

EVALUACIÓN DEL DESARROLLO DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE CO₂

DOCTORA DÑA. M.^a DEL CARMEN CLEMENTE JUL
Académica Correspondiente de la sección de Ingeniería
de la Real Academia de Doctores de España
Departamento de Ingeniería Química y Combustibles.
ETS Ingenieros de Minas. Universidad Politécnica de Madrid

DON JULIO RODRIGO NAHARRO
Departamento de Medio Ambiente. CIEMAT. Madrid

DON LUIS PÉREZ DEL VILLAR
Departamento de Medio Ambiente. CIEMAT. Madrid

RESUMEN

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas de efecto invernadero que se encuentra naturalmente en la atmósfera. Las actividades antropogénicas, especialmente las derivadas de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, están causando que la concentración de este gas aumente significativamente en la atmósfera. Esta situación contribuye al conocido y mundialmente aceptado cambio climático.

Dentro de las posibilidades que se barajan para reducir las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero destaca el desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC), las cuales son aplicables principalmente a los grandes focos industriales, como las centrales térmicas, cementeras, refinerías, acerías, industrias cerámicas, etc. Estas tecnologías consisten en la separación del CO₂ emitido por dichos focos emisores, para posteriormente comprimirlo y obtener así una corriente concentrada de CO₂, la cual sería susceptible de transportarse e inyectarse en un almacén geológico a una profundidad superior a 800 m para que alcanzara el estado supercrítico. Por lo tanto, el almacenamiento geológico profundo (AGP) de CO₂ representa la última etapa de las tecnologías CAC.

Aunque se tiene bastante experiencia en el campo de la inyección de CO₂ como método para recuperar los yacimientos de petróleo y/o gas, ya agotados o en vías de agotamiento, el concepto de almacenamiento geológico de CO₂, como método de evitar las emisiones de este gas a la atmósfera y mitigar así el efecto invernadero, es relativamente reciente.

Palabras clave: dióxido de carbono, tecnologías CAC, almacenamiento geológico de CO₂.

INTRODUCCIÓN

Entre los problemas que preocupan a la humanidad destacan aquellos relacionados con el medio ambiente y, en particular, los relativos al cambio climático y sus consecuencias a nivel global. Desde hace algunas décadas, los científicos vienen advirtiendo sobre las serias consecuencias derivadas de las emisiones antropogénicas a la atmósfera de gases de efecto invernadero. Dichas consecuencias se han puesto y se ponen de manifiesto por numerosas evidencias, tales como el aumento de la temperatura media del planeta en casi 1° C durante el pasado siglo (1), la disminución del volumen de hielo y nieve terrestre, la subida del nivel medio del mar, la variabilidad del clima y los episodios climáticos extremos que están sucediéndose durante la última década.

Con las estimaciones previstas de crecimiento de la población mundial, las cuales vaticinan que en el año 2050 habrá un total aproximado de 9.000 millones de personas (2), la demanda de energía se verá lógicamente incrementada gracias, en gran medida, a las economías emergentes, como son la china, india y brasileña. Las perspectivas de la energía en el mundo hasta el año 2035 dependen decisivamente de cuál sea la actuación de los gobiernos, y de cómo las políticas que se implanten puedan afectar a la tecnología, al precio de los servicios energéticos y a la conducta del usuario final. Los compromisos y planes que los gobiernos han anunciado recientemente, si se implementan, tendrán un impacto real en la demanda de energía y, por lo tanto, en las consiguientes emisiones de CO₂ (3). En el caso que se llevaran a cabo los compromisos anunciados en materia energética por todos los países, estaríamos ante un escenario en el que, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda mundial de energía primaria se vería incrementada en un 36% entre 2008 y 2035, a una media anual del 1,2%. En dicho escenario, denominado Escenario de Nuevas Políticas por la AIE, siguen destacando los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) como las principales fuentes de energía, los cuales representan más de la mitad del incremento en la demanda total de energía primaria (3).

Dicho aumento en la demanda de combustibles fósiles seguirá incrementando las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, por lo que resulta imprescindible reducirlas. Este reto de disminuir las emisiones se puede afrontar, principalmente, mediante una combinación de soluciones, como son: i) la eficiencia energética; ii) la expansión de las energías renovables; y iii) la implantación de las tecnologías CAC, las cuales juegan un papel importante en la reducción de las emisiones derivadas del sector eléctrico.

