

EL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂, UNA DE LAS SOLUCIONES AL EFECTO INVERNADERO

Geological storage of CO₂, one of the solutions to the greenhouse effect.

Andrés Pérez-Estaín (*), Manuel Gómez (**), Jesús Carrera (***)

RESUMEN

El almacenamiento geológico de CO₂ es un método eficaz para limitar las emisiones de CO₂ de carácter industrial. El almacenamiento en acuíferos salinos es el método más adecuado en el caso español. El almacenamiento de CO₂ en estructuras geológicas consiste en inyectar CO₂ supercrítico en los acuíferos profundos, rocas porosas y permeadas que contienen agua de alta salinidad. Para servir como almacén, estos acuíferos deben estar acotados superiormente por capas de roca impermeable que actúan como sello. Con el tiempo, el dióxido de carbono se disolverá en el agua de la formación almacén (salmuera), precipitará formando minerales y ocupará el espacio poroso. El almacenamiento en el subsuelo ha sido ya probado con carácter industrial por las explotaciones de petróleo, que lo usan principalmente para favorecer la extracción de los hidrocarburos. No obstante, se requiere de nuevos desarrollos y metodologías de trabajo para que el almacenamiento geológico sea una opción viable ambiental y económicamente. La Fundación CIUDEN está caracterizando un área (Planta de Desarrollo Tecnológico) para la realización de proyectos de desarrollo. La capacidad de almacenamiento en las cuencas sedimentarias continentales de España se estima en unas cincuenta giga toneladas.

ABSTRACT

The geological storage of CO₂ has the potential to help reduce the problem of atmospheric greenhouse gases. Storage in saline aquifers is the best method that meets the needs of Spain. The method consists in injecting supercritical CO₂ in a porous and permeable formation (reservoir) that is covered by an impermeable formation (seal). The injected CO₂ can become dissolved in the brine, form capillary-sized bubbles or, precipitate into a mineral phase. This storage methodology has already been tested by the oil industry. Nevertheless, new developments are necessary for the geological storage of CO₂ to become economically viable and to comply with the current legal regulations concerning safety and sustainability. CIUDEN Foundation is currently involved in a research-scale project (storage Pilot Plant) to develop the technologies and methodologies for the injection and storage of CO₂ in a geological reservoir. The theoretical capacity of the Spanish onshore sedimentary basins is estimated in around 50 Gt.

Palabras clave: almacenamiento geológico de CO₂, mecanismos de atrapamiento de CO₂, almacenamiento en acuíferos salinos, capacidad de almacenamiento geológico en España.

Keywords: CO₂ geological storage, trapping mechanisms, storage in saline aquifers, capacity of CO₂ storage in Spain.

CAMBIO CLIMÁTICO Y CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ (CAC)

Esta historia empieza a finales del siglo XX, cuando se empezó a estudiar la absorción de energía por los gases atmosféricos. Se observó que éstos son bastante transparentes a la radiación solar pero absorben una gran parte de la radiación infrarroja que emite La Tierra. Este efecto se llama invernadero y explica que La Tierra sea relativamente cálida (si no fuese por el efecto invernadero La Tierra sería unos 30°C más fría). De hecho, la radiación que emite La Tierra se escapa por unos pocos “agujeros” en el espectro de absorción de la atmósfera (intervalos de longitud de onda que no absorben

ninguno de los gases presentes de manera natural). Pues bien, dichos “agujeros” coinciden en parte con las longitudes de onda que absorben el anhídrido carbónico (o dióxido de carbono, CO₂) y otros gases (CH₄, NO_x, etc.). Si aumenta la concentración de estos gases, se dificulta la salida de calor y La Tierra se calienta. De hecho, el químico sueco Arrhenius (1896) ya evaluó el calentamiento que produciría el aumento de la concentración de CO₂. A su vez, el calentamiento provoca cambios en los patrones de circulación atmosférica y, en definitiva, en el clima terrestre. Dado que la actividad industrial (combustión de carbón y petróleo) genera grandes cantidades de estos gases, su concentración en la atmósfera ha aumentado de manera importan-

(*) Director de Geología Fundación Ciudad de la Energía. Instituto de Ciencias de la Tierra Jaume Almera, CSIC, Lluís Solé i Sabarís s/n, 08028 Barcelona; andres@ija.csic.es

(**) St Pere 7, 08720 Vilafranca del Penedés, Barcelona.

(***) Instituto de Diagnóstico Ambiental y Estudios del Agua (IDAEA), Jorge Girona salgado 18-26, 08034 Barcelona.

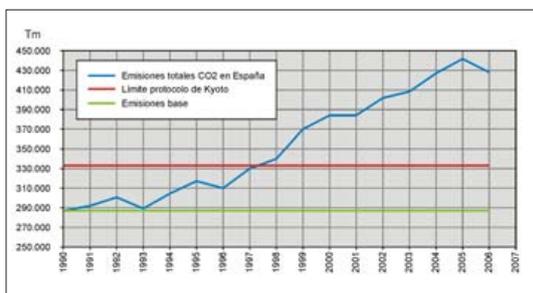


Fig. 1. Emisiones totales de CO₂ en España (en azul) y máximas emisiones establecidas en el protocolo de Kyoto y aceptadas por España (línea roja) (Departamento de Medio Ambiente de CC.OO., basado en datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

te durante la era industrial, habiéndose acelerado notablemente en los últimos años. En la actualidad, el dióxido de carbono (CO₂) representa cerca del 70% del calentamiento, según ha calculado el Panel Internacional del Cambio Climático, (IPCC, 2005).

De hecho, la situación es tan perentoria que en 1997 se redactó el Protocolo de Kyoto para frenar las emisiones de CO₂ y, en general, el crecimiento de la concentración de gases de efecto invernadero. Esto supone un gran reto para los países que lo han firmado, como es el caso de España. Nuestro país ha hecho un notable esfuerzo en el desarrollo de energías renovables y en la reducción de emisiones de CO₂. No obstante, su compromiso con Kyoto fue garantizar que las emisiones en el año 2012 no superarían en más del 15% las emisiones de 1990 y, sin embargo, ya en el año 2005 se había alcanzado una cifra de un 45% por encima del límite (Fig.1). Una consecuencia directa del compromiso de Kyoto es que el CO₂ es ahora un valor económico debido a las penalizaciones que conlleva el incumplimiento de objetivos (precio medio del derecho de emisión en el año 2008: 25 euros/t). La penalización de España por el exceso de emisiones en el periodo 2008-2012 se puede calcular en cerca de 10.000 Millones de euros (F. Recreo, CIEMAT, com. Personal).

A medio y largo plazo, la solución pasa por adoptar tecnologías y costumbres, tanto a nivel personal como industrial, que requieran menos consumo de energía y por adoptar fuentes de energía, notablemente fuentes renovables (solar, eólica, etc.), que no emitan CO₂. No obstante, la puesta a punto y comercialización de estas tecnologías llevará un tiempo considerable. Además, a corto plazo, la demanda de energía va a seguir creciendo debido especialmente al desarrollo y demanda de los países emergentes (India y China, entre otros). Por tanto, es imprescindible encontrar soluciones puente que permitan el uso de energías fósiles y de otros procesos industriales emisores de CO₂ (cementos, refinerías, etc.) de un modo "limpio". Para los geólogos, resulta obvio que una de estas soluciones puente es el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, del mismo modo que se preservan los hidrocarburos o el propio CO₂ de origen natural.

La captura y almacenamiento de CO₂ consisten en una serie de procesos que suponen la separación del dióxido de carbono presente en los gases emitidos por determinadas industrias (centrales térmicas de carbón y gas, cemento, refinerías de petróleo, siderurgia y petroquímica), para posteriormente transportarlo e inyectarlo en formaciones geológicas adecuadas con el fin de confinarlo por tiempo indefinido. La inyección se realiza en formaciones porosas y permeables, denominadas rocas almacén, que están cubiertas por rocas impermeables y no porosas, denominadas sellos (Fig. 2). El conjunto de almacén y sello constituye una trampa similar a las que almacenan los depósitos de hidrocarburos. A largo plazo, una parte del CO₂ inyectado continuará ocupando los poros de la roca y otra parte se disolverá en los fluidos de la formación rocosa (salmuera), o precipitará en forma mineral.

