitar globalmente las emisiones de los GEI. En el año 2002, el Parlamento Español aprobó, por unanimidad, la ratificación del Protocolo de Kyoto y, posteriormente, el entonces Ministerio de Medio Ambiente presentó a la Unión Europea el Plan Nacional de Asignación de Emisiones. En 2005 comenzó a funcionar el denominado mercado de emisiones de GEI, el cual fijó los costes que se deberán pagar por superar las cuotas asignadas de emisión.

Una fuente alternativa de energía primaria son las energías renovables, que juegan un papel fundamental en el desarrollo de tecnologías capaces de mitigar el cambio climático. La implantación de dichas energías ha aumentado rápidamente en los últimos años, llegando a contribuir en un 11% sobre el consumo bruto de energía final en España en 2010 (Figura 2). Aunque esta cifra podría aumentar hasta un 30% en 2030, todas las previsiones apuntan que, en un futuro próximo, la energía primaria más utilizada seguirá siendo la procedente de combustibles fósiles.³

Por eso, mientras se siguen desarrollando nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica, a la vez que se posibilita la continuidad en el uso de los combustibles fósiles, la solución actualmente más práctica, inmediata e internacionalmente aceptada, para conseguir los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ según los compromisos internacionales derivados del Protocolo de Kyoto, se basa en su captura y almace-

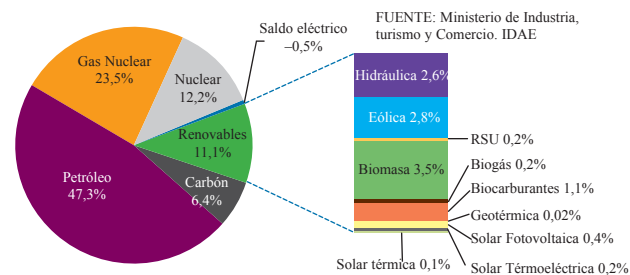


Figura 2. Consumo de Energía primaria en España. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio³. IDAE.

namiento (CAC). De hecho, según la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo⁴ (23.1.2008), *no se podrán reducir en un 50% las emisiones de CO₂ de la UE o mundiales de aquí a 2050 si no se utiliza la posibilidad de capturar el CO₂ emitido por las instalaciones industriales y almacenarlo en formaciones geológicas (captura y almacenamiento de dióxido de carbono o CAC).*

La captura y almacenamiento de CO₂ consiste en captar el dióxido de carbono emitido por las industrias (separado de los demás gases), transportarlo a un emplazamiento para su almacenamiento y finalmente inyectarlo y confinarlo en una formación geológica subterránea de forma permanente (Figura 3).¹

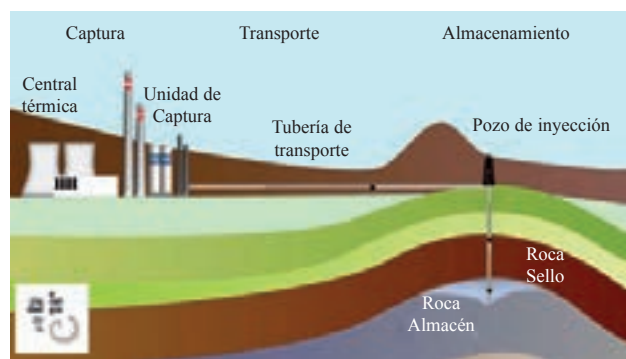


Figura 3. Esquema del proceso completo de Captura y Almacenamiento de CO₂. Adaptado de referencia 7.

Esta es una de las opciones de almacenamiento de CO₂, pero existen otras como la carbonatación mineral y el almacenamiento oceánico; sin embargo, la que más posibilidades de uso industrial tiene en España es el almacenamiento en formaciones geológicas profundas.

Este tipo de almacenamiento puede llevarse a cabo en distintas formaciones (Figura 4):¹

- **Yacimientos de petróleo y gas.** Basándose en la seguridad del almacén, ya que ambas materias primas han permanecido atrapadas durante millones de años.
- **Capas de carbón inexplorables.** Consistente en la extracción de metano (capturándolo a continuación para que no sea emitido a la atmósfera), inyectando en su lugar el CO₂.
- **Formaciones salinas profundas.** Este tipo de formaciones están compuestas por rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen fluidos salinos en sus poros y que no han sido contaminados por aguas meteóricas. Deben encontrarse estructuralmente aisladas y a profundidades mayores que las formaciones que contienen agua dulce destinadas al consumo humano.