Cada etapa o fase de las tecnologías CAC, es decir, la captura, el transporte y el almacenamiento de CO₂, ya se encuentra disponible desde un punto de vista técnico y comercial (4). Sin embargo, dado su grado de inmadurez, se continúan desarrollando proyectos que intentan demostrar los aspectos técnicos y económicos relacionados con dichas tecnologías.

FUNDAMENTOS DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO PROFUNDO DE CO₂

El almacenamiento geológico supone la última etapa de las tecnologías CAC, después de que el CO₂ haya sido capturado, transportado e inyectado en una formación geológica adecuada (Figura 1).

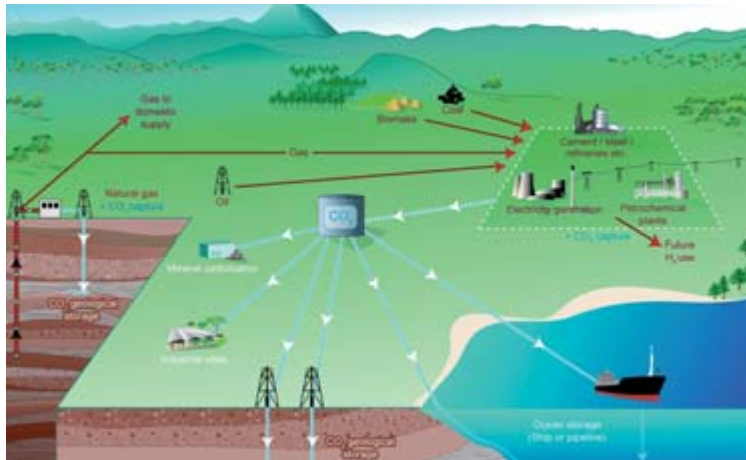


Figura 1. Diagrama esquemático del sistema de secuestro de CO₂.
Fuente: Watson et al., 2001 (5).

Dentro de la comunidad científica existe un consenso generalizado en la definición de las posibles formaciones geológicas susceptibles de almacenar CO₂ (Figura 2). Entre ellas destacan, por su potencial de almacenamiento, las siguientes: i) formaciones permeables profundas de agua salada; ii) yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas), agotados y en vías de agotamiento; y iii) capas profundas o no explotables de carbón (6).

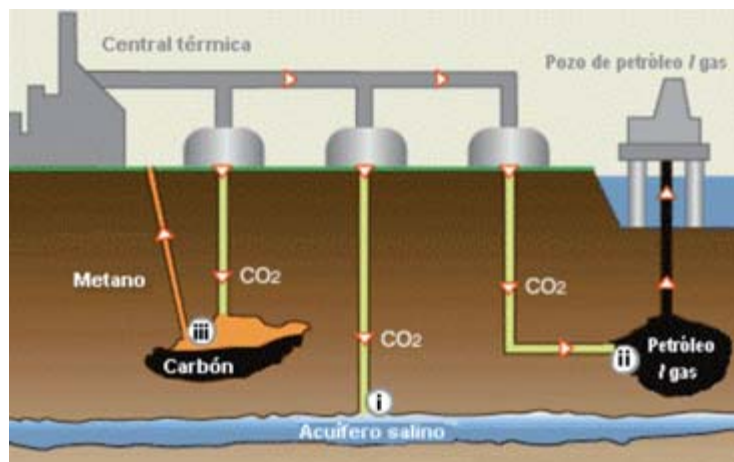


Figura 2. Posibles almacenes geológicos profundos de CO₂.
Fuente: World Coal Institute (modificado).

De las tres opciones citadas, el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos es la considerada actualmente como la más viable y la que proporciona mayor capacidad de almacenaje (7). En dichas formaciones, el CO₂ se almacenaría en estado supercrítico, el cual se alcanza por encima de su «punto crítico», definido por una temperatura de 31,1° C y una presión de 7,38 MPa ó 72,8 atm (Figura 2). En estas condiciones, el CO₂ se comporta como un gas en cuanto tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad de un líquido, la cual aumenta, en función de la temperatura y la presión, desde 200 a 900 kg/m³ (8, 9). En la naturaleza, en zonas con un gradiente geotérmico medio de 25° C/km y un gradiente de presión hidrostática media de 10 MPa/km, la temperatura y la presión alcanzadas a profundidades comprendidas entre 750-800 m son precisamente las adecuadas para que el CO₂ se encuentre en estado supercrítico. Es decir, con una densidad próxima a los 750 kg/m³.