El reto inicial en España va destinado a evitar el CO₂ proveniente de las centrales eléctricas que usan carbón. Las centrales eléctricas españolas generaron 102 MT de CO₂ en el año 2007 y esta cifra nos da una idea de las capacidades de almacenamiento que necesitamos buscar. Es fácil suponer que sin el desarrollo simultáneo de otras fuentes energéticas no emisoras de CO₂ y otras mejoras técnicas de las plantas industriales que emiten este gas, el almacenamiento de CO₂ no podría resolver por sí solo el problema a largo plazo.

Por otra parte, España debe seguir las normativas establecidas en la Unión Europea. La Comisión Europea (Comunicación de la Comisión de 10 de enero de 2007, «Limitar el calentamiento mundial a 2°C - Medidas necesarias hasta 2020 y después»), precisa que, para lograr la reducción de las emisiones de CO₂ en un 50% de aquí a 2050, con el objetivo de limitar el calentamiento global del planeta a 2°C, es necesario reducir en un 30% las emisiones

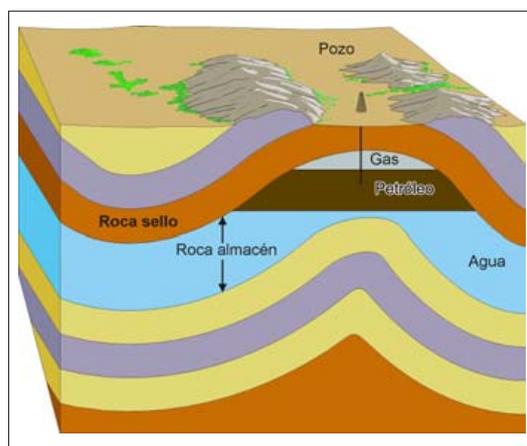


Fig. 2. Trampa geológica típica para hidrocarburos con estructura similar a la que podría tener un almacenamiento geológico de CO₂ (basada en Tarbuck y Lutgens, 2002). La roca almacén es la roca porosa y permeable y la roca sello es la roca impermeable. A todo el conjunto, almacén, sello y rocas superiores, se le denomina complejo de almacenamiento.

en el mundo desarrollado de aquí a 2020, y entre un 60 % y el 80 % de aquí a 2050. Entre las medidas concretas que se citan en dicha Comunicación para permitir a la UE establecer un sistema energético competitivo, fiable y más sostenible, y conseguir las necesarias reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, está la de adoptar una política de captura y almacenamiento geológico del carbono que preserve el medio ambiente.

TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE CO₂

Se han considerado diversas maneras de reducir las emisiones de CO₂ de instalaciones industriales. Cabe citar el almacenamiento en el océano, la transformación del CO₂ en otros productos útiles, la fotosíntesis sintética y los almacenamientos geológicos diversos. Nosotros consideraremos aquí solamente los casos de almacenamiento geológico. No consideraremos el almacenamiento en océanos, por los problemas ambientales que supone y que no están resueltos, ni la carbonatación de rocas básicas y ultrabásicas, u otros, por su limitado significado. El almacenamiento geológico con posibilidades de uso industrial se puede hacer en yacimientos de gas y petróleo, en acuíferos salinos y en capas de carbón (Fig. 3).

El almacenamiento en capas de carbón se basa en que el carbón contiene metano adsorbido. Al inyectar CO₂, éste sustituye al metano, que puede ser extraído. Esta tecnología está en desarrollo y todavía no se ha probado su eficacia para grandes cantidades de CO₂. Por otra parte, este método tiene en nuestro país unas posibilidades limitadas ya que el carbón existente es en gran parte explotable y por tanto un recurso. Algo parecido sucede con el almacenamiento en depósitos de gas y petróleo. Aunque la tecnología está probada, su aplicabilidad en España es muy limitada. Por ello, nos centraremos en acuíferos salinos que tienen una potencialidad importante, debido a la presencia de importantes cuencas sedimentarias en la plataforma continental y el interior de nuestro país.

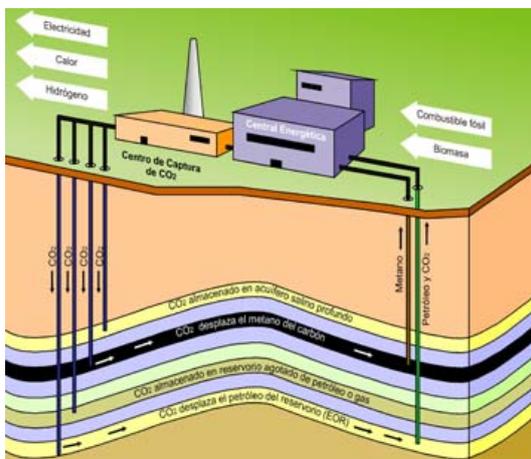


Fig. 3. Diferentes tipos de almacenamiento geológico de CO₂.

PROPIEDADES DEL CO₂ Y PROCESOS INVOLUCRADOS EN SU ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

A temperatura y presión ambiente, el dióxido de carbono es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable. Sin embargo su estado, como el de todas las sustancias, cambia dependiendo de la presión y la temperatura, pudiendo presentarse también como sólido, líquido y en estado supercrítico (Fig. 4). El punto crítico representa la temperatura y la presión más elevadas a las que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio. Para el CO₂, el punto crítico tiene lugar a 31,1°C y 7,38 MPa, que equivalen aproximadamente, dependiendo del gradiente geotérmico, a condiciones de 800 m de profundidad de la corteza terrestre.

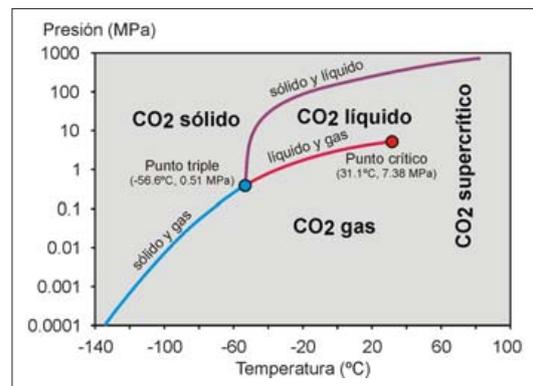


Fig. 4. Diagrama de fases del CO₂ (Chemical Logic Corporation).

Por debajo del punto crítico, las fases líquida y gaseosa están claramente separadas. Por ejemplo, a presión atmosférica, el agua está en forma líquida por debajo de 100°C y en forma gaseosa (vapor de agua) por encima. En forma líquida, las sustancias son poco compresibles y bastante viscosas y densas. Estas propiedades se invierten al pasar a fase gaseosa. El paso de una fase a otra se produce, para cada presión, a una temperatura concreta (100°C en el caso del agua a presión atmosférica) y requiere una aportación notable de energía (unas 540 calorías por gramo en el caso del agua). Por encima del punto crítico esto no es así, la transición de una fase a otra es relativamente suave y, al enfriarse, las sustancias pasan de gaseosas a líquidas por estados (supercríticos) intermedios (medianamente compresibles, viscosas y densas) y durante todo ese intervalo van liberando bastante energía. Los fluidos supercríticos tienen la habilidad de actuar como un gas (difundiéndose a través de sólidos) y como un líquido (disolviendo materiales). Estas propiedades del estado supercrítico le han dado al CO₂ muchas aplicaciones en la alimentación y en procesos industriales. En el caso del almacenamiento geológico del CO₂, sus propiedades más interesantes son la reducción de volumen y el aumento de densidad. A esa profundidad, 1000 m³ de CO₂ pasan a ocupar 3,8 m³ y su densidad está en torno a 700 kg/m³