Dada la gran escasez de yacimientos de petróleo y gas en España, y que la técnica de captura en capas de carbón supone un elevado coste (se necesita un gran número de sondeos) así como una importante pérdida económica (el yacimiento de carbón queda inservible para el futuro), el tipo de almacén seleccionado para el desarrollo de este tipo de tecnologías en nuestro país, es el de las formaciones salinas profundas.

Internacionalmente, existen en funcionamiento varios proyectos de almacenamiento, a escala industrial (es decir, del

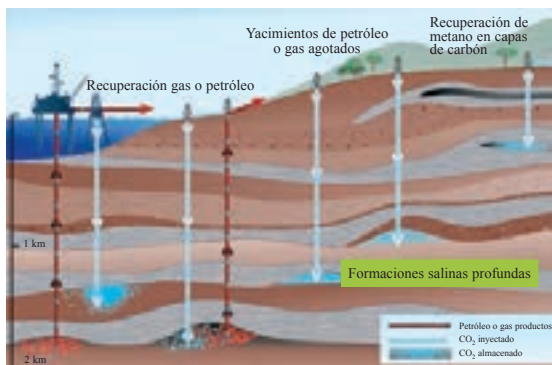


Figura 4. Métodos para almacenar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas (Modificado de IPCC, 2005¹).

orden de 1 Tm de CO₂ al año). Entre estos proyectos cabe destacar⁵: el proyecto Sleipner en una formación salina marítima situada en Noruega, el proyecto Weyburn consistente en la recuperación mejorada de petróleo en Canadá y el proyecto In Salah que almacena el CO₂ en un yacimiento de gas en Argelia.

En cuanto al estado actual en España, la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) y Endesa, lideran el desarrollo de las tecnologías de CAC aplicándolo a las centrales termoeléctricas. El proceso principal de captura se basa en la oxidación en lecho fluido circulante^{6,7}, situándose el centro en desarrollo en Cubillos del Sil (León). En cuanto a la etapa de almacenamiento, se está creando una planta piloto de desarrollo tecnológico en Hontomín (Burgos), cuya ubicación ha sido seleccionada por las óptimas características geológicas de la formación.

Almacenamiento geológico profundo de CO₂

El secuestro o almacenamiento a largo plazo de CO₂ se debe llevar a cabo en condiciones óptimas para lo cual se exigen una serie de requisitos que debe cumplir un emplazamiento para poder ser considerado como potencial almacén de CO₂. Entre estos requisitos cabe destacar^{8,9}:

- **Profundidad.** Deberá ser de al menos 800 metros, donde la temperatura y la presión de almacenamiento son las propicias para que el CO₂ se encuentre en estado supercrítico (31,1°C y 7,38 MPa). En dicho estado, el volumen específico del CO₂ se reduce considerablemente, haciendo que sea posible almacenar mayores cantidades de CO₂ por cada m³ de roca (Figura 5).
- **Porosidad y permeabilidad.** La roca hospedante debe ser porosa y permeable para garantizar la capacidad de almacenamiento e inyectividad del CO₂; mientras que la roca sello (situada por encima de la roca almacén) debe ser lo más impermeable posible para evitar las fugas hacia la superficie, quedando de esta manera atrapado el CO₂ **estructural o estratigráficamente** (principal mecanismo de almacenamiento geológico de CO₂).
- **Salinidad de la salmuera de la formación.** El agua de la formación no debe ser un recurso explotable para el consumo humano, por tanto, la salinidad deberá ser elevada (mayor a 10 g/L que es el valor mínimo para que un acuífero no sea considerado como recurso hídrico¹¹), pero teniendo en cuenta que la solubilidad del CO₂ disminuye al aumentar la salinidad, reduciéndose así el volumen almacenado.