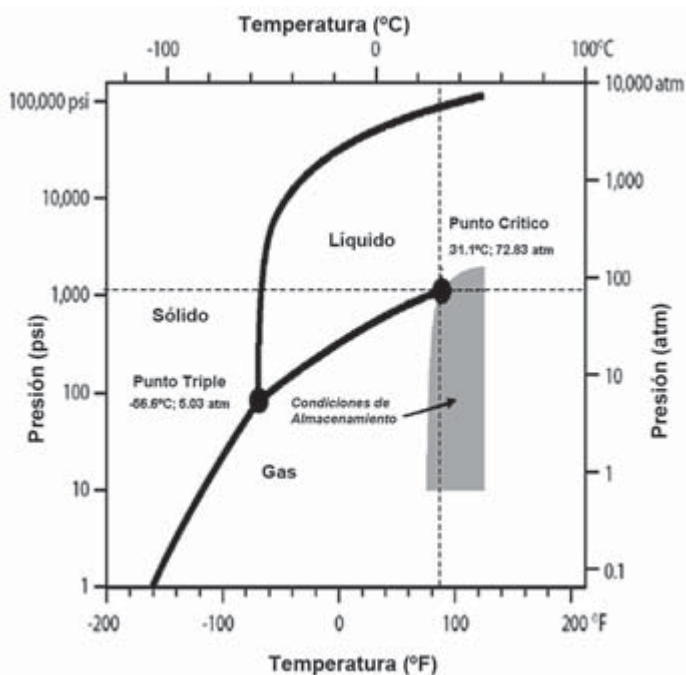


Figura 3. Diagrama de fases del CO₂.

Sin embargo, sobre esta opción, aunque sea la más aceptada actualmente en los países industrializados, se tiene poca experiencia, a excepción hecha de los resultados que actualmente se están obteniendo del proyecto SACS (*Saline Aquifer CO₂ Storage Programme*) que, financiado por la UE, compañías energéticas y gobiernos nacionales, se está desarrollando en la plataforma Sleipner, en el Mar del Norte (10).

El desafío fundamental que supone el AGP de CO₂ es que éste sea, a largo plazo, seguro (>10³ años), minimizándose así los riesgos de fuga del CO₂ y sus repercusiones nocivas sobre los acuíferos más someros de agua dulce y explotables, suelos, vegetación, seres vivos y atmósfera. En este sentido, puede decirse que el riesgo de fugas de CO₂ desde un acuífero salino profundo puede ser elevado, máxime si se tiene

en cuenta su gran capacidad de almacenamiento, además de la falta de conocimiento y experiencia sobre el comportamiento del CO₂ en el propio acuífero y sobre la respuesta geomecánica de los materiales confinantes del sistema (11).

La seguridad del almacén de CO₂ se incrementa a lo largo del tiempo debido a diversos mecanismos naturales (Figura 4): i) atrapamiento estructural o estratigráfico, en el que la formación sello actúa como trampa a techo; ii) atrapamiento residual, el cual puede inmovilizar grandes cantidades de CO₂ (20-25%) en función del tipo de formación (1), y que consiste en que una parte del CO₂ inyectado queda atrapado en los pequeños poros de las rocas, quedando así inmovilizado; iii) atrapamiento por disolución, por la cual parte del CO₂ se disolverá en la salmuera del acuífero con el paso del tiempo; iv) atrapamiento hidrodinámico, causado por el flujo hidrogeológico natural en un acuífero regional, con tiempos de residencia o tránsito del orden de miles a millones de años (12); v) atrapamiento mineral, en el que, después de la disolución del CO₂ en el agua, una parte de la misma, enriquecida en CO₂, se desplazará hacia el fondo del almacén, donde daría lugar a minerales carbonatados, en función del tiempo y cinética de reacción entre dicha agua y la roca almacén (13); y vi) atrapamiento por adsorción, que se produce cuando el CO₂ es adsorbido en el carbón o en pizarras ricas en materia orgánica, ya que ambos tienen gran afinidad por el CO₂, que es el doble a la que tienen por el CH₄, gas que se encuentra abundantemente en dichos materiales (14).