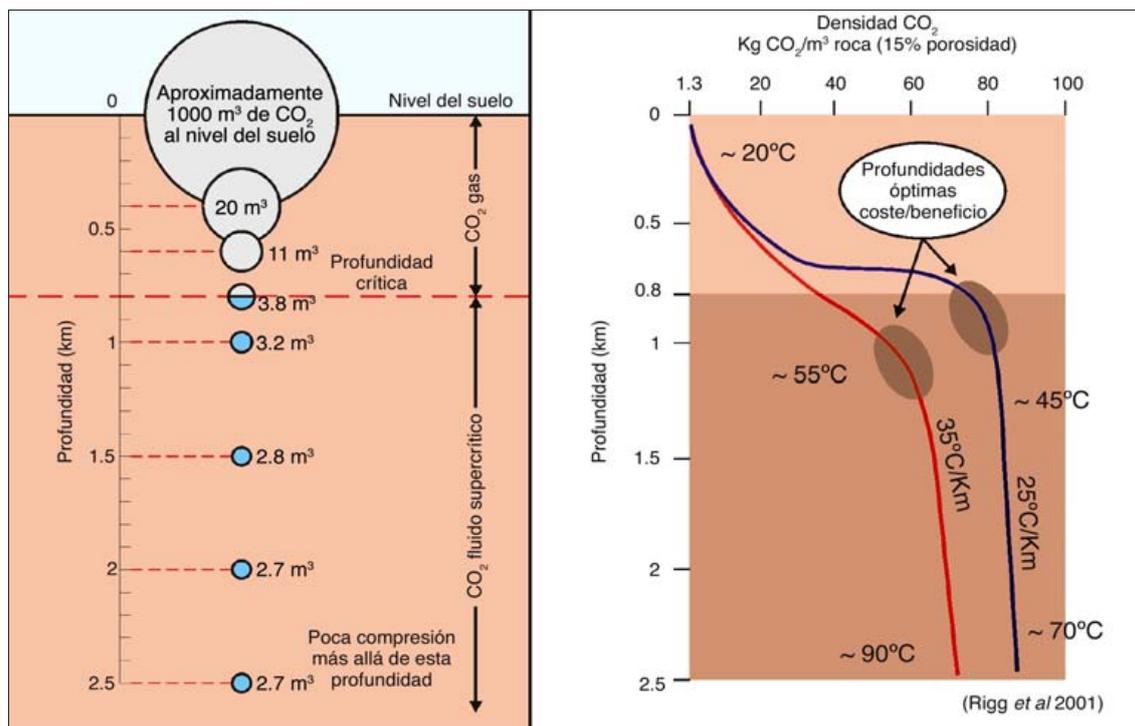


Fig. 5. Variación del volumen y de la densidad del CO₂ con la profundidad (Rigg et al., 2001).

(Fig. 5). El hecho de que su viscosidad sea más baja que la del agua también es interesante, porque facilita la inyección en el acuífero.

Al disolverse, el CO₂ tiende a formar ácido carbónico (H₂CO₃), que tiende a liberar protones (H⁺), acidificando el agua (motivo por el cual las bebidas gaseosas son ácidas). La solubilidad del CO₂ disminuye con la temperatura y con la presión (motivo por el que las gaseosas deben mantenerse cerradas, liberan gas al abrirlas y, una vez abiertas, se desgasifican más lentamente en la nevera). La solubilidad también disminuye con la salinidad.

Esta acidez favorece la disolución de muchos minerales. Por ejemplo, es bien sabido que el agua ácida tiende a disolver calcita (CaCO₃). Esta disolución hace que aumente la concentración de iones, por lo que pueden precipitar otros minerales. Por ejemplo, si la salmuera residente tiene sulfato, tenderá a precipitar yeso (CaSO₄), o si se neutraliza la acidez y hay mucho magnesio, tenderá a precipitar magnesita (MgCO₃). Por otro lado, la adición de CO₂ y la de estos solutos aumentan la densidad de la salmuera. Por ello, al contrario del CO₂, la salmuera rica en CO₂ tenderá a hundirse.

En esencia, el almacenamiento de CO₂ en estructuras geológicas consiste en inyectar CO₂ supercrítico (Bachu, 2000) en los acuíferos profundos que contienen agua de alta salinidad (salmuera). Existe también la posibilidad de inyectar en la base del acuífero el CO₂ ya disuelto en salmuera, extraída de las partes más superficiales del mismo acuífero. Esta alternativa, que es novedosa, puede resultar más eficiente durante la operación y más eficaz a largo plazo, aunque podría ser energéticamente más

costosa. Sin embargo, dada su incertidumbre, la opción más probable es la habitual de inyectar directamente CO₂ supercrítico.

Debido a estas propiedades, una vez inyectado, el CO₂ migra verticalmente hacia la parte superior del acuífero, siendo bloqueado por la capa poco permeable que actúa como sello (*atrapamiento estructural*) (Fig. 6). A medio plazo, una parte del CO₂ supercrítico se va disolviendo en la fase líquida (*atrapamiento por solubilidad*) dependiendo de la presión, temperatura y salinidad. Dependiendo de la roca almacén, la salmuera rica en CO₂ puede disol-

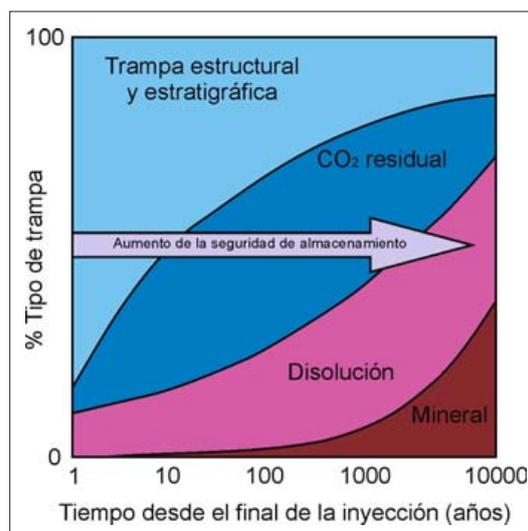


Fig. 6. Cambio de los mecanismos de atrapamiento de CO₂ con el tiempo (IPCC, 2005).

ver algunos de los minerales presentes e incluso llegar a precipitar carbonatos (*atrapamiento en forma mineral*) y otros minerales que modifican la porosidad y la permeabilidad del medio. No todos estos procesos de atrapamiento suceden inmediatamente. El atrapamiento estructural en los poros de la roca es inmediato, pero la solubilidad en la salmuera y la mineralización tardan algún tiempo. Parte de la investigación que se está desarrollando en estos momentos consiste en buscar métodos de acelerar el paso del CO₂ a la solución (al ser más denso perderá la flotabilidad e irá hacia el fondo del almacén) y los mecanismos de mineralización.

