

# ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CARBONO

**Emilio Galán Huertos**

**Patricia Aparicio Fernández**

Departamento de Cristalografía, Mineralogía y Química Agrícolas  
Universidad de Sevilla

## I. INTRODUCCIÓN

Parece un hecho científicamente comprobado, y al menos admitido por la opinión pública, que la temperatura de la superficie terrestre está aumentando gradualmente desde hace algunos años. Algunos autores asocian este hecho con el comienzo de la industrialización (se supone que en el Hemisferio Norte, concretamente en Europa y Norteamérica, Canadá incluido), aunque otros autores indican que este proceso comenzó ya hace 5000 años (siendo por tanto ajeno al influjo del hombre).

El concepto de Calentamiento Global lleva asociado otro proceso que es el efecto invernadero o influencia que causa en el clima la quema de combustibles (madera, turba, lignito, carbón, petróleo y gas) con emisión a la atmósfera de grandes cantidades de distintos gases, entre los que destaca el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). Los gases que producen el Efecto Invernadero, que se acumulan en la atmósfera de la Tierra absorben la radiación infrarroja reflejada desde la superficie de la Tierra, que se debe, casi con exclusividad, a la actividad solar e impiden que ésta se disipe inmediatamente hacia el espacio. Esta cubierta gaseosa refractaria actúa como una pantalla que mantiene la superficie de la Tierra caliente. Cuanto más espesa sea esta pantalla más aumentará la temperatura en la superficie del planeta.

La quema de combustibles fósiles generalizada que sufre el planeta desde el comienzo de la Revolución Industrial (referida al Hemisferio Norte sobre todo),

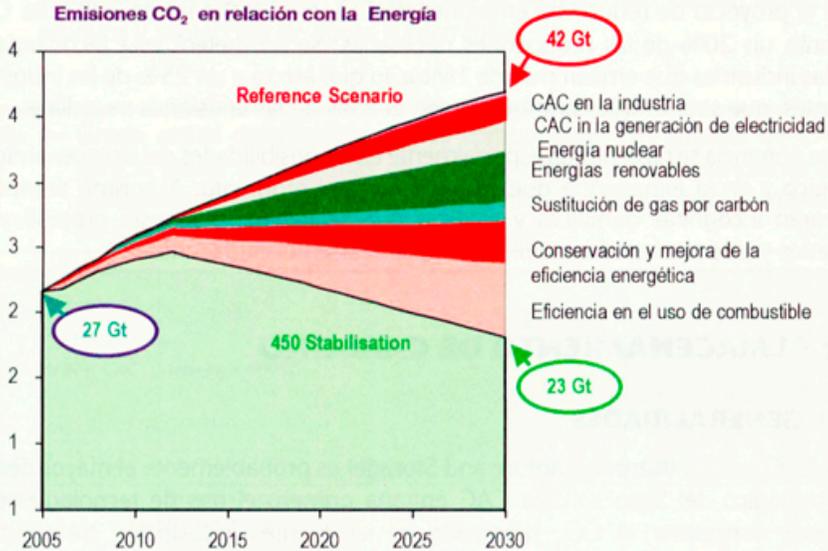
causa la liberación a la atmósfera cada año de aproximadamente 7000 millones de toneladas de carbón, en forma de dióxido de carbono. También se ha generado este gas como un efecto secundario de la deforestación y la destrucción concomitante de los suelos, lo que libera el carbono retenido en ellos temporalmente en forma de materia orgánica. Por otro lado, actividades naturales del Planeta, como la emisión de grandes cantidades de gases por el volcanismo, contribuyen significativamente a este aumento de gases en la atmósfera.

Se calcula que si se duplicase la proporción del  $\text{CO}_2$  en la atmósfera supondría un incremento de  $2,5^\circ\text{C}$  de la temperatura media de la Tierra..

Las Naciones Unidas a través del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, IPCC, considera en el Informe del Grupo de Trabajo 1, en el "Fourth Assessment Report Climate Change 2007", que el cambio climático es una realidad con consecuencias devastadoras para la Humanidad, y se argumenta como causa principal antropogénica la influencia que tienen los gases de "efecto invernadero" ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{NO}_x$ , vapor de agua) en la atmósfera.

Dado que la generación de estos gases va ligada al desarrollo de los países, la producción y acumulación es creciente y su disminución poco probable a nivel global. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) predice un incremento de la demanda de la energía primaria hasta el 2030. En energía eléctrica se espera que se duplique la demanda, requiriéndose la instalación de 5000 GWe de nueva potencia. El  $\text{CO}_2$  es el gas industrial mayormente emitido en los países desarrollados, por el empleo de los combustibles fósiles, que son los principales generadores de energía. Como se indica en el Tercer Informe de Evaluación (TIE) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) (Metz et al. 2005) "la mayoría de los resultados de los modelos indican que las opciones tecnológicas conocidas podrían permitir alcanzar muy diversos niveles de estabilización del  $\text{CO}_2$  atmosférico", pero que "ninguna opción tecnológica podrá lograr por sí sola las reducciones de emisiones necesarias". Más bien, se necesitará una combinación de medidas de mitigación para lograr la estabilización. La captación y el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  (CAC o CCS "carbon capture sequestration") se considera una de las opciones para reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  generado por actividades humanas. Otras opciones tecnológicas son las siguientes: 1) la reducción de la demanda de energía mediante el aumento de la eficiencia de los dispositivos de conversión y/o utilización de la energía; 2) la descarbonación del suministro de energía (optando por combustibles que utilicen menos carbono (por ejemplo, reemplazando el carbón por el gas natural), y/o aumentando el uso de fuentes de energía renovables y/o de energía nuclear (las cuales, en definitiva, emiten cantidades escasas, de haberlas, de  $\text{CO}_2$ ); 3) el secuestro de  $\text{CO}_2$  mediante el perfeccionamiento de los sumideros naturales por medio de la fijación biológica; y 4) la reducción de los gases de efecto invernadero distintos del  $\text{CO}_2$ . En concreto se estima que se puede lograr una reducción de 19 Gt de emisión de  $\text{CO}_2$  en el año 2030 (Figura 1).