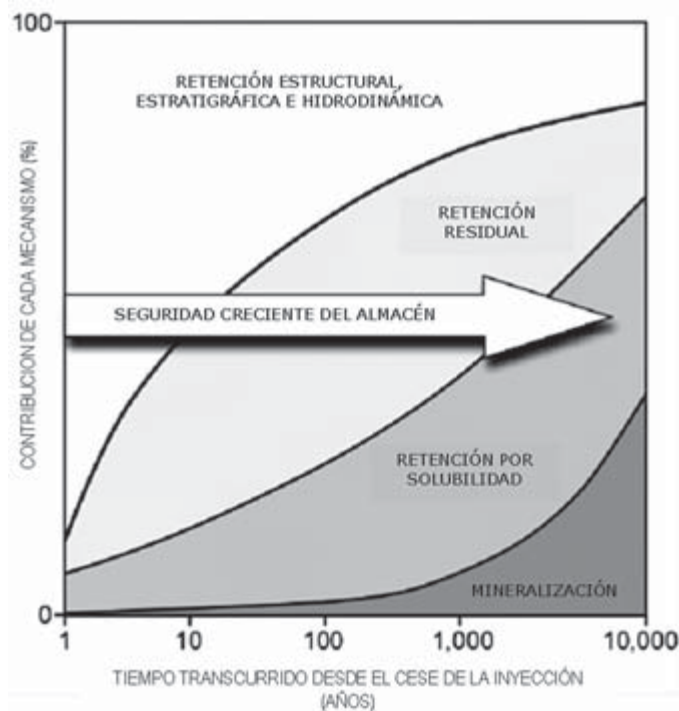


Figura 4. Contribución de cada mecanismo de atrapamiento a la seguridad del almacenamiento.

Fuente: Carbon Sequestration Leadership Forum (modificado).

En resumen, la retención del CO₂ puede tener lugar por uno o varios mecanismos (15):

- a) Como fluido supercrítico en formaciones rocosas permeables, en las que se debe de producir el atrapamiento estructural o estratigráfico.
- b) Como fase miscible o inmisible en agua: como atrapamiento residual, atrapamiento por solubilidad e hidrodinámico.
- c) Por precipitación de fases minerales: secuestro mineral.
- d) Por adsorción superficial en capas de carbón.

Desarrollo del almacenamiento geológico profundo de CO₂ en el marco de las tecnologías CAC.

A nivel mundial, son numerosos los proyectos existentes de investigación, desarrollo tecnológico y demostración (I+D+d) de las tecnologías CAC, los cuales se están desarrollando fundamentalmente en Europa y América del Norte. Según los datos que maneja el *Global CCS Institute*, existen un total de 155 proyectos, de los cuales cerca de la mitad están dedicados al almacenamiento de CO₂. Entre ellos cabe citar los que cuentan con la tecnología CAC totalmente integrada y que se encuentran en operación de forma comercial (16). Éstos son:

- El proyecto Sleipner, que se inició en Noruega el año 1996, cuando la compañía petrolera STATOIL empezó a inyectar más de 1×10^6 t/año de CO₂ en el Mar del Norte, no habiéndose detectado fuga alguna desde entonces. El CO₂ se encuentra asociado al gas natural explotado en el sitio, por lo que, con el fin de evitar una tasa de penalización de carbono equivalente impuesta por el gobierno noruego, STATOIL construyó una plataforma en el mar para separar el CO₂ del resto de los gases. El CO₂ se reinyecta en una formación salina, denominada Utsira próxima al yacimiento, a una profundidad cercana a los 1000m bajo el fondo marino. Se estima que esta formación tiene una capacidad de almacenar entorno a los 600×10^6 t de CO₂, por lo que se espera que la inyección se prolongue incluso después de que el yacimiento se haya agotado. El coste estimado de este proyecto es de más de 350×10^6 euros.
- El proyecto In Salah, en Argelia, se comenzó en agosto de 2004, cuando la compañía nacional SONATRACH, junto con BP y STATOIL, comenzó a inyectar del orden de 1×10^6 t de CO₂ al año en la formación geológica Krechba, situada en las proximidades de un yacimiento del que se extrae gas natural. Dicha formación almacén se encuentra a 1800m de profundidad y se estima que pueda albergar unos 17×10^6 t de CO₂. El coste previsto total del proyecto es de 1700×10^6 de dólares, destinándose más de 100 a las tecnologías CAC. Este proyecto es pionero en el mundo en el que se captura y almacena CO₂ a gran escala en un yacimiento de gas natural.
- El proyecto Snøhvit, también en Noruega, cuenta con la primera planta europea que produce gas natural licuado (GNL). STATOIL, encargada de su explotación, extrae el gas natural, especialmente CH₄, junto con el CO₂, del yacimiento marino de Snøhvit, en el Mar de Barents. Dicha mezcla es transportada hasta

la costa a lo largo de 143 km de tubería, para su posterior procesamiento en la planta de GNL ya que, para poder separar ambos gases, es necesario licuar el CO₂. En el proyecto de Snøhvit se captura, a pleno rendimiento, alrededor de 7×10^5 t de CO₂ al año y, a partir de 2008, el CO₂ capturado se inyecta en las areniscas Tubåen, localizadas a 2.600 m bajo el fondo marino, por debajo de la formación geológica de la que se extrae el gas natural. Todo el proceso CAC le supone al proyecto un coste de unos 110×10^6 de dólares.