Por tanto, la opción de partida consiste en excavar un pozo profundo (superior a los 800 m), hasta encontrar una roca almacén en la que se inyecta directamente el CO₂. Dado que el CO₂ es menos denso y viscoso que la salmuera, tenderá a flotar y subir hasta llegar a una formación de permeabilidad muy baja, que actúa como sello (Fig. 1; Fig. 7). Bajo la misma, se va formando una burbuja que se disuelve lentamente en la salmuera (Ide *et al.*, 2007). La salmuera con alta concentración de CO₂ es agresiva, por lo que tiende a disolver la roca del acuífero, neutralizando en parte su acidez y aumentando la porosidad. Cuando cese la inyección, el flujo natural de la salmuera desplazará lateralmente a la burbuja, pero una parte quedará atrapada en forma de burbujas capilares, de menor tamaño que los poros circundantes. Es decir, a largo plazo, el CO₂ inyectado queda en cuatro formas: como fase

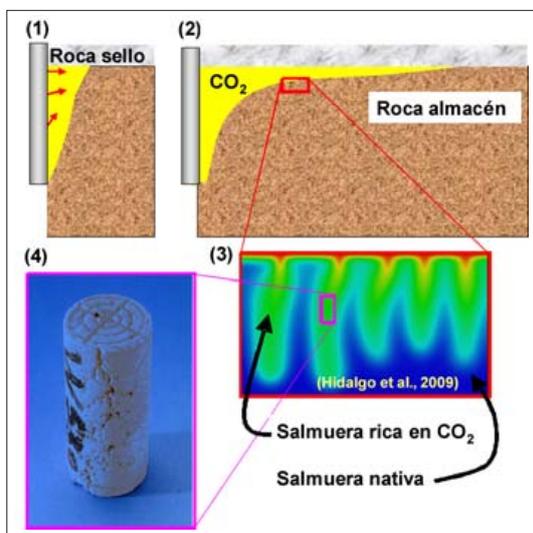


Fig. 7. Procesos durante la inyección de CO₂ supercrítico: (1) al inyectarse, el CO₂ fluye hasta la formación sello porque es menos denso que la salmuera y la desplaza por flotación; (2) al continuar la inyección, la burbuja de CO₂ se desplaza lateralmente; (3) parte del CO₂ se va disolviendo en la salmuera, que se hace más densa, por lo que se hunde en la natural formando digitaciones; (4) la salmuera rica en CO₂ es agresiva y disuelve la roca natural, lo que facilita el flujo de CO₂ y salmuera, pero podría (5) comprometer la función de sello, y (6) la estabilidad mecánica del sistema.

libre, disuelto (como iones carbonato y como bicarbonato), en forma de burbujas de tamaño capilar y, por último, como precipitados minerales. Este esquema, aparentemente sencillo, involucra algunas cuestiones científicas y numerosos problemas prácticos, entre los que cabe destacar (Doughty *et al.*, 2004; Rutqvist *et al.*, 2002, 2008; Gunter and Perkins, 1993):

- 1) Entender cómo se mueve la fase de CO₂. Esto es importante tanto para facilitar la inyección como para asegurar su aislamiento a largo plazo.
- 2) Entender cómo se disuelve en la fase acuosa, fijándose así como soluto (idealmente bicarbonato, pero también ácido carbónico disueltos) en la fase acuosa. De hecho, la disolución aumentará la densidad de la salmuera, por lo que se producirá un flujo convectivo, que incrementará la velocidad de disolución (Riaz *et al.*, 2006; Hidalgo *et al.*, 2009).
- 3) Cuantificar la interacción entre estos solutos y los minerales del medio (disolución y precipitación) (e.g., Gunter and Perkins, 1993).
- 4) Evaluar los cambios de propiedades del medio causados por estas reacciones. Cabe esperar que inicialmente se produzca disolución, lo que tiende a aumentar la porosidad y permeabilidad, pero también se producirán frentes de precipitación, que tendrán el efecto contrario.
- 5) La inyección implica un aumento de las presiones del fluido que podría comprometer el funcionamiento de la formación sello. Por ello es importante optimizar la manera de controlar la sobrepresión.

Todavía existen algunas lagunas en el conocimiento de todos estos procesos, por lo que la investigación y desarrollo en este tema es urgente. Es necesario realizar ensayos de laboratorio para entender y cuantificar los procesos, y desarrollar trabajos de modelación para interpretar dichos ensayos y predecir el comportamiento a grandes escalas. Aunque el almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas es perfectamente posible, queda todavía un trabajo urgente por realizar para poder mejorar las estrategias de inyección que permitan ampliar la capacidad del reservorio, aumentar la seguridad y disminuir sus costes.

LA EXPERIENCIA EXISTENTE: EOR, EGR Y SOLUCIONES A LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS CON PROBLEMAS MEDIOAMBIENTALES.

El almacenamiento de CO₂ en yacimientos de gas y petróleo ya explotados o su inyección para facilitar la extracción de estos hidrocarburos (EOR, enhanced oil recovery, y EGR, enhanced gas recovery, en la terminología inglesa) se ha realizado desde hace varias décadas y tiene la ventaja de suponer un beneficio, más que un coste.

La idea básica es que la viscosidad del petróleo disminuye notablemente cuando se inyecta

CO₂. Así, la inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo cumple una doble función. Por un lado lo fluidifica y por otro lado lo empuja hacia los pozos de extracción. Existen numerosos ejemplos de almacenamiento del tipo CO₂-EOR. El más antiguo es el de SACROC en Texas, que comenzó en 1972, y ha usado CO₂ antropogénico. Sólo en Estados Unidos y Canadá hay cerca de 100 campos de petróleo que usan esta metodología. En Weyburn, en Canadá, se está llevando a cabo una inyección de este tipo pero con un carácter de centro de experimentación y estudio. Se pretende inyectar 23 Mt CO₂ en 25 años.

En otros casos, el almacenamiento de CO₂ se realiza para reducir las emisiones de CO₂ asociadas a la explotación de hidrocarburos, es decir para evitar un problema ambiental. Así se han desarrollado ejemplos de almacenamientos en acuíferos salinos de diverso tipo. En el caso del campo de explotación petrolífera de In Salah, en Argelia, el CO₂ que acompaña al gas se separa y se incluye en el mismo almacén del que se extrae. En Sleipner, plataforma marina de Noruega, el CO₂ procedente de la explotación de gas se introduce en un almacén situado en una formación geológica diferente, Fm Utsira, por encima del yacimiento. En Snohvit, Noruega, se almacena en una formación por debajo del yacimiento de hidrocarburos, Fm Tubasen.

Estos ejemplos comerciales han aportado experiencia a la tecnología de almacenamientos geológicos de CO₂. El caso de Sleipner ha sido de gran trascendencia por haber demostrado que existen

tecnologías capaces de visualizar al CO₂ en el interior del almacén y hacer un seguimiento de su evolución (Fig. 8). Desde el año 1996 se han inyectado en este almacén algo más de 9 Mt CO₂.

Recientemente se han generado diversas Plantas Piloto de experimentación para captura y almacenamiento de CO₂ en todo el mundo. Entre estas, se puede citar el caso de Ketzin en Alemania, Teapot Dome en Wyoming, Otway Basin en Australia, o Nagakoa en Japón. En España, la Fundación Ciudad de la Energía está construyendo una Planta Piloto de captura de CO₂ en el Bierzo y está caracterizando un área en el norte de Castilla y León para usarse como Planta Piloto de almacenamiento.

SELECCIÓN DE UN ALMACENAMIENTO EN UN ACUÍFERO SALINO

Como ya se ha dicho, las posibles formaciones almacén están constituidas por rocas porosas y permeables (para que sea fácil inyectar) que contienen un fluido salino, salmuera (si contuviesen agua dulce se podría estar arruinando un recurso potencial). Además, conviene que se encuentren estructuralmente aisladas (para dificultar el escape de CO₂) y a profundidades mayores que las formaciones que contienen agua dulce (para reducir el riesgo de contaminación). También es necesario que la zona sea tectónicamente estable (para asegurar la estabilidad mecánica). Conceptualmente, el almacenamiento de CO₂ en este tipo de formaciones pretende reproducir las condiciones en las que de forma natural se