**Fig. 1** – Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta el año 2030, suponiendo que el escenario actual continuase (42 Gt), frente a la utilización de medidas para su reducción (23 Gt) (Metz et al., 2005).



El Plan de Acción de la UE para el desarrollo de tecnologías CAC, contempla la construcción de 12 plantas industriales de demostración de combustibles fósiles (no plantas pilotos ni experimentales), que estarían en funcionamiento en 2025. Entre 2015 y 2020 sería el plazo de pruebas y su construcción debe empezar no más tarde de 2012, lo que implica una toma de decisión de al menos un año antes. Las plantas industriales que se construyan hasta el 2020 deben estar preparadas para instalar sistema de captura de CO<sub>2</sub> y solucionado el almacenamiento. Las plantas que se construyan después de esa fecha tendrán obligatoriamente sistema CAC.

El objetivo es reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera para el año 2020 en la UE en un 20%. Esto significa además que para el 2030 hay que capturar 160Mt. Si no se aplica la política de captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>, una reducción en 2030 del 32% costaría 60b€/año, lo que significaría un 40% más caro que si se empiezan los procedimientos CAC. Para llevar a cabo esta política habrá un despliegue de nuevas estrategias de captación, de infraestructuras de transporte y almacenamiento como jamás se ha visto. En ese año se debe de tener la madurez suficiente para poner en práctica los sistemas CAC.

En el paquete de medidas "EU Climate and Energy Policy" (23 de Enero de 2008) de la Unión Europea, se describen las ventajas para el CAC, como una solución

importante en el conjunto de medidas para limitar el calentamiento global a 2,4°C respecto a la época preindustrial. Además en la UE hay ya un borrador de Directiva para regular el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en Europa, que está previsto que aparezca en 2009.

En el proyecto de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2050 a las de 2003, las CAC aportarán un 20% de las reducciones necesarias. Se acometerá esta tecnología en aquellas industrias que emiten más de 1Mt/a, lo que afecta a un 25% de las industrias existentes, que son las que contribuyen con el 85% de las emisiones mundiales.

Esta ponencia se ha centrado especialmente en las posibilidades del almacenamiento geológico y en la experiencia que se tiene hasta el momento. Al mismo tiempo se plantearán incógnitas científicas y técnicas que se tienen sobre este proceso y las preguntas y dudas razonables que puede plantear en el ciudadano.

## **II. EL ALMACENAMIENTO DE CARBONO**

### **III.1. GENERALIDADES**

La CAC, o CCS (Carbon Capture and Storage) es probablemente el mayor desafío geotecnológico del Siglo XXI. La CAC entraña primero el uso de tecnologías para recoger y concentrar el CO<sub>2</sub> producido en las fuentes industriales, transportarlo posteriormente a un lugar de almacenamiento apropiado y, entonces, almacenarlo aislándolo de la atmósfera durante un largo período de tiempo (Metz et al, 2005). La Tabla 1 ofrece una visión general de la situación actual de todos los componentes de la CAC.

En la figura 2 se muestran los tres componentes principales del proceso de CAC: captación, transporte y almacenamiento. La fase de captación entraña la separación del CO<sub>2</sub> de otros productos gaseosos. Para los procesos de quema de combustible como los efectuados en las centrales eléctricas, pueden utilizarse tecnologías de separación a fin de captar el CO<sub>2</sub> después de la combustión o para descarboxilar el combustible antes de su combustión. La fase del transporte puede ser necesaria para transportar el CO<sub>2</sub> captado hasta un lugar de almacenamiento apropiado que se encuentre ubicado a cierta distancia de la fuente de CO<sub>2</sub>. A fin de facilitar tanto el transporte como el almacenamiento, el gas de CO<sub>2</sub> captado suele ser comprimido a una alta densidad en las instalaciones de captación.

Los posibles métodos de almacenamiento que se plantean son los siguientes:

- a) Inyección del CO<sub>2</sub> en las capas profundas de los océanos. Tiene el inconveniente de que la tecnología está inmadura y hay estudios que indican que puede afectar a los ecosistemas marinos.
- b) Carbonatación mineral (en serpentinas). Tiene el inconveniente de que es un proceso de altos costes medioambientales y económicos, además de ser demasiado local a escala regional.

- c) Almacenamiento geológico. Tiene el inconveniente de que existe falta de conocimiento del potencial de almacenamiento de los distintos tipos de roca. Por otra parte presenta las ventajas de que el tiempo de retención calculado es de cientos a millones de años y la tecnología es aplicable directamente por la experiencia en exploración y producción de petróleo, gas, carbón, inyección de residuos y protección de aguas subterráneas.

**Tabla 1**– Grado actual de madurez de los componentes del sistema de CAC. La letra X indica el nivel más elevado de madurez correspondiente a cada componente. También hay tecnologías menos maduras para la mayor parte de los componentes (Metz et al., 2005).