- El proyecto Weyburn-Midale, en Canadá y EEUU, comenzó en el año 2000, cuando la compañía canadiense EnCana y la AIE iniciaron el almacenaje de CO₂ procedente de la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Cerca de $2,8 \times 10^6$ t de CO₂ se capturan cada año en la planta de gasificación de carbón, *Great Plains Synfuels Plant*, situada en el estado de Dakota del Norte (EEUU). El flujo de CO₂ es transportado por tuberías unos 320 km, hasta llegar a Saskatchewan (Canadá), donde se inyecta en yacimientos de petróleo, prácticamente agotados. Durante la Fase I (2000-2004), se almacenaron más de 7×10^6 t de CO₂.

Aunque se trata de un proyecto comercial, investigadores de todo el mundo han estado monitorizando las formaciones almacén y sello para conocer la evolución y comportamiento del CO₂ inyectado, siendo el primer proyecto llevado a cabo por la AIE que tenía como objeto el estudio del comportamiento subterráneo del CO₂. La Fase II (2007-2011), y última, del Proyecto, pretende desarrollar el marco necesario y adecuado para un AGP de CO₂, incluyendo, por lo tanto, la caracterización del sitio, los riesgos de fuga asociados, la monitorización y evaluación de su funcionamiento, etc.

- Los proyectos Rangely y Salt Creek, ambos desarrollados en EEUU, comenzaron a inyectar CO₂ para recuperar el petróleo de yacimientos prácticamente agotados. En el primer caso, la inyección se inició en 1986, habiéndose almacenado desde entonces unas 25×10^6 t de CO₂. En Salt Creek se comenzó a inyectar en 2004 a una tasa diaria aproximada de 5.000 t de CO₂, estimándose una capacidad total para la formación de unas 27×10^6 t de CO₂.
- El proyecto Ketzin, en Alemania, inició el almacenamiento de CO₂ el pasado 30 de junio de 2008 en un acuífero salino, localizado a una profundidad aproximada de 650 m. Este proceso está enmarcado dentro del proyecto europeo CO₂SINK (*CO₂ Storage by Injection into a Natural Saline Aquifer at Ketzin*) y representa la primera experiencia en almacenar CO₂ en un acuífero salino dentro del continente europeo. El objetivo principal del proyecto es el desarrollo, ensayo y evaluación comparativa de las técnicas de monitorización, utilizando una amplia gama de métodos geofísicos, geoquímicos y microbiológicos (17). Hasta el pasado 30 de enero de 2011, según la información disponible (18), se han inyectado 45.026 t de CO₂.
- El proyecto piloto de Lacq-Rousse, en Francia, es pionero en Europa por integrar la totalidad de la tecnología CAC. La captura se realiza con tecnología de oxidación en una caldera de 35 MW_t en la planta de Lacq, y se transporta a lo largo de 27 km al pozo de Rousse, donde se produce la inyección en un yacimiento agotado de gas natural, a 4.500 m de profundidad. La capacidad de almacenamiento de CO₂ en dicha formación se ha estimado en 120.000 t.

Tal y como se ha comentado anteriormente, y como consecuencia del elevado número de proyectos que intentan desarrollar las tecnologías CAC en el mundo industrializado, es imposible describir todos ellos en el presente artículo. Aún así, hay que reseñar también, los proyectos que se están desarrollando en Altmark, Birkholz y Neutrebbin, en Alemania; Belchatow, en Polonia; Barendrecht, en los Países Bajos; Ivanija, en Croacia; y Ponferrada (León), en España.

Por lo que se refiere a las posibilidades de almacenamiento geológico de CO₂ en España, hay que resaltar, en primer lugar, que los trabajos de valoración de posibles almacenes geológicos son recientes. Concretamente, el año 2005 supuso el inicio de algunos trabajos de aproximación metodológica, fruto de la colaboración entre el CIEMAT e IGME. Además, esta última entidad participó en el proyecto europeo GeoCapacity, cuyo objetivo principal fue determinar la capacidad europea para el almacenamiento geológico de CO₂, aplicándose para ello criterios básicos de profundidad, capacidad de almacenamiento e inyectabilidad de las formaciones favorables, así como la resistencia e integridad de las formaciones sello, para que el almacenamiento fuese económicamente viable y seguro.