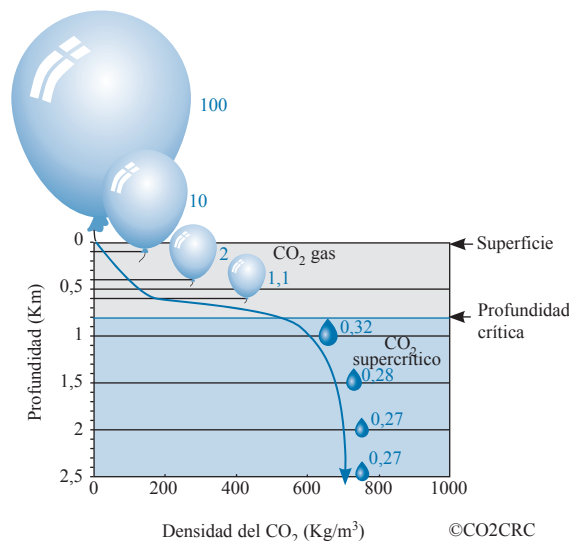


Figura 5. Aumento de la efectividad del almacenamiento con la profundidad (modificado de CO2CRC¹⁰).

- La estructura geológica debe ser estable **sin fallas o fracturas** con el fin de minimizar el riesgo de fugas del CO₂ inyectado. Asimismo deber estar situada en zonas de **baja o nula actividad sísmica**.

Una vez que el CO₂ es inyectado en la estructura geológica seleccionada, se producirán una serie de fenómenos, tanto físicos como geoquímicos, por los que dicho gas quedará retenido en el subsuelo. Los principales mecanismos son¹²: **atrapamiento estructural o estratigráfico** (retención física que evita el desplazamiento vertical del CO₂ y que es proporcionada por la capa impermeable denominada roca sello), **atrapamiento residual** (no existe un espacio de poro suficiente para que el CO₂ ascienda, a pesar de la diferencia de densidad con el agua circundante), **atrapamiento por disolución** (el CO₂ inyectado se disuelve en la salmuera, haciéndola más pesada, por lo que tiende a moverse hacia el fondo del almacén) y **atrapamiento mineral** (formación de minerales carbonatados debido a la liberación de cationes metálicos como el Mg, Ca y Fe, procedentes de la disolución de la matriz de la roca, debido al descenso de pH provocado por la disolución del CO₂ en la salmuera). La combinación de estos mecanismos físicos y geoquímicos de atrapamiento influirán en la eficacia del almacenamiento a lo largo del tiempo (Figura 6).

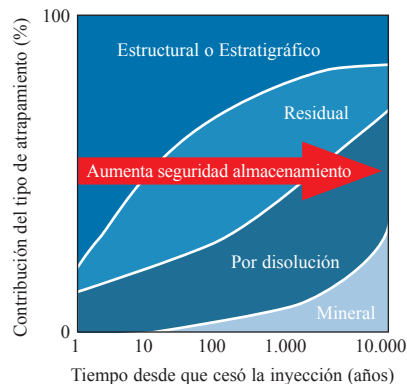


Figura 6. Seguridad del almacenamiento en función del tipo de atrapamiento (modificado de IPCC¹).

Reacciones químicas implicadas

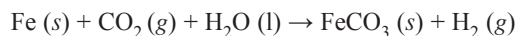
Antes de implementar la tecnología de CAC a mayor escala es crucial confirmar su viabilidad y seguridad a largo plazo, tanto para el ser humano como para el medio ambiente¹³. Es importante el estudio de las interacciones del CO₂ con los distintos materiales que discurren a lo largo de un almacenamiento geológico de CO₂, como son los materiales del pozo de inyección, las rocas almacén y sello, la salmuera del reservorio, etc. Igualmente, es imprescindible detectar las posibles vías de fuga del CO₂ inyectado, con el fin de prevenirlas y vigilarlas mediante técnicas de monitorización.

Interacciones entre el CO₂ y los materiales del pozo de inyección

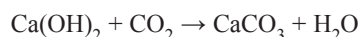
El CO₂ se inyecta a través de un sistema de inyección que consta, entre otras instalaciones, del propio pozo de inyección. Los materiales de los que habitualmente están compuestos son: acero al carbón, para la tubería de revestimiento; y cemento convencional como el Portland para rellenar el espacio existente entre el pozo y la formación de roca, así como para el sellado tras su abandono.¹³