Componente de la CAC	Tecnología de CAC	Fase de investigación <sup>1,2</sup>	Fase de demostración <sup>7</sup>	Económicamente viable en condiciones específicas <sup>5</sup>	Mercado maduro <sup>6</sup>
Captación	Posterior a la combustión			X	
	Previa a la combustión			X	
	Combustión de oxígeno-gas		X		
	Separación industrial (refinamiento de gas natural, producción de amoníaco)				X
Transporte	Gasoducto				X
	Buque			X	
Almacenamiento geológico	Recuperación mejorada de petróleo				X <sup>a</sup>
	Yacimientos de gas o petróleo			X	
	Formaciones salinas			X	
	Recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM)		X		
Almacenamiento oceánico	Inyección directa (disolución)	X			
	Inyección directa (lago)	X			
Carbonatación mineral	Minerales silicatos naturales	X			
	Materiales de desecho		X		
Usos industriales del CO <sub>2</sub>					X



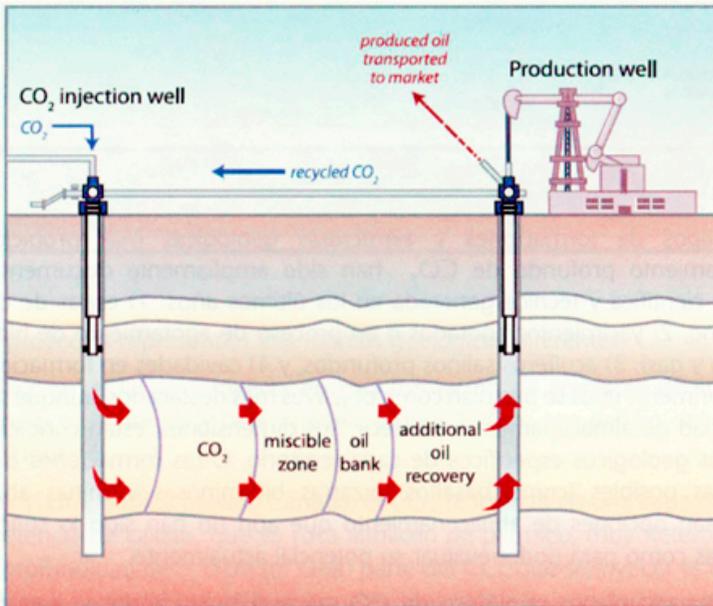
a) El potencial de almacenamiento es enorme. Formalmente se estima que el potencial global de almacenamiento puede oscilar entre 3000 y 10000 Gt  $\text{CO}_2$ , cuando el flujo procedente de fuentes antropogénicas es de ca.25 Gt/año de  $\text{CO}_2$  (Tabla 2)

b) Las tecnologías y el equipo utilizados para el almacenamiento geológico son de uso generalizado, ya que el  $\text{CO}_2$  ha sido separado de distintas fuentes desde hace más de 100 años y ha sido inyectado subterráneamente durante más de 30 años en la recuperación de pozos de petróleo (EOR) (Fig. 3).

**Tabla 2** – Resumen de la capacidad mundial estimada de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  (Benson, 2005).

TIPO DE FORMACIÓN	CAPACIDAD ESTIMADA (Gt $\text{CO}_2$ )
Yacimientos de petróleo y gas	- 450
Capas de hulla inexplotables (ECBM)	60-150
Formaciones salinas profundas	300-100.000

**Fig. 3** – Inyección de  $\text{CO}_2$  para la recuperación de pozos de petróleo (EOR).



Actualmente hay más de 600 emplazamientos en el mundo donde se almacena temporalmente gas natural en cantidades del orden de 340 millones de m<sup>3</sup> (Fig. 4). Estos sitios están sometidos permanentemente a extracción e inyección profunda y no se conocen problemas de seguridad.