Tras sucesivas aproximaciones en diversas cuencas sedimentarias españolas (19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26), se presentaron los resultados a escala nacional (27), proponiendo una capacidad total del subsuelo español de $23,7 \times 10^9$ t (28). Sin embargo, el caso español presenta algunas particularidades respecto a algunos de los países de nuestro entorno, derivadas de la escasez de recursos nacionales de gas natural y petróleo, lo que implica la práctica inexistencia de almacenes en yacimientos de hidrocarburos agotados, así como una menor información geológica del subsuelo de la parte española de la Península Ibérica. Por ello, tanto la capacidad de almacenamiento como las evaluaciones de los acuíferos salinos profundos, como posibles almacenes de CO₂, son bastante imprecisas (28).

En cualquier caso, las evaluaciones realizadas en España para el proyecto GeoCapacity fueron realizadas en aquellas zonas donde existen formaciones sedimentarias porosas, ya sean areniscas, arenas y rocas carbonatadas fracturadas, a una profundidad de 800 m, aproximadamente, con el fin de que el CO₂ alcance el estado supercrítico. Este criterio supuso descartar el archipiélago canario y el tercio más oriental de la Península Ibérica como posibles zonas para el AGP de CO₂. En cambio, se propuso la evaluación de cuatro grandes cuencas sedimentarias como posibles almacenes, Duero-Almazán, Ebro, Tajo y Guadalquivir, así como algunas zonas de la Cordillera Ibérica, Cordillera Vasco-Cantábrica, Cordillera Bética y Campo de Gibraltar.

COSTE DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO PROFUNDO DE CO₂

La incertidumbre en la estimación de los costes totales asociados a las tecnologías CAC es actualmente bastante elevada. En relación con las tecnologías asociadas al almacenamiento de CO₂ hay que incluir los costes de la caracterización del sitio, la perforación y adecuación del o de los pozos de inyección y monitorización, las instalaciones asociadas y la clausura y sellado del almacenamiento. Además, es necesario incluir los costes de inyección y monitorización, así como los asociados a imprevistos en general y derivados del propio proceso de almacenamiento (7). Cabe resaltar que el capital necesario para la realización de un AGP de CO₂ representa entre el 80 y el 90% del coste total del proceso, mientras que los costes derivados de la operación y mantenimiento suponen solamente entre el 10 y el 20% del total (29).

Según la AIE (2009), para un emplazamiento geológico en el que se almacene anualmente 5×10^6 t de CO_2 durante veinticinco años, y asumiendo el *BLUE Map Scenario*, por el cual las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirían al 50% en el año 2050, el coste de la tonelada de CO_2 almacenada variaría entre los 0,6 y 4,5 USD (7).

El coste del almacenamiento de CO_2 , en comparación al coste total que supone la tecnología CAC, representa aproximadamente el 20%. A partir de la experiencia de los proyectos comerciales que han venido desarrollando la tecnología CAC, el coste total se estima entre 35 y 50 • por tonelada secuestrada, de los cuales alrededor de 30 € son para financiar la captura, 5 € para el transporte y 10 € para el almacenamiento (29). Además, hay que tener en cuenta que el coste total del AGP de CO_2 depende, en gran medida, de que éste tenga lugar en tierra (*onshore*) o en la costa (*offshore*), debido al incremento en los costes de los equipos, la exploración, y la apertura y clausura del almacenamiento en el segundo caso. Entre los posibles almacenes geológicos candidatos a albergar el CO_2 , los acuíferos salinos profundos representan un mayor coste en comparación con los yacimientos de petróleo y gas *quasi* agotados, así como en comparación con el almacenamiento en capas de carbón no explotables. Esto se debe a que en los acuíferos salinos se necesita una mayor inversión para su exploración y caracterización (29) En el caso de almacenar el CO_2 en yacimientos *onshore*, es más económico hacerlo en yacimientos de petróleo y/o gas que en acuíferos salinos, estimándose los costes en 4 y 5 €/t almacenada, respectivamente.