La integridad del pozo de inyección es de vital importancia para asegurar el almacenamiento a largo plazo, por lo que es necesario estudiar las posibles reacciones que puedan tener lugar al inyectar el CO₂ en las condiciones de almacenamiento. Dichas reacciones pueden afectar a la estabilidad de los materiales del pozo, expuesto a un ambiente rico en CO₂, generando problemas en la tubería de acero y en el cemento de sellado (comúnmente cemento Portland).¹⁴ Las posibles reacciones son:

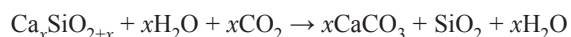
- **Corrosión del acero.** El acero lleva usándose ampliamente en la industria del petróleo, sin embargo sufren procesos de corrosión cuando se someten a ambientes ricos en cloruros y CO₂.¹⁴ Inicialmente, y debido a la elevada alcalinidad del cemento (pH entre 12,5 y 13,5), se forma una capa estable de óxido pasivo en la superficie del acero, protegiéndolo de la corrosión. Una vez se inyecta el CO₂, éste reacciona con productos de hidratación del cemento, como el Ca(OH)₂, provocando una disminución del pH hasta valores inferiores a 9, e induciendo a la pérdida de la película protectora del acero dejándolo, por tanto, expuesto a procesos de corrosión. El principal producto de corrosión del acero es el FeCO₃¹⁵ formado según la siguiente reacción electroquímica:



- **Carbonatación del cemento.** El CO₂ reacciona fácilmente con las fases C-S-H (denominación común a las fases de silicatos de calcio hidratados) presentes en el cemento Portland (que como ya se ha mencionado es el empleado habitualmente para la fabricación y consolidación de los pozos^{16,17}). Dichas interacciones podrán dar lugar a la formación de calcita, dolomita y sílice amorfa según las siguientes reacciones:



Portlandita Calcita



Fase C-S-H Calcita Sílice amorfa

Estas reacciones de carbonatación provocan cambios en la porosidad, densidad y textura del material, lo que podría afectar a la integridad del pozo, si bien serán relativamente lentas, debido a la baja permeabilidad y porosidad del cemento Portland.¹⁸ Por otro lado, uno de los problemas de mayor envergadura que podrían afectar a la estructura del pozo es la posibilidad de que el CO₂ provoque alguna fractura o fisura durante los cambios de presión y temperatura en las operaciones de inyección.¹⁶

La degradación del pozo puede desencadenar en una serie de fugas del CO₂ a través de varias posibles vías, como por ejemplo entre la unión del cemento y la roca de la formación, o entre el cemento y la tubería de revestimiento a través de las propias fracturas del cemento (Figura 7).

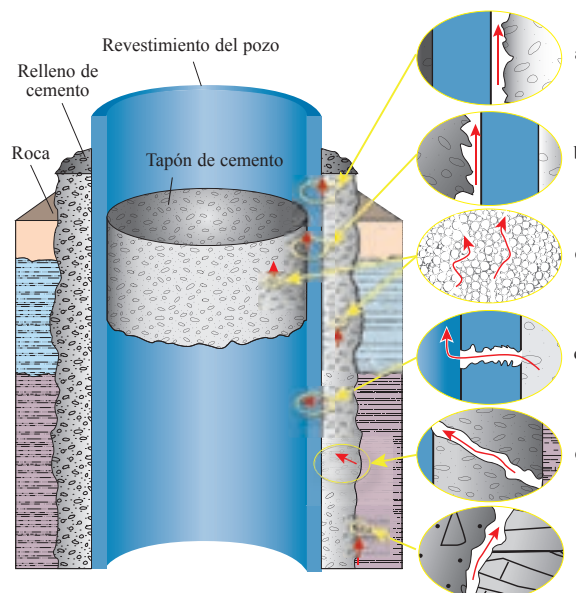


Figura 7. Posibles vías de escape del CO₂ en un pozo de inyección. Escape por el material alterado (c, d, e) o a través de las interfaces (a, b, f) (modificado de Nordbotten et al. 2005).¹⁹

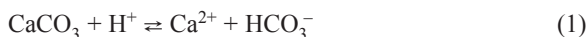
Interacciones entre el CO₂, roca almacén o sello y la salmuera

El estudio de este tipo de interacciones permite predecir la capacidad del reservorio de atrapar permanentemente el CO₂ en fase mineral, o lo que es lo mismo, la capacidad que tiene para que se produzca el atrapamiento mineral. Las reacciones resultantes de interacción CO₂-roca-salmuera están controladas por una serie de parámetros, como son la presión y temperatura del sistema, la mineralogía de la roca, la composición química del fluido entre poros y el contacto superficial entre la roca y dicho fluido. Además, dichas interacciones, podrían afectar a parámetros como la porosidad y la permeabilidad o la inyectividad,²⁰ pudiendo bloquear las vías preferentes de flujo (en el caso de la roca almacén) o generar fugas, en el caso de un aumento excesivo de la porosidad/permeabilidad de la roca sello. Esto podría producir, incluso, la contaminación de los acuíferos superiores que constituyan posibles recursos hídricos de la zona.