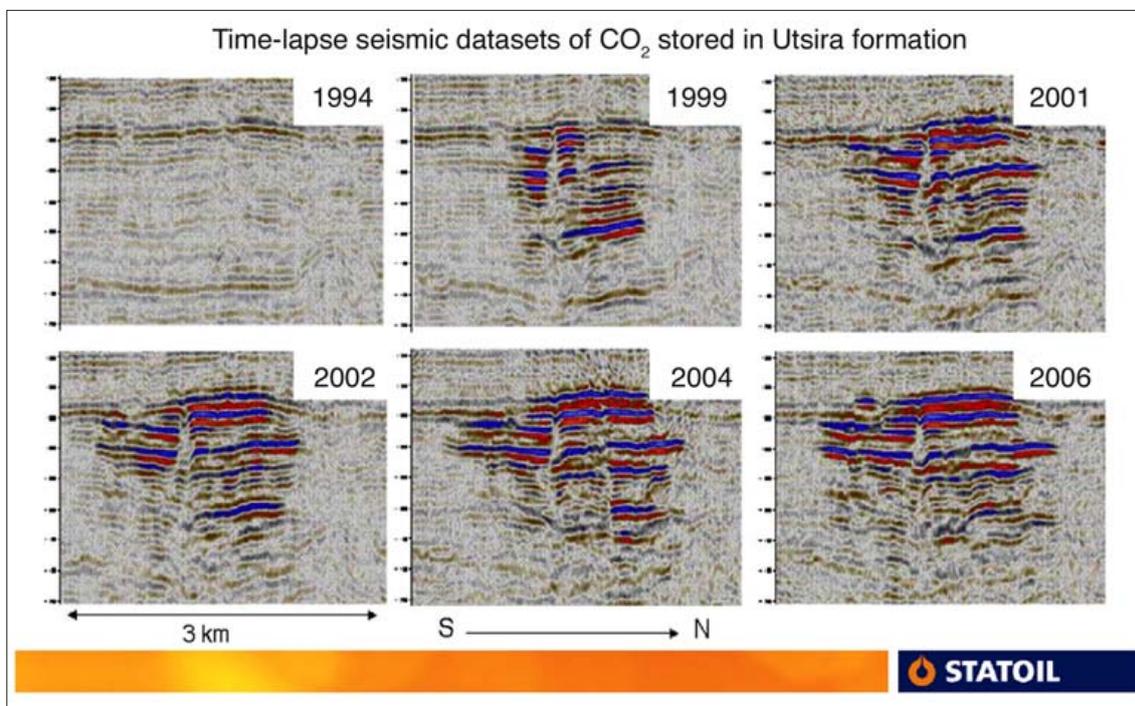


Fig. 8. Metodologías geofísicas para visualizar el CO₂ en el almacén una vez inyectado. La sísmica 3D de superficie realizada en diferentes tiempos permite visualizar el volumen ocupado por el dióxido de carbono (sísmica 4D); la figura muestra secciones 2D de registros sísmicos sucesivos en el almacenamiento de Sleipner (Noruega), donde se puede observar el cambio de amplitud de las ondas sísmicas relacionado con la cantidad de CO₂ inyectado.

almacenan los hidrocarburos y el propio CO₂, procedente de la actividad volcánica o de la maduración de carbón y otros compuestos orgánicos, en rocas sedimentarias.

Por tanto, la selección de una planta de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos (Chadwick, *et al.*, 2006) implica localizar formaciones geológicas que tengan dichas propiedades. Asegurarlo requiere estudios previos. Las características deseadas son las siguientes:

- Tener una porosidad y salinidad adecuadas (respectivamente, por encima del 10% y de 10 g/l).
- Existencia de una capa suprayacente, impermeable al paso del CO₂.
- Estar ubicadas en áreas geológicamente estables.
- Tener un tamaño (potencia y extensión) lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ planeada.
- Estar a profundidad suficiente. Normalmente sólo las formaciones por debajo de los 800m permiten el almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico.

Aunque estas características geológicas se pueden encontrar en muchos lugares, quedan todavía importantes lagunas de conocimiento de carácter científico y tecnológico. Éstas hacen referencia a la inyectabilidad del CO₂ en algunas formaciones geológicas, a la evolución del almacén y al control del mismo durante sus etapas operativa y post operativa. Por ello se han iniciado estudios de almacenamiento en Plantas Piloto, de menores dimensiones que las industriales y con mayores facilidades de control. Otras aportaciones al conocimiento de la caracterización del complejo de almacenamiento y de la modelación 3D, procede del estudio de análogos naturales de zonas con emisiones de CO₂. En estos análogos, con propiedades similares a las de las rocas almacén y sellos pueden obtenerse importantes datos respecto a las propiedades físico-químicas y mecánicas de las rocas almacén y sellos que han funcionado como tales durante periodos geológicos de tiempo.

Actualmente se está en un proceso internacional de desarrollo urgente de la investigación de almacenamientos de CO₂. Con este motivo se está seleccionando y estudiando plantas piloto de almacenamiento en diversas zonas y circunstancias, para tratar de determinar si el almacenamiento geológico de CO₂ es una opción económicamente viable y segura. Es evidente que las fugas significativas desde los almacenamientos geológicos del CO₂ supondrían un riesgo ambiental, ya que pondrían en peligro el cumplimiento del objetivo perseguido de reducción del cambio climático. Por tanto, para que el almacenamiento geológico a gran escala pueda aceptarse como una opción segura, es necesario alcanzar un conocimiento muy detallado de las implicaciones ambientales del almacenamiento y del efecto que tendrán las altas concentraciones de CO₂ en las formaciones geológicas profundas.

CARACTERIZACIÓN DE UN ALMACENAMIENTO

En general, los métodos y técnicas para la caracterización de un almacenamiento, proceden de la industria del petróleo y del gas, y tienen un elevado nivel de sofisticación y precisión. Con algunas modificaciones o adaptaciones, se están utilizando actualmente para la caracterización de almacenes de CO₂.

La caracterización del macizo rocoso que soporta la trampa para el almacenamiento incluye aspectos muy diversos y multidisciplinarios:

- Estudios geológicos de superficie: estructurales, petrológicos, sedimentológicos, hidrogeológicos, geomorfológicos, hidrogeoquímicos, de emisión de gases.
- Perfiles sísmicos bidimensionales y tridimensionales. Tomografías de alta resolución. Otros observables geofísicos.

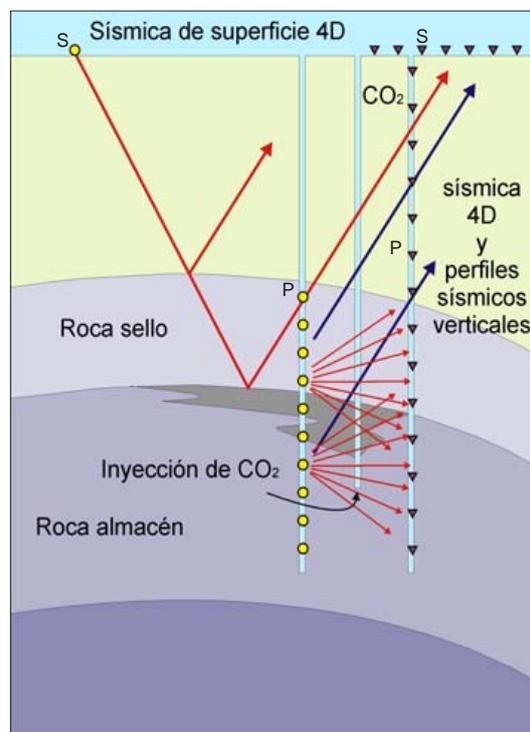


Fig. 9. Metodologías geofísicas para visualizar el CO₂ en el almacén una vez inyectado. La figura presenta otras posibilidades de visualización del CO₂ (el pozo situado en el centro es el pozo de inyección del CO₂ y los dos pozos laterales, los pozos de observación): 1) obtención de perfiles sísmicos verticales, situando la fuente energética en la superficie (punto S) y recibiendo la señal en sondeos y en superficie (triángulos S); 2) sismica entre sondeos, colocando las fuentes de energía (vibraciones; puntos P) en un sondeo y recibiendo la señal en otro sondeo (triángulos P). Los registros sísmicos muestran en ambos casos cambios en la amplitud de las ondas sísmicas con el aumento de la presencia de CO₂. (tomada de www.co2sink.org).