CONCLUSIONES

El AGP de CO_2 representa una de las opciones existentes para reducir la concentración del CO_2 en la atmósfera y mitigar así el cambio climático asociado. Por ello se han depositado muchas expectativas en esta tecnología para solucionar la emisión excesiva de gases de efecto invernadero desde los grandes focos industriales.

La esperanza existente en la eficiencia de las tecnologías CAC para reducir la emisión de CO_2 se constata por el elevado número de proyectos que se están llevando a cabo en el mundo industrializado sobre estas tecnologías, algunos de los cuales se han resumido brevemente en el presente artículo. No obstante, aunque la cadena tecnológica CAC se encuentra en una fase incipiente de desarrollo y, por lo tanto, de aprendizaje y adquisición de experiencia, los objetivos económicos sitúan el coste de dichas tecnologías entorno a los 30-45 €/t secuestradas en el año 2030, representando la etapa de almacenamiento un 20% del coste total.

Desde el punto de vista geológico, en España, al contar con una importante cobertera sedimentaria estructurada por orogénias tectónicas, tales como la Hercínica y la Alpina, se dispone de numerosas formaciones y estructuras geológicas idóneas para almacenar CO_2 . Estas formaciones sedimentarias pueden constituir la roca almacén para el CO_2 o el sello confinante de dicho almacén. Las primeras son geológicamente más antiguas (paleozoicas y mesozoicas), generalmente permeables y, por lo tanto, con alta inyectabilidad. Sin embargo, las segundas suelen ser geológicamente más recientes (mio-plio-cuaternarias) y generalmente más impermeables, consideradas en su conjunto.

El éxito de la implantación de estas tecnologías se conseguirá únicamente gracias al esfuerzo combinado de los agentes tecnológicos, encargados fundamentalmente de

abaratando los costes y solventando los problemas técnicos; de los agentes políticos, quienes han de fomentar y facilitar la implantación de estas tecnologías; y de la sociedad en general, que debe de aceptar la fiabilidad y seguridad del almacenamiento geológico profundo del CO₂, como método de reducir las emisiones a la atmósfera de dicho gas y mitigar así el cambio climático y sus efectos perjudiciales para la humanidad.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005): *Special Report on Carbon Capture and Storage*.
- (2) UN News Centre (2005): World population to reach 9.1 billion in 2050, UN projects. En prensa.
- (3) IEA (2010): World Energy Outlook 2010. Resumen ejecutivo. 21 págs.
- (4) IEA (2008): CO₂ capture and storage: A Key Abatement Option, IEA/OECD, Paris.
- (5) Watson, R. T.; Albritton, D. L.; Barker, T.; Bashmakov, I. A.; Canziani, O.; Christ, R.; Cubasch, U.; Davidson, O.; Gitay H.; Griggs, D.; Halsnaes, K.; Houghton, J.; House, J.; Kundzewicz, Z.; Lal, M.; Leary, N.; Magadza, C.; McCarthy, J. J.; Mitchell, J. F. B.; Moreira, J. R.; Munasinghe, M.; Noble, I.; Pachauri, R.; Pittock, B.; Prather, M.; Richels, R. G.; Robinson, J. B.; Sathaye, J.; Schneider, S.; Scholes, R.; Stocker, T.; Sundararaman, N.; Swart, R.; Taniguchi, T., y Zhou D. (2001): *Climate Change: Synthesis report*, IPCC, 207 págs.
- (6) Clemente-Jul, C., y Rodrigo-Naharro, J. (2009): «Comparación de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la generación de energía». *Anales de la Real Academia de Doctores de España*, 13, 19-29.
- (7) IEA (2009): *Technology Roadmap: Carbon capture and storage*, 52 págs.
- (8) Holloway, S., y Savage, D. (1993): «The Potential for Aquifer Disposal of Carbon Dioxide in the UK», *Energy Conversion and Management*, 34, 9-11, 925-932.
- (9) Hendriks, C. A., y Blok, K. (1993): «Underground storage of carbon dioxide», *Energy Conversion and Management*, 34.
- (10) Martínez, R.; Suárez, I.; Zapatero, M. A.; Campos, R., y Pérez del Villar, L. (2008): «Análogos industriales del almacenamiento de CO₂». *Informes Técnicos CIEMAT*, 1145, 71 págs.
- (11) Prado, A. J. (2011): *El Sistema Termal de Alicún de las Torres (Granada) como Análogo Natural de Escape de CO₂ en Forma de DIC: Implicaciones Paleoclimáticas y como Sumidero de CO₂*. Tesis doctoral, Universidad Complutense de Madrid, 411 págs.
- (12) Bachu, S.; Gunter, W. D., y Perkins, E. H. (1994): «Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping». *Energy Conversion and Management*, 35, 269-279.
- (13) Flett, M. A.; Gurton, R. M., y Taggart, I. J. (2005): «Heterogeneous saline formations: long-term benefits for geosequestration of greenhouse gases». *Greenhouse Gas Control Technologies*, Volume I, Proceedings, 501-509.
- (14) Pashin, J. C.; Carroll, R. E.; Groschong, R. H.; Raymond, Jr. Dr.; McIntyre, M., y Payton, J. W. (2003): «Final Report, Geologic Screening Criteria for Sequestration of CO₂ in Coal. Quantifying Potential of the Black Warrior coalbed methane Fairway», *Geological Survey of Alabama*, US DOE/NETL.