La primera reacción que tiene lugar es la disolución del CO_2 inyectado en la salmuera, provocando su acidificación según la reacción:



Estudios experimentales^{21,22} han demostrado que al añadir CO_2 supercrítico al sistema salmuera-roca, el contenido en ácido carbónico aumenta, provocando, por tanto, una disminución del pH de la disolución (con valores en torno a 3,5 y 4, en función de la composición química de la salmuera, formación litológica y la temperatura). Esta acidez favorece el ataque de minerales carbonatados, como la calcita, según la reacción (1), induciendo, en algunas condiciones, la precipitación de otras fases minerales, como el yeso o la anhidrita (2), al interactuar con los sulfatos presentes en la salmuera.

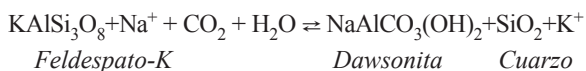
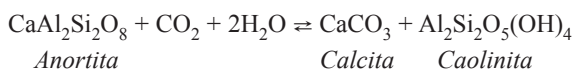
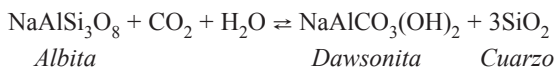


Estas reacciones son cinéticamente rápidas, pudiendo alcanzar el equilibrio en pocas horas a temperatura ambiente. A día de hoy, se dispone de resultados de plantas experimentales de inyección de CO_2 , como por ejemplo de la formación Frio (Texas), donde a pocos meses de la inyección se han observado variaciones muy significativas en valores de alcalinidad (de 100 a 3000 mg/L de bicarbonato), del pH, del contenido total de calcio, así como un aumento en la concentración de metales como el hierro y el manganeso.²³

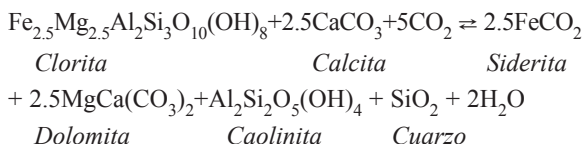
Otros autores^{22,24-26} han desarrollado una serie de experimentos bajo condiciones de presión y temperatura propias de un almacenamiento geológico de CO_2 (o incluso mayores), donde la disolución de la roca almacén, y la consecuente precipitación de minerales, son los mecanismos que dictan el atrapamiento mineral del CO_2 inyectado.

En alguno de estos estudios se concluye que, aun habiéndose tamponado el pH, por efecto de la disolución de carbonatos, es posible que la acidez de la salmuera pueda ser suficiente para atacar los minerales aluminosilicatados (arcillas y feldespatos) presentes en las rocas sedimentarias. Esto favorecería un atrapamiento mineral permanente, al actuar los aluminosilicatos como donadores de protones, favoreciendo la precipitación de carbonatos secundarios. A continuación se muestran algunos ejemplos de alteración de silicatos.^{24,27-30}

- **Alteración de feldespatos:**



- **Alteración de arcillas:**



Atendiendo a todo lo expuesto anteriormente, es fácil de entender entonces la necesidad de realizar una caracterización completa y detallada del emplazamiento que se vaya a seleccionar para llevar a cabo la inyección del CO_2 ; caracterización que conlleva el estudio de las propiedades (físicas y químicas) de las rocas almacén y sello, así como el análisis químico de la salmuera confinada en el subsuelo.