**Fig. 4** – Ejemplos de acumulación natural de CO<sub>2</sub> a nivel mundial.

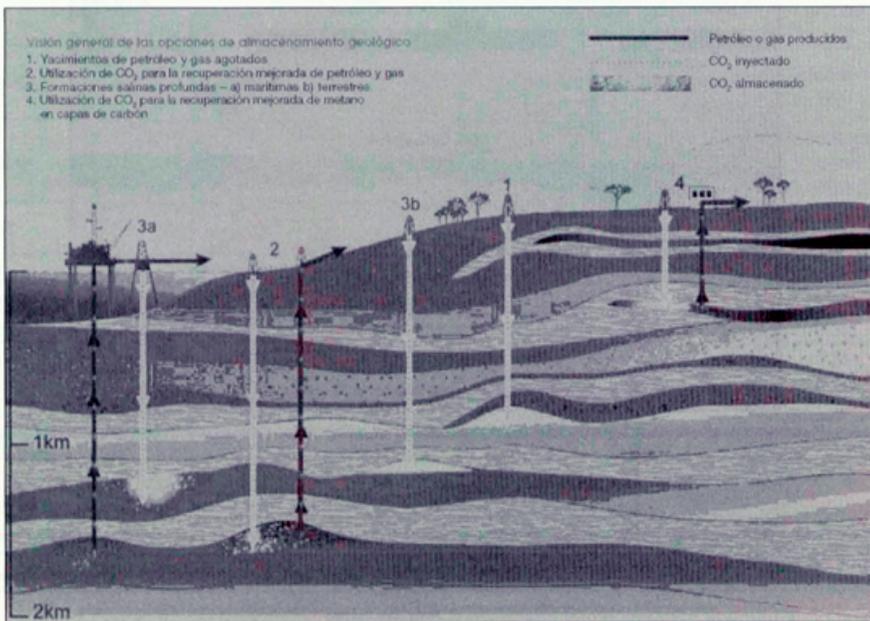


Los tipos de formaciones y estructuras geológicas más propicios para el almacenamiento profundo de CO<sub>2</sub> han sido ampliamente documentados en la literatura científica y técnica generada en los últimos años: 1) capas de carbón ricas en metano, 2) yacimientos agotados o en proceso de agotamiento de hidrocarburos (petróleo y gas), 3) acuíferos salinos profundos, y 4) cavidades en formaciones salinas. Los tres primeros tipos se postulan como objetivos más destacados, aunque su presencia y capacidad de almacenamiento, es decir, sus dimensiones, están condicionados por los rasgos geológicos específicos de cada territorio. Otras formaciones o estructuras geológicas posibles (como basaltos, pizarras bituminosas y minas abandonadas) representan opciones de almacenamiento que aún no han sido lo suficientemente estudiadas como para poder evaluar su potencial actualmente.

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> se está practicando en tres proyectos a escala industrial (1Mt de CO<sub>2</sub> al año o más): a) Sleipner en el Mar del Norte, b)

Weyburn en Canadá, y c) In Salah en Argelia. En la Tabla 4 se indican características de estos tres proyectos, así como de otros de menor envergadura que se han iniciados o programados. Además hay que tener en cuenta que actualmente se inyectan 30 Mt de  $\text{CO}_2$  para la recuperación mejorada de petróleo. Gran parte del  $\text{CO}_2$  que se inyecta con este fin se produce a partir del petróleo del cual es separado e inyectado de nuevo.

**Fig. 5** – Métodos para almacenar  $\text{CO}_2$  en formaciones geológicas subterráneas profundas (Cook, 1999).

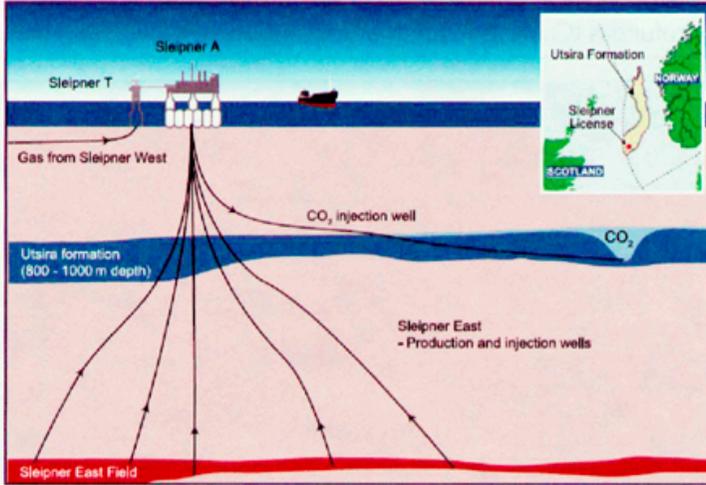


Los tres proyectos representan tres marcos geológicos diferentes:

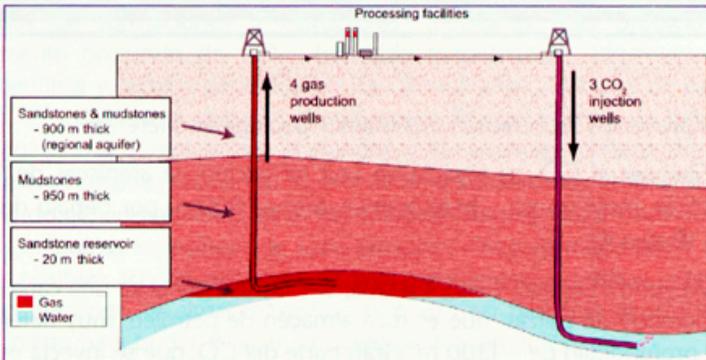
- En Sleipner el  $\text{CO}_2$  se inyecta en una formación de areniscas de 100 m de potencia, muy porosa y heterogénea, a unos 800 m por debajo del nivel del mar (Figura 6).
- En Weyburn, Saskatchewan, Canadá, el  $\text{CO}_2$  se inyecta en una capa de ~ 10 m de potencia de calizas, que es roca almacén de petróleo, muy heterogénea, a una profundidad de ~ 1300 m. Gran parte del  $\text{CO}_2$  que se inyecta es el que se produce a partir del petróleo, del que es separado e inyectado de nuevo. En el proceso de recuperación de petróleo, el  $\text{CO}_2$  es retenido en vez de enviarse a la atmósfera.

- En In Salah, Argelia, el CO<sub>2</sub> se introduce en una capa de 10m de espesor de baja porosidad y permeabilidad, fracturada, heterogénea y con comportamiento de salmuera, a una profundidad de ~2100 m (Figura 7).