- Sondeos. Registros geológicos (testigos de sondeos y ripios de perforación) y geofísicos de las formaciones almacén y sello.
- Mapas detallados de las formaciones almacén y sello con los límites estructurales de las trampas para el CO₂ y de las vías potenciales de escape (mapas de isobatas e isopacas; de fallas; de facies...).
- Ensayos hidráulicos en las formaciones almacén y sello para determinar la permeabilidad, la dirección del flujo subterráneo y la conectividad hidráulica entre ambas.
- Análisis de los fluidos de la formación almacén y de los sellos.
- Medidas petrofísicas en laboratorio de las rocas almacén y sello: porosidad, permeabilidad (capacidad de almacenamiento y de sellado), petrografía y mineralogía, ensayos de resistencia.
- Ensayos de tensión *in situ* para determinar la posibilidad de reactivación de fallas y la máxima presión de poro sostenible durante la fase de inyección.
- Datos sísmicos, geomorfológicos y tectónicos para determinar la actividad geotectónica de la zona.

La inyección y seguimiento del CO₂ también proporcionan una valiosa información adicional a la propia caracterización (Figs. 8). De aquí que, en las plantas piloto, más que considerar una cronología rígida en la que la inyección de CO₂ sea estrictamente posterior a la caracterización completa del emplazamiento, la inyección y el monitoreo sean partes integrales del proceso de caracterización. En paralelo a la caracterización, es preciso modelar y experimentar en laboratorio los procesos que tienen lugar en un complejo de almacenamiento de CO₂. La experimentación en laboratorio persigue determinar como evolucionarán las propiedades hidráulicas y mecánicas de la roca en respuesta al flujo de CO₂, tanto en fase supercrítica como disuelta en la roca. La experimentación es precisa para entender en detalle los procesos que tendrán lugar en el acuífero. La modelación consiste en simular mediante ordenadores dichos procesos. Es precisa para poder extrapolar los resultados de los ensayos de laboratorio a la escala del almacenamiento y para poder evaluar qué pasará a largo plazo.

Todos los estudios a realizar en el macizo rocoso que contenga el almacenamiento de CO₂ son imprescindibles para obtener los siguientes modelos y conocer el comportamiento y evolución del CO₂ en su almacén:

- Modelo Geológico-Estructural 3D: reflejará la estructura y composición de la zona del almacenamiento y la ubicación de posibles fallas significativas. Complementado con datos de presión, temperatura, porosidad y permeabilidad de las formaciones almacén y sello, permite establecer simulaciones y poder evaluar las estrategias de inyección (número de pozos, espaciado, orientación, etc.).
- Modelo Geoquímico: permitirá establecer el grado de reactividad entre el CO₂, el agua de formación y los minerales que constituyen las forma-

ciones involucradas, evaluando los posibles impactos geoquímicos en el almacén y en la formación confinante (e.g., Rutqvist *et al.*, 2008; Rutqvist, J. & Tsang, 2002; Xu *et al.*, 2006).

- Modelo de Flujo: es un elemento clave en la caracterización que proporciona predicciones cuantitativas del comportamiento del almacén y permite definir los procesos básicos en el sistema, establecer estimaciones de capacidad y probable extensión lateral del CO₂, e identificar las posibles vías de escape.
- Modelos de riesgos. Tienen por objeto evaluar la probabilidad e impacto de fallos.

Estos modelos permitirán disponer de un proyecto de inyección de CO₂, que podrá ser monitoreado y verificado. Las estrategias de inyección o los controles de los posibles riesgos serán de este modo establecidos con precisión.

ACTUACIONES EN ESPAÑA

España tiene posibilidades de almacenar CO₂, en todas las opciones geológicas sean continentales o en plataforma continental que se barajan a nivel internacional. La extensión de las cuencas sedimentarias terciarias de la Península, especialmente las del Duero y Ebro y, en menor medida, Guadalquivir y Tajo, proporcionan un idea de la potencialidad para contener formaciones almacén y sellos (Fig. 10). También existen posibilidades interesantes en áreas mesozoicas incluidas en zonas deformadas, pero no intensamente, durante la orogenia alpina, susceptibles de albergar trampas estructurales.

El CIEMAT y el IGME iniciaron en 2004 un proceso de selección de formaciones geológicas favorables para el almacenamiento de CO₂ en el territorio nacional (Ruiz *et al.*, 2007; Prado *et al.*, 2009). Este objetivo se ha venido desarrollando también con un Proyecto Singular Estratégico sobre Captura y Almacenamiento de CO₂ (Hurtado y Eguilior, 2008; Prado *et al.*, 2008). En el año 2009, el IGME ha comenzado un estudio sistemático para el establecimiento de las áreas con mayores posibilidades de contener almacenes adecuados.

La capacidad teórica de almacenamiento en un acuífero regional (Chadwick *et al.*, 2006; Prado *et al.*, 2008) puede estimarse en una primera aproximación por la fórmula: $Q = V * \Phi * \rho_{CO_2r} * h$, donde: Q es la capacidad de almacenamiento en kg.; V es el volumen del almacenamiento en m³; Φ es la porosidad efectiva; ρ_{CO_2r} es la densidad del CO₂ puro en condiciones de almacenamiento en kg/m³; h es la eficiencia regional de almacenamiento. La eficiencia regional de almacenamiento es la fracción volumétrica del espacio de poros de la formación almacén que puede ser rellenada por el CO₂ en forma libre o disuelta. La capacidad real es siempre más limitada y depende de factores locales de tipo sedimentológico, estructural o composicional (Van de Meer, 1995).

De acuerdo con los datos proporcionados por el Instituto Geológico y Minero de España, se calcula

que existen unas 45.000-50.000 millones de toneladas de capacidad de almacenamiento de CO₂ en las grandes cuencas sedimentarias de la parte continental española (Fig. 11). No se incluyen las cuencas de la plataforma continental ni otros yacimientos en áreas más deformadas donde la capacidad de los repositorios se divide en campos de menor tamaño. Las cuencas sedimentarias de la plataforma continental española pueden ser muy importantes como almacenes de CO₂, pero con el conocimiento actual de los procesos y la tecnología existente resultan económicamente poco viables.

En la figura 11 (procedente del IGME: Grupo de Almacenamiento de CO₂) se incluyen datos referidos a las cuencas sedimentarias, su denominación y los cálculos de capacidad de almacenamiento preliminares. Para conocer la capacidad real se requiere realizar investigaciones específicas en cada cuenca. A las cuencas sedimentarias que se incluyen en estos esquemas del IGME habría que sumar otras áreas mesozoicas incluidas en áreas deformadas (no intensamente deformadas) en el ciclo alpino. Como ejemplo pueden citarse las formaciones porosas bajo la Cuenca Potásica Catalana.

A nivel industrial y en España, la compañía eléctrica ENDESA ha iniciado el proceso de selección de un almacenamiento geológico considerando inicialmente dos regiones, Castilla y León y Aragón. La Fundación Ciudad de la Energía (con base en Ponferrada y con participación de grupos de investigación de toda España) en el tema Almacenamiento de CO₂, ha dirigido sus esfuerzos a estudiar

la localización de un laboratorio de experimentación (planta piloto), e identificar las necesidades tecnológicas y de conocimiento relacionadas con el almacenamiento del CO₂, así como la predicción del comportamiento a largo plazo: integridad del almacenamiento, monitoreo, verificación y seguridad. La selección de emplazamientos ha requerido armonizar trabajos de investigación de carácter geológico, técnico, socio-económico y medioambiental. Actualmente se encuentra en la fase de caracterización de la Planta Piloto y se espera que en el año 2011 se inicien los ensayos de inyección de CO₂.

DISCUSIÓN: NECESIDADES DE DESARROLLOS METODOLÓGICOS

Si bien el concepto de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos es aceptado universalmente y ha sido probado en varios campos petroleros, falta desarrollar diversas metodologías y tecnologías para que el concepto sea totalmente viable. Además, y este es el aspecto más negativo, los métodos disponibles para caracterización, inyección, monitoreo y seguridad son demasiado caros para su aplicación industrial generalizada.