Igualmente destacar la importancia de los trabajos de modelización con distintos códigos geoquímicos (PHREEQC)³⁴ como de transporte reactivo (TOUGHREACT)³⁵, desarrollados por algunos autores^{31-32,33} con la finalidad de predecir el comportamiento a largo plazo de los distintos materiales, involucrados en un almacenamiento geológico de CO_2 frente a los procesos anteriormente descritos. El objeto de dicha modelización es evaluar la capacidad, viabilidad, integridad y seguridad del emplazamiento. El estudio de las interacciones geoquímicas, mediante códigos geoquímicos, es importante ya que muchas reacciones que se prevén, presentan cinéticas de reacción lentas (las reacciones con aluminosilicatos a bajas temperaturas pueden ser de miles de años), siendo por tanto difícilmente observables a escala temporal de laboratorio.

Monitorización de posibles fugas de CO_2

Mediante la monitorización se pretende garantizar la seguridad y estabilidad del CO_2 inyectado y retenido en el subsuelo. Para ello, es necesario determinar cuáles son las posibles vías de fuga del CO_2 con objeto de establecer los parámetros, tanto físicos como químicos, que son necesarios controlar en las distintas etapas: pre-operacional, operacional, clausura e incluso, la post-clausura.

Existen dos tipos de vías de fuga potenciales del CO_2 inyectado: unas son de origen antropogénico, como son los pozos profundos (ya sean operativos o abandonados) y otras son de origen natural, como pueden ser pequeñas fracturas o fallas de la corteza terrestre. También puede ocurrir que el CO_2 disuelto en el fluido poroso sea transportado fuera del almacén debido a la circulación natural de dicho fluido.

Como se ha expuesto anteriormente, los pozos de inyección están constituidos por materiales corrosibles en ambientes ricos en CO_2 y sales, por lo que es necesario un plan de monitorización del pozo. Este tipo de fuga generaría una rápida y repentina liberación del CO_2 por lo que se detectaría rápidamente pudiéndose atajar sin generar ningún problema a largo plazo.

En cuanto a las vías de fuga naturales (fallas o pequeñas fracturas), los posibles peligros están relacionados principalmente con impactos medioambientales, como por ejemplo fugas de CO_2 hacia acuíferos subterráneos. Esto provocaría cambios en la composición del agua al acidificarse, ya que los minerales presentes en el acuífero se disolverían, movilizándose, además, metales pesados y otros elementos tóxicos. Las fugas graduales a favor de las estructuras mencionadas, podrían provocar la contaminación de los acuíferos superiores a las formaciones de almacenamiento, tanto por el CO_2 inyectado como por la penetración de la salmuera directamente por el CO_2 inyectado o incluso por la penetración de la salmuera de la formación almacén, debido a su desplazamiento en relación con el proceso de inyección.