**Fig. 6** – Esquema del almacenamiento de Sleipner (Mar del Norte)



**Fig. 7** – Esquema del almacenamiento de In Salah (Argelia)

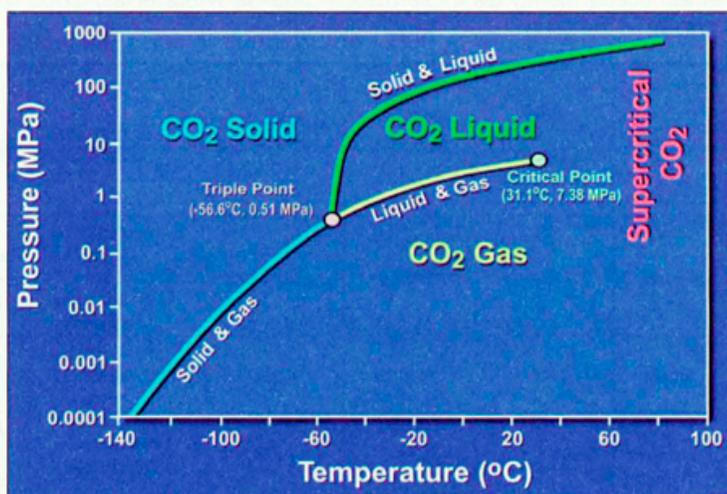


**Tabla 4** – Lugares en los que se ha llevado a cabo, está en curso o se ha previsto el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (modificada de Metz et al., 2005 y Benson, 2005).

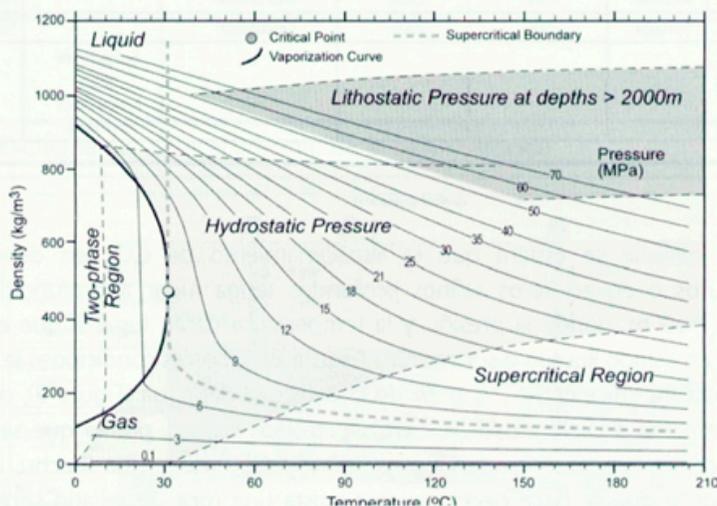
NOMBRE DEL PROYECTO	PAÍS	AÑO PROGRAMADO DEL INICIO DE INYECCIÓN	TCO <sub>2</sub> /DÍA	ALMACENAMIENTO TOTAL PREVISTO (T CO <sub>2</sub> )	ACTIVIDADES DEMOSTRADAS	TIPO DE DEPÓSITO
Weyburn	Canadá	2000	3000/5000	20.000.000	Monitorización Evaluación de riesgos Evaluación de rendimiento	Recuperación mejorada de petróleo
In Salah	Argelia	2004	3000/4000	17.000.000	Monitorización Evaluación de riesgos	Yacimiento de gas
Sleiper	Noruega	1996	3000	20.000.000	Monitorización, Modelización.s	Acuífero salino profundo
K12B	Paises Bajos	2004	100 (1000 en 2006)	8.000.000		Recuperación mejorada de gas
Frio	USA	2004	177	1.600		Formación salina
Feen Big Valley	Canadá	1998	50	200		ECBM
Qinshui Basin	China	2003	30	150		ECBM
Yubari	Japón	2004	10	200		ECBM
Recopol	Polonia	2003	1	10		ECBM
Gorgon	Australia	2009	10000	Desconocido		Formación salina
Snahvit	Noruega	2006	2000	Desconocido		Formación salina
San Juan Basin	USA				Evaluación de riesgos Evaluación de rendimiento	

Por lo general se espera que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en depósitos de hidrocarburos o en acuíferos salinos profundos tenga lugar a profundidades por debajo de 800 m, donde la presión y la temperatura darán lugar a que el CO<sub>2</sub> se encuentre en estado líquido o supercrítico (Figura 8). En estas condiciones la densidad del CO<sub>2</sub> oscilará entre el 50 y el 80% de la densidad del agua (Figura 9), porcentaje que se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, por lo que se originan fuerzas ascensionales que tienden a impulsar al CO<sub>2</sub> hacia arriba (Bachu, 2003). Es por ello por lo que se hace necesario que exista una roca de sellado sobre la roca almacén para que el CO<sub>2</sub> permanezca retenido bajo tierra.

**Fig. 8** – Diagrama de fases del CO<sub>2</sub> (Schütt et al., 2005)



**Fig. 9** – Variación de la densidad del CO<sub>2</sub> en función de la temperatura y presión, señalando el rango de densidad que podría encontrarse en distintas cuencas sedimentarias para distintas temperaturas y gradientes geotérmicos, asumiendo condiciones de presión hidrostática y litostática (Bachu, 2003)



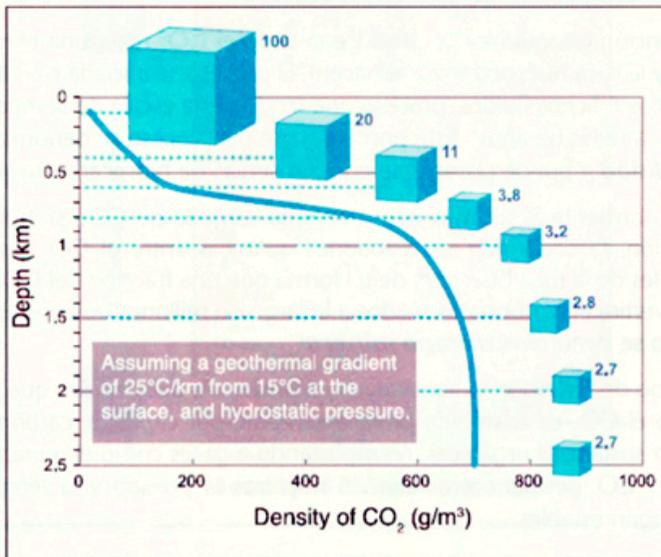
El CO<sub>2</sub> en estado supercrítico ocupa un volumen unas 400 veces inferior al que ocupa en condiciones normales como gas, con lo que se optimiza el almacenamiento (Figuras 9 y 10). La efectividad de este procedimiento es clara y viene apoyada por

los siguientes datos: una tonelada de  $\text{CO}_2$  en condiciones normales ( $0^\circ\text{C}$  y 1 bar de presión) ocupa un volumen de  $509\text{ m}^3$  mientras que una tonelada de  $\text{CO}_2$  a  $35^\circ\text{C}$  de temperatura y 100 bars ocupa  $1,39\text{ m}^3$ . Si consideramos una formación rocosa permeable con un 30% de porosidad situada entre 700 y 1200 m de profundidad (en la que, dependiendo del gradiente geotérmico, se darían las condiciones de temperatura y presión antes señaladas, implicando que el  $\text{CO}_2$  se encuentra en estado supercrítico), la tonelada de  $\text{CO}_2$  ocuparía un volumen de unos  $6\text{ m}^3$  dentro de la roca almacén.

Los cálculos anteriores deben ir complementados con la formulación de modelos hidrodinámicos del flujo del  $\text{CO}_2$  en estado supercrítico durante y después de su inyección en la formación almacén investigada, lo que supone la evaluación de las características de las estructuras geológicas del subsuelo y, en particular, la continuidad lateral y sus cambios de facies.

Durante el proceso de inyección el  $\text{CO}_2$  se comprime y rellena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que estuvieran presentes (fluidos in situ).

**Fig. 10** – Variación de la densidad del  $\text{CO}_2$  en función de la profundidad, asumiendo condiciones de presión hidrostática y litostática (Bachu, 2003)



Una vez inyectado en la formación de almacenamiento, la fracción retenida depende de una combinación de mecanismos de retención física y geoquímica (Bachu et al., 2007):

a) La retención física para bloquear el desplazamiento ascendente del  $\text{CO}_2$  la puede proporcionar una capa de pizarra y/o arcillas sobre la formación de almacenamiento, denominándose roca de cubierta o de sellado. Puede lograrse una retención física adicional a través de las fuerzas capilares que retienen el  $\text{CO}_2$  en el sistema poroso. En caso de que uno o más extremos de la formación permanezcan abiertos es necesario contar con mecanismos de retención a largo plazo del  $\text{CO}_2$  inyectado, para evitar el desplazamiento lateral bajo la roca de sellado. Existen varias posibilidades (Figura 11):

- Retención estática (**static trapping**). Trampas estructurales, estratigráficas y cavernas en domos salinos. El  $\text{CO}_2$  es atrapado como gas o fluido supercrítico bajo una capa de baja permeabilidad. Esta trampa es similar al sistema de confinamiento de reservas de gas natural o almacenamiento en acuíferos (estratigrafía y estructura). Este mecanismo puede encontrarse en el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en reservas de hidrocarburos.
- Retención residual de gas (**residual-gas trapping**)
- Retención hidrodinámica (**hydrodynamic trapping**). Se produce debido al que el  $\text{CO}_2$  inyectado constituye una fase diferente en la formación al encontrarse en estado supercrítico, por ello el desplazamiento de esta "bolsa" de fluido es extremadamente lenta (del orden de cm/año); este mecanismo se observa en los acuíferos.

b) La retención geoquímica se produce cuando el  $\text{CO}_2$  reacciona con los fluidos in situ y la roca huésped (roca almacén). El proceso se iniciaría con la disolución del  $\text{CO}_2$  en dichos fluidos, proceso que tendría una escala de tiempo geológica (cientos a miles de años). Esta primera parte del proceso se denomina **trampa solubilidad** y puede observarse en las reservas de hidrocarburos y acuíferos.

Posteriormente al ser más densa el agua cargada de  $\text{CO}_2$ , se hundiría en la formación, favoreciendo las reacciones químicas entre el  $\text{CO}_2$  disuelto y los minerales de la roca huésped, de tal forma que una fracción del  $\text{CO}_2$  inyectado se convertirá en carbonatos sólidos a lo largo de millones de años. Esta fase del proceso se denomina **trampa mineral**.

c) Otro tipo de retención lo constituye la **trampa de adsorción**, que se produce cuando el  $\text{CO}_2$  es adsorbido preferentemente por capas de carbón o pizarras ricas en sustancias orgánicas, reemplazando a gases como el metano. En estos casos el  $\text{CO}_2$  permanecerá retenido mientras la presión y la temperatura se mantengan estables.

Estos mecanismos actúan de forma diferente en el tiempo (Figura 12), contribuyendo algunos de ellos y en algunos de los tipos de estructuras consideradas a incrementar su seguridad de la estructura como almacén de  $\text{CO}_2$ .

Fig. 11 – Mecanismos de retención física.