En general, los métodos y técnicas para la caracterización de un almacenamiento, proceden de la industria del petróleo y del gas, y tienen un elevado nivel de sofisticación y precisión. Con algunas modificaciones o adaptaciones, se están utilizando actualmente para la caracterización de almacenes de CO₂. No obstante, una vez comenzada la inyección,

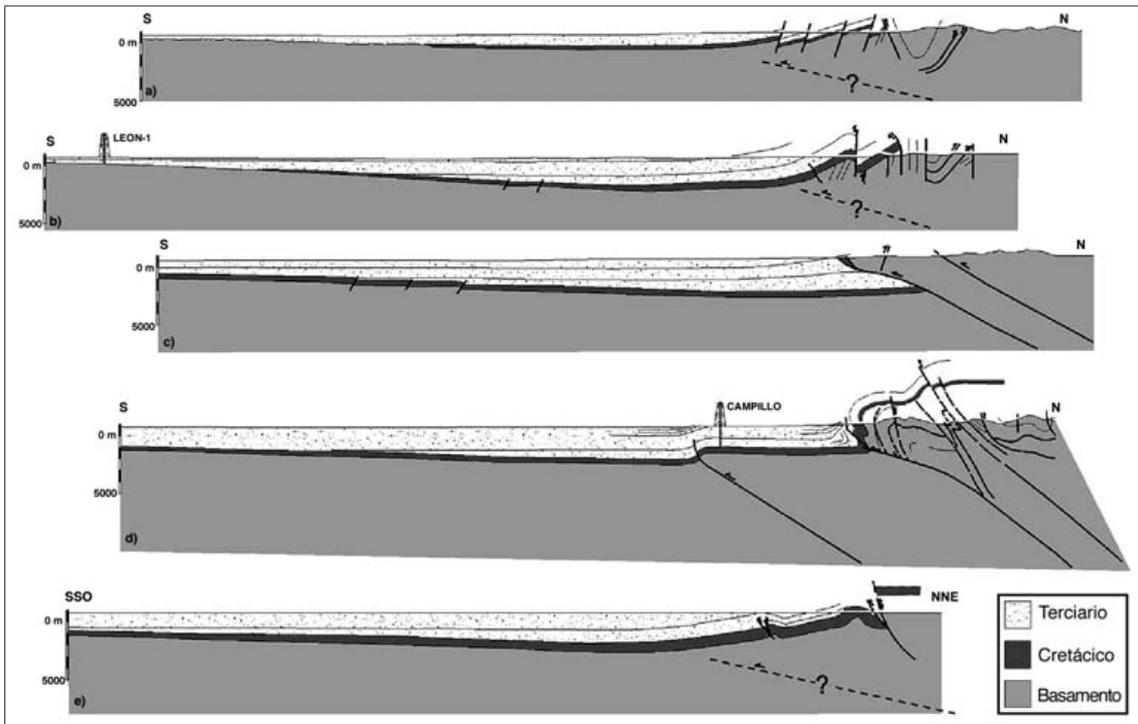


Fig. 10. Cortes geológicos de la parte norte de la Cuenca del Duero (Gallastegui, 2000), ordenados de Este (arriba) a Oeste (abajo). Los niveles Cretácicos (en gris en la figura) contienen buenas rocas almacén y gran extensión: la Fm Utrillas y las calizas del Cenomaniense superior-Campaniense (ver figura 11 para la localización de la Cuenca del Duero).

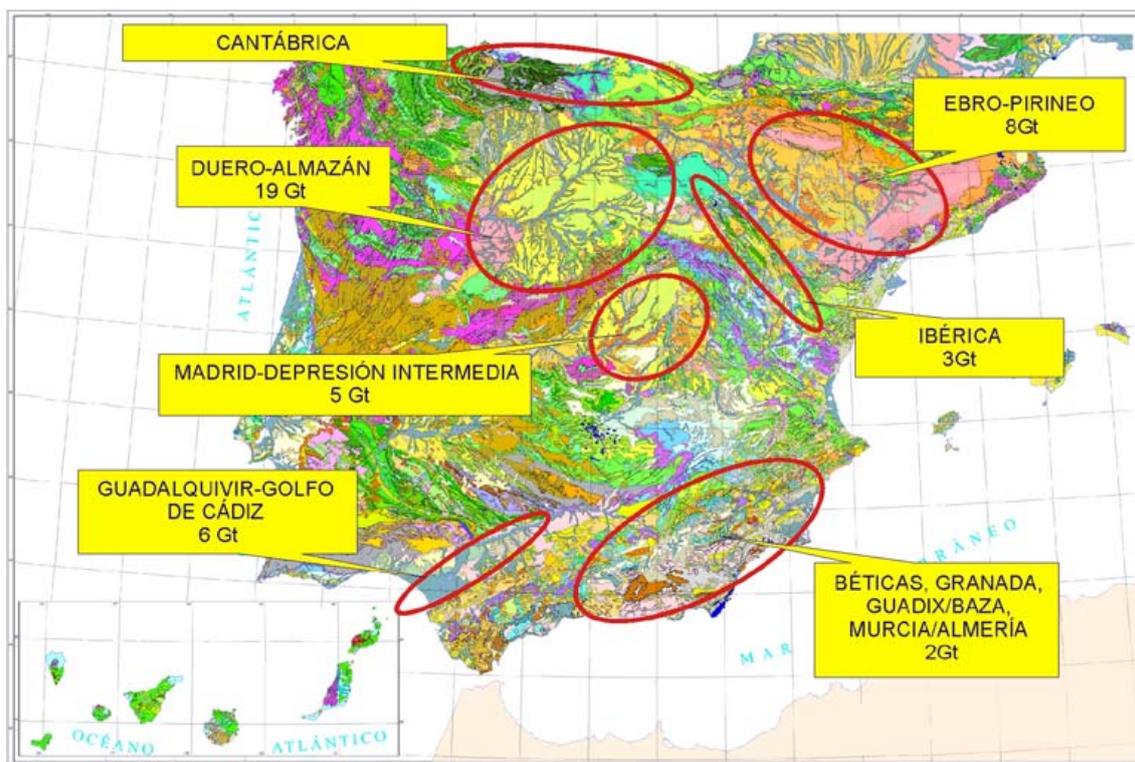


Fig. 11. Mapa geológico de la Península Ibérica con la localización de las principales cuencas sedimentarias mesozoicas y cenozoicas y las capacidades teóricas de almacenamiento de CO₂ (Fuente: Instituto Geológico y Minero de España, grupo de CO₂).

el monitoreo y seguimiento de la evolución del CO₂ en el interior de la roca almacén requiere de nuevas tecnologías que aún no están validadas. Otras carencias importantes respecto a estas metodologías, son las relativas a la caracterización de las formaciones que constituyen el sello (integridad, porosidad, permeabilidad, etc.) a la influencia de las características geoquímicas de las formaciones almacén y sello en el comportamiento a largo plazo del sistema, al mecanismo de entrapamiento del CO₂ y la capacidad del yacimiento. Por otra parte, la simulación numérica del transporte de masa y flujo multifase, fundamental para el proyecto, es objeto de desarrollo actualmente.

La inyección de fluidos en sondeos profundos es una tecnología muy conocida, contrastada y desarrollada en otros campos de aprovechamiento y utilización del espacio subterráneo profundo y de los recursos existentes en él. No obstante, la tecnología de inyección profunda necesita una adaptación a las condiciones de presión y resistencia a la corrosión en la que el CO₂ debe ser inyectado y almacenado.