- (15) Ruiz, C.; Martínez, R.; Recreo, F.; Prado, P.; Campos, R.; Pelayo, M.; De la Losa, A.; Hurtado, A.; Lomba, L.; Pérez del Villar, L.; Ortiz, G., y Sastre, J. (2006): «Almacenamiento Geológico de CO₂. Criterios de Selección de Emplazamientos». *Informes Técnicos CIEMAT*, 1085, 108 págs.
- (16) IEA/CSLF (2010): «Carbon capture and Storage: Progress and next Steps». *Report to the Muskola 2010 G8 Summit*.
- (17) Wuerdemann, H.; Moeller, F.; Kuehn, M.; Heidug, W.; Christensen, N.P.; Borm, G., y Schilling, F. R. (2010): «From site characterisation and risk assessment to monitoring and verification: One year of operational experience with the field laboratory for CO₂ storage at Ketzin», Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 938-951.
- (18) Página web del Proyecto CO₂SINK: <http://www.co2sink.org/>
- (19) Prado, A. J. (2007): *Modelización del subsuelo de la Cuenca del Duero y selección de formaciones favorables para el almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico*. Trabajo para la obtención de la suficiencia investigadora. Universidad Complutense de Madrid. Facultad de Ciencias Geológicas. 66 págs.
- (20) Prado, A. J.; Pérez del Villar, L.; Pelayo, M. y Recreo, F. (2008): «Modelización del subsuelo de la Cuenca del Duero y selección de formaciones favorables para el almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico». *Informes Técnicos CIEMAT*, 1130, 66 págs.
- (21) Prado, A. J.; Pérez del Villar, L., y Pelayo, M. (2008): «Selección de formaciones favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ y cálculo de la capacidad de almacenamiento en la Cuenca del Duero». *Geo-Temas*, 10, 1235-1238.
- (22) Ruiz, C., y Lomba, L. (2008): «Formaciones Favorables para el Almacenamiento de CO₂ en la Cuenca de Almazán». *Informes técnicos CIEMAT*, 1132, 116 págs.
- (23) Ruiz, C., y Lomba, L. (2008): «Identificación y modelización de formaciones y áreas favorables para almacenar CO₂ en la Cuenca de Almazán y estimación de la capacidad de almacenamiento de una estructura potencialmente favorable». *Geo-Temas*, 10, 1239-1242.
- (24) Campos, R.; Recreo, F., y Perucha, M. A. (2008): «AGP de CO₂: Selección de Formaciones Favorables en la Cuenca del Ebro». *Informes Técnicos CIEMAT*, 1131, 134 págs.
- (25) Campos, R.; Perucha, M. A., y Recreo, F. (2008): «Almacenamiento geológico profundo de CO₂: Selección de formaciones favorables en la Cuenca del Ebro y estimación de su capacidad». *Geo-Temas*, 10, 1121-1124.
- (26) Hurtado, A. (2009): *Metodología para la estimación regional de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres*. Tesis Doctoral, Universidad de León, 458 págs.
- (27) Zapatero, M. A.; Reyes, J. L.; Martínez, R.; Suárez, I.; Arenillas, A.; Perucha, M. A.; Recreo, F., y Pérez del Villar, L. (2009): «Estudio Preliminar de las Formaciones Favorables para el Almacenamiento Subterráneo de CO₂ en España. Resultados del Análisis de la Información Geológica y Petrolera». *Informes Técnicos CIEMAT*, 1175, 135 págs.
- (28) Grupo de Trabajo 02 Captura y Almacenamiento de CO₂ (2010): *Documento de Trabajo de Conama 10*, 156 págs.
- (29) McKinsey&Company (2008): *Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics*.