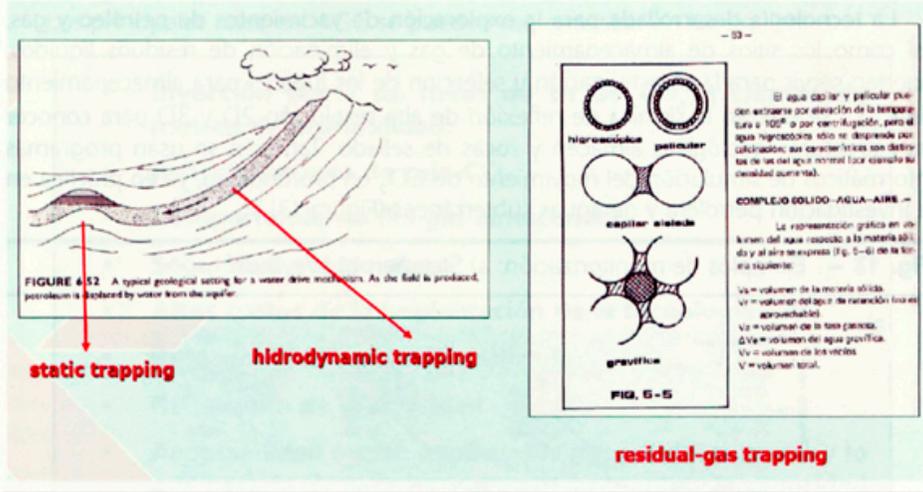
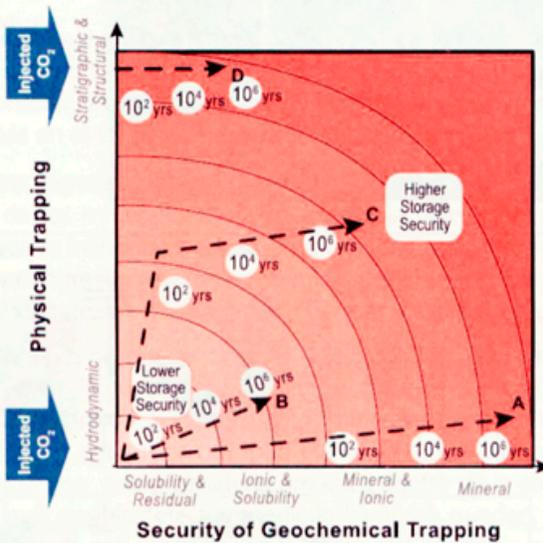


Fig. 12 – Evolución de AGC con el tiempo.

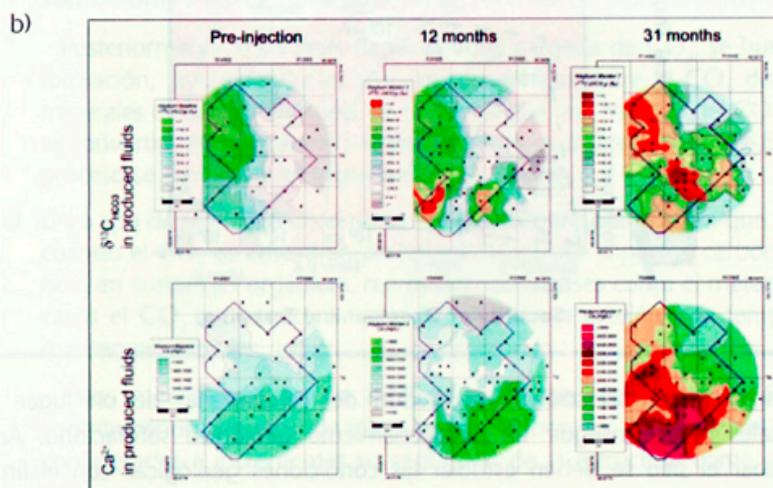
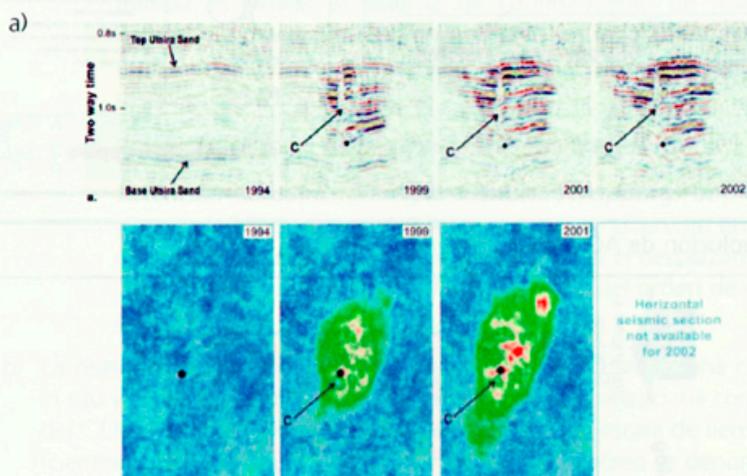


La caracterización, selección y predicción del rendimiento de un lugar son fundamentales para conseguir un almacenamiento geológico satisfactorio. Antes de seleccionar el sitio se deben estudiar las condiciones geológicas con el fin de determinar: a) si la roca de sellado proporciona una estanqueidad efectiva, b) si hay una formación para el almacenamiento lo suficientemente voluminosa y permeable,

c) si algún pozo abandonado o activo puede poner en peligro la integridad de la roca huésped (Friedman, 2007).