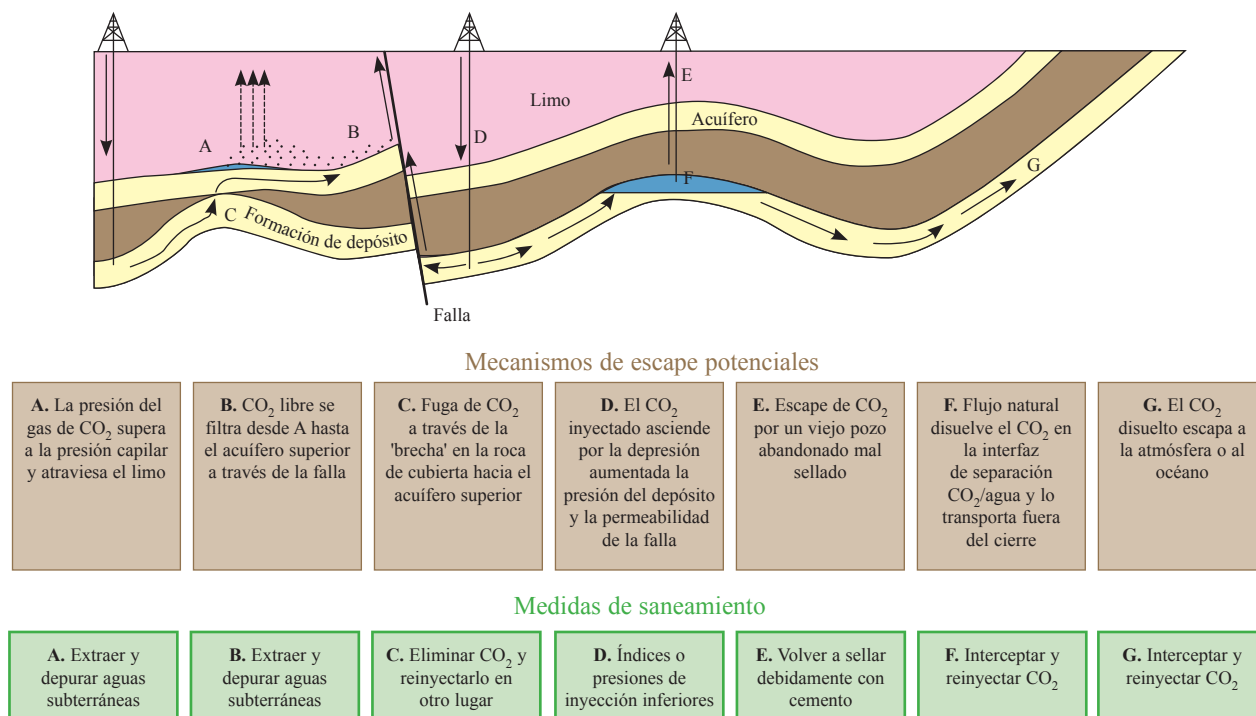


Figura 8. Posibles vías de fuga y medidas de saneamiento para el CO₂ inyectado en formaciones salinas. (Modificado de CO2CRC).¹⁰

Otro posible impacto medioambiental que podría tener lugar en este escenario, es la llegada a superficie del CO₂ inyectado, pudiendo provocar efectos como la acidificación de los suelos o, incluso, un efecto letal para la vegetación por encima de un cierto umbral de concentración. Para ello, se utilizan sensores de CO₂ en superficie que miden directamente la concentración del gas tanto en la atmósfera como en el suelo. De esta manera se pueden monitorizar posibles fugas hacia la biosfera y atmósfera con el fin de evitar riesgos para la salud. Igualmente es conveniente llevar a cabo un plan de saneamiento para actuar de manera más eficaz si ocurre alguna de las posibles fugas de CO₂ (Figura 8).

En cuanto a los posibles impactos en los seres humanos, destacar que el CO₂ está presente en la atmósfera y es exhalado diariamente, lo cual da idea de su baja toxicidad, siempre y cuando no se encuentre en concentraciones elevadas.

Conclusiones

El desarrollo de una alternativa energética sólida, respetuosa con el medio ambiente, capaz de sustituir a los combustibles fósiles, es uno de los grandes objetivos del siglo XXI. Mientras tanto, la solución actualmente más práctica, inmediata e internacionalmente aceptada, para conseguir los objetivos de mitigación del cambio climático así como el de disminuir las emisiones de CO₂ antropogénico a la atmósfera, se basa en las tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂. Antes de implementar estas tecnologías a gran escala natural es importante estudiar las distintas interacciones que puedan tener lugar entre el CO₂ y los distintos materiales presentes en un almacenamiento geológico, llevando a cabo distintas experimentaciones a escala de laboratorio para confirmar su viabilidad a largo plazo.

Igualmente, es imprescindible programar un buen plan de monitorización y vigilancia de las posibles fugas del CO₂ inyectado con el fin de garantizar y verificar su seguridad y estabilidad con el tiempo.

Agradecimientos

C. Galarza agradece al CIEMAT por la concesión de una beca de Formación de Personal Investigador y a la Dra. Belén Buil por su ayuda en la preparación de este artículo.

Bibliografía

1. *The Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC), Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press, **2005**.
2. *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2005*. Ministerio de Medio Ambiente.
3. Consumo de Energía primaria en España. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. IDEA.
4. Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo (23.1.2008) relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican las Directivas del Consejo 85/337/CEE y 96/61/CE, y las Directivas 200/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE y el Reglamento (CE) n°1013/2006.
5. K. Michael, A. Golab, V. Shulakova, J. Ennis-King, G. Allison, S. Sharma, T. Aitken, *Int. J. Greenhouse Gas Control* **2010**, *4*, 659–667.
6. M. Lupion, R. Diego, L. Loubeau, B. Navarrete, *Energy Procedia* **2011**, *4*, 5639–5646.
7. Proyecto OXYCFB300. www.compostillaproject.es, visitada el 26/02/2013.