Los objetivos primordiales del monitoreo aplicado al almacenamiento geológico de CO₂, son los relativos al control de la operación de almacenamiento (capacidad, inyectividad, contención), el control de los riesgos asociados a los posibles escapes (contaminación de formaciones más someras, escapes hacia la superficie) y la calibración de los modelos numéricos que simulan el comportamiento del CO₂ bajo la superficie a largo plazo permitiendo estimar la evolución de los riesgos y de la opera-

ción de la forma más realista posible. Para cumplir estos objetivos, los sistemas de monitoreo deben cubrir tres aspectos: monitoreo de la operación de inyección, monitoreo para la verificación (localización, distribución y migración del CO₂, integridad de los pozos y la capa sello) y monitoreo del medio ambiente. En el campo del monitoreo existen deficiencias metodológicas en lo referente a las técnicas de localización, distribución y migración del CO₂ en el reservorio, y en la integridad de los pozos y la capa confinante.

El análisis del riesgo es el área en la que menos experiencia existe y en la que se está centrando más el interés, dado que para asegurar el almacenamiento de CO₂ como solución ambiental, se quiere tener la certeza de que existe un control adecuado de los riesgos, para conseguir la aceptación pública de esta tecnología. Los riesgos en los almacenes incluyen: fugas de CO₂ a la atmósfera o al subsuelo somero, CO₂ disuelto en fluidos subterráneos, efectos que surgen del desplazamiento de fluidos por la inyección de CO₂ y efectividad del almacenamiento de CO₂. El análisis de riesgos de CO₂ abarca diversas áreas: integridad del sistema de almacenamiento, efectos sobre salud, seguridad y ambientales, riesgos económicos y riesgos asociados a la percepción pública y la confianza.

Los procesos de verificación se encargan de asegurar cuál es la cantidad de CO₂ que queda almacenada y, en caso de que exista una fuga a la atmósfera, cuánto queda en el almacén. La aplicación de las técnicas de sismica al seguimiento en el yaci-

miento del CO₂, de elevado coste económico, está mostrando resultados prometedores, pero todavía queda mucho camino que recorrer, ya que es necesario el seguimiento del CO₂ durante largos periodos de tiempo. En suma, se necesitan nuevas técnicas de seguimiento y control que hagan más factible económicamente la verificación.

CONCLUSIONES

El almacenamiento geológico del CO₂ es una opción que puede ayudar de modo muy importante a corregir la concentración de este gas en la atmósfera y así contribuir a resolver el problema de los gases de efecto invernadero. Es una opción ampliamente aceptada y probada en diversos almacenes activos en estos momentos. No obstante, su viabilidad a escala industrial requiere todavía de algunos avances en el conocimiento de tipo científico y tecnológico. La urgente investigación que se viene desarrollando en estos temas, debe servir para demostrar la viabilidad del concepto de almacenamiento geológico de CO₂ en acuíferos salinos y desarrollar en diferente medida, metodologías y tecnologías en un gran número de campos, entre otros: metodologías de caracterización y comportamiento geoquímico y mecánico de macizos rocosos (almacenes y sellos), instrumentación para caracterización, monitoreo y verificación, técnicas de inyección, capacidad del almacén, simulación numérica del transporte de masa y flujo multifase, y de modo muy señalado, análisis del riesgo. En cualquier caso, el almacenamiento de CO₂ debe considerarse como una solución puente a la espera de que sean eficaces otras opciones energéticas no contaminantes. Las capacidades teóricas de las cuencas españolas para almacenar CO₂ se encuentran por encima de las 50 Gt.

BIBLIOGRAFÍA

- Arrhenius, S. (1896). On the Influence of Carbonic Acid in the Air Upon the Temperature of the Ground. *Philosophical Magazine* 41: 237-76.
- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion & Management*, 41, 953-970.
- Chadwick, A. *et al.* (2006) Best Practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. Observations and Guidelines from SACS and CO2STORAGE projects" CO2STORAGE- BPM-final
- Doughty, C. & Pruess K. (2004). Modeling Supercritical Carbon Dioxide Injection in Heterogeneous Media. *Vadose Zone Journal*, Vol. 3, 837-847.
- Gallastegui, J. (2000). Estructura cortical de la cordillera y margen continental cantábricos: Perfiles ESCI-N. *Trabajos de Geología*, 22, 9-234.
- García, J. E. (2003). Fluid Dynamics of Carbon Dioxide Disposal into Saline Aquifers, Ph. D. thesis, University of California, Berkeley.
- Gunter WD, Perkins EH, 1993, Aquifer disposal of CO₂-rich gases - reaction design for added capacity, *Energy Conversion & Management*, 41, 941-948.
- Hidalgo, J.J. y Carrera J. (2009) Effect of dispersion on the onset of convection in CO₂ injection. *Journal of Fluid Mechanics*, doi: 10.1017/S0022112009991480
- Hurtado, A. y Eguilior, S. (2008). Estimación de la capacidad de Almacenamiento Geológico de CO₂: Metodología y Aplicación a la Cuenca del Duero (Zona Centro-Oriental). Informes Técnicos Ciemat N° 1130
- Ide, S. T., Jessen, K. & Orr Jr, F. M. (2007). Storage of CO₂ in saline aquifers: Effects of gravity, viscous, and capillary forces on amount and timing of trapping. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 481-491.
- IPCC 2005 Carbon Dioxide Capture and Storage. UK: Cambridge University Press.
- Lucier, A. & Zoback, M. (2008). Assessing the economic feasibility of regional deep saline aquifer CO₂ injection and storage: A geomechanics-based workflow applied to the Rose Run sandstone in Eastern Ohio, USA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 230-247.
- Prado, J., Pérez del Villar, L., Pelayo M. y Recreo F. (2008). Modelización de la Cuenca del Duero y Selección de Formaciones Favorables para el Almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico. Estudios Técnicos CIEMAT, 1141.
- Prado, J., Campos R., Ruiz, C., Pelayo M., Recreo F., Lomba, L., Hurtado, A., Eguilior, S., Pérez del Villar, L. (2008). Almacenamiento geológico de CO₂: Selección de formaciones favorables. 9º Congreso Nacional de Medio Ambiente, comunicación técnica, 30 p.
- Riaz, A., Hesse, M., Tchelepi, H. A. & Orr, F. M. 2006 Onset of convection in a gravitationally unstable diffusive boundary layer in porous media. *J. Fluid Mech.* 548, 87-111.
- Rigg, A., G. Allinson, J. Bradshaw, J. Ennis-King, C.M. Gibson-Poole, R.R. Hillis, S.C. Lang and J.E. Streit (2001): The search for sites for geological sequestration of CO₂ in Australia: A progress report on GEODISC. *AP-PEA Journal*, 41, 711-725.
- Ruiz, C., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., de la Losa, A., Hurtado, A., Lomba, L., Pérez del Villar, L., Martínez, R., Ortiz, G. y Sastre, J. 2007. *Almacenamiento Geológico de CO₂. Criterios de selección de emplazamientos.* Informe Técnico CIEMAT 1085, 99 pp.
- Rutqvist, J., Birkholzer, J. T. & Tsang, C-F. (2008). Coupled reservoir-geomechanical analysis of the potential for tensile and shear failure associated with CO₂ injection in multilayered reservoir-caprock systems. *Rock Mechanics and Mining Sciences*, 45, 132-143.
- Rutqvist, J. & Tsang, C-F. (2002). A study of caprock hydromechanical changes with CO₂ injection into a brine formation. *Environmental Geology*, 42, 296-305.
- Tarback, E.J. & Lutgens, F.K. (2002). Earth: an introduction to physical geology. *Prentice Hall*, 670 p.
- Van De Meer, L.G.H. (1995). The CO₂ storage efficiency of aquifers". *Energy Conversion and Management*, Vol.36.
- Xu, T., Sonnenthal, E., Spycher, N. & Pruess, K. (2006). THOUGHREACT-A simulation program for non-isothermal multiphase reactive geochemical transport in variably saturated geologic media: Applications to geothermal injectivity and CO₂ geological sequestration. *Computers & Geosciences*, 32, 145-165. ■

Este artículo fue solicitado desde E.C.T. el día 17 de junio de 2009 y aceptado definitivamente para su publicación el 2 de diciembre de 2009