La tecnología desarrollada para la exploración de yacimientos de petróleo y gas, así como los sitios de almacenamiento de gas y eliminación de residuos líquidos, pueden servir para la caracterización y selección de los lugares para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Se utilizan la sísmica de reflexión de alta resolución 2D y 3D para conocer las estructuras geológicas almacén y rocas de sellado. También se usan programas informáticos de simulación del movimiento de CO<sub>2</sub> en profundidad, ya en práctica en la investigación petrolera y de aguas subterráneas (Figura 13).

**Fig. 13** – Ejemplos de monitorización: a) Sleipner; b) Weyburn



## II. III. LOS RETOS DEL AGC: TÉCNICOS, CIENTÍFICOS, ECONÓMICOS Y SOCIALES

Los principales retos del AGC se pueden esquematizar en los siguientes:

- **Inyección diaria de miles de tn de CO<sub>2</sub> a cientos de metros de profundidad.**
- **Reacciones roca de caja-CO<sub>2</sub>**
- **Comportamiento del gas almacenado**
- **Seguridad a largo plazo**
- **Altos costos de la implantación de la tecnología CAC**
- **Retorno de la inversión realizada**
- **Regulación de la actividad**
- **Aceptabilidad social: explicar los riesgos del proceso y lo que pasaría si no se hace para el ambiente y la seguridad personal (beneficios potenciales)**

Llama la atención que en este tema que la investigación y la discusión esté siendo pequeña en relación con cuáles son los parámetros más importantes que hay que medir y en qué contexto (investigación/planta piloto vs escala comercial). La bibliografía se ha centrado más en el conjunto de herramientas y sus costes.

Existen diversas lagunas científicas que es necesario abordar, como la cinética de la disolución de los minerales de la roca de caja (alteración) y precipitación de nuevos compuestos, la influencia de pequeñas cantidades de otros gases, que pueden alterar significativamente la respuesta química del sistema gas-salmuera-roca, las probabilidades de escape, los riesgos, consecuencias y estrategias de remediación.

El CO<sub>2</sub> disuelto puede alterar la roca huésped. Así, por ejemplo, Kharaka et al. (2006) observaron la rápida disolución de algunos minerales, principalmente carbonatos, óxidos e hidróxidos. Aunque estos minerales representaban una pequeña fracción en el volumen de la roca huésped (<2%), la rápida cinética de la disolución libera hierro, manganeso, calcio y materia orgánica dentro de la salmuera, por lo que hay que evaluar qué posibles efectos medioambientales pueden producirse a largo tiempo.

Los **riesgos** relacionados con las fugas de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en depósitos geológicos se clasifican en riesgos mundiales y locales. Los riesgos mundiales comprenden la liberación del CO<sub>2</sub>, que podría contribuir de forma significativa al cambio climático si se produce una fuga. A partir de las observaciones y análisis de lugares de almacenamiento de CO<sub>2</sub> existentes, sistemas naturales y modelos técnicos

es muy probable que la fracción retenida en los depósitos seleccionados y gestionados de forma apropiada exceda del 99%, en el curso de 100 años, e inclusive en el plazo de 1000 años (Mentz et al. 2005) (Figura 12). Es probable que se retengan fracciones similares durante periodos de tiempo incluso más largos, ya que se espera que el riesgo de fuga disminuya gradualmente a medida que otros mecanismos permitan una retención adicional.

Los riesgos locales representan los riesgos que pueden existir en caso de una fuga para seres humanos, ecosistemas y aguas subterráneas. Existen dos tipos de escenarios posibles: a) rápida y repentina liberación de  $\text{CO}_2$  en el caso de fallos en los pozos de inyección o fugas ascendentes en pozos abandonados; b) fugas a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas en que la filtración a la superficie es gradual y difusa. En el primer caso podría detectarse la fuga mediante la utilización de técnicas disponibles en la actualidad para la contención de emanaciones de pozos y la fuga afectaría principalmente a la salud de los trabajadores de la zona. Su contención podría llevar entre horas y días y es probable que la cantidad total de  $\text{CO}_2$  liberado sea muy baja en comparación con la cantidad total inyectada. En el segundo caso, la fuga afectaría principalmente a los acuíferos de agua potable y a los ecosistemas. El agua subterránea puede verse afectada tanto por las fugas directas como por la salmuera que penetra en el acuífero como resultado de su desplazamiento por el  $\text{CO}_2$  durante el proceso de inyección. En este escenario también se puede producir la acidificación de suelos y un desplazamiento de oxígeno en los suelos. Las rutas de fugas pueden identificarse por medio de diversas técnicas y mediante la caracterización del depósito, por lo que la estrategia de vigilancia y saneamiento puede adaptarse para subsanar una posible fuga.

El diseño y emplazamiento minucioso del sistema de almacenamiento, junto con métodos para la pronta retención de fugas (preferiblemente antes de que el  $\text{CO}_2$  alcance la superficie) son formas eficaces de reducir los riesgos relacionados con las fugas difusas. La vigilancia forma una parte muy importante de la estrategia general de gestión de riesgos para los proyectos de almacenamiento geológico.

Es necesario explicar a la Sociedad los riesgos del proceso y las consecuencias para el ambiente y la seguridad personal (beneficios potenciales) para lograr la aceptabilidad social. Para lo cual hay que explicar que:

- El  $\text{CO}_2$  es un gas no inflamable ni explosivo
- Es más pesado que el aire
- Se puede acumular en depresiones topográficas
- El número de incidentes que ha habido hasta ahora es semejante a los que se producen con el gas natural
- Hasta ahora no ha habido muertes accidentales por esta causa a pesar de que hay tuberías (