8. C. Ruiz, R. Martínez, F. Recreo, P. Prado, R. Campos, M. Pelayo, A. de la Losa, A. Hurtado, L. Lomba, L. Pérez del Villar, G. Ortiz, J. Sastre, M.A. Zapatero, I. Suárez, A. Arenillas. Informe Técnico CIEMAT 1106. **2007**.
9. S. Bachu, *Energy Conversion Management* **2000**, *41*, 953–970.
10. The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC). www.co2crc.com.au, visitada el 26/02/2013.
11. Underground Source of Drinking Water, USDW. <http://1.usa.gov/ZHjcFa>, visitada el 26/02/2013.
12. S. Bachu, W. D. Gunter, E. H. Perkins, *Energy Conversion Management* **1994**, *35*, 269–279.
13. S. Holloway, A. Karimjee, M. Akai, R. Pipatti, K. Rypday. *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. Vol. 2. Capítulo 5.
14. J. W. Carey, R. Svec, R. Grigg, P. C. Lichtner, J. Zhang, W. Crow, *Energy Procedia* **2009**, *1*, 3609–3615.
15. K. S. George, S. Nesic. *Corrosion* **2007**, *63*, 178–186.
16. M. Wigand, J. P. Kaszuba, J. W. Carey, W. K. Hollis, *Chem. Geol.* **2009**, *265*, 122–133.
17. V. Barlet-Gouédard, G. Rimmelé, O. Porcherie, N. Quisel, J. Desroches, *Int. J. Greenhouse Gas Control* **2009**, *3*, 206–216.
18. B. G. Kutchko, B. R. Strazisar, D. A. Dzombak, G. V. Lowry, N. Thaulow, *Environ. Sci. Technol.* **2007**, *41*, 4787–4792.
19. J. Nordbotten, M. A. Celia, S. Bachu, H. K. Dahle, *Environ. Sci. Technol.* **2005**, *39*, 602–611.
20. T. Xu, J. A. Apps, K. Pruess, *Appl. Geochem.* **2004**, *19*, 917–936.
21. J. P. Kaszuba, D. R. Janecky, M. G. Snow, *Appl. Geochem.* **2003**, *18*, 1065–1080.
22. J. P. Kaszuba, D. R. Janecky, M. G. Snow, *Chem. Geol.* **2005**, *217*, 277–293.
23. Y. K. Kharaka, D. R. Cole, J. J. Thordsen, E. Kakouros, H. S. Nance, *J. Geochem. Explor.* **2006**, *89*, 183–186.
24. R. J. Rosenbauer, T. Koksalan, J. L. Palandri, *Fuel Process. Technol.* **2005**, *86*, 1581–1597.
25. P. Bertier, R. Swennen, B. Laenen, D. Lagrou, R. Dreesen, *J. Geochem. Explor.* **2006**, *89*, 10–14.
26. K. Bateman, C. Rochelle, A. Lacinska, D. Wagner, *Energy Procedia* **2010**, *4*, 4937–4944.
27. I. Gaus, *Int. J. Greenhouse Gas Control* **2010**, *4*, 73–89.
28. C. A. Rochelle, I. Czernichowski-Lauriol, A. E. Milodowski en *Geological Storage of Carbon Dioxide*, S. J. Baines, R. H. Worden (eds), Geological Society, London, **2004**, *233*, 87–106.
29. M. Raistrick, I. Hutcheon, M. Shevalier, M. Nightingale, G. Johnson, S. Taylor, B. Mayer, K. Durocher, E. Perkins, *Energy Procedia* **2009**, *1*, 3149–3155.
30. W. D. Gunter, E. H. Perkins, I. Hutcheon, *Appl. Geochem.* **2000**, *15*, 1085–1095.
31. C. Kjoller, R. Weibel, K. Bateman, T. Laier, L. H. Nielsen, P. Frykman, N. Springer, *Energy Procedia*, **2011**, *4*, 4724–4731.
32. T. Xu, E. Sonnenthal, N. Spycher, K. Pruess, *Comput. Geosci.* **2006**, *32*, 145–165.
33. G. Bacci, A. Korre, S. Durucan, *Int. J. Greenhouse Gas Control* **2011**, *5*, 579–588.
34. D. L. Parkhurst, C. A. J. Appelo, *U.S. Geological Survey Water-Resources investigations* **1999**, Report 99–4259.
35. K. Pruess. *The TOUGH codes*. **2004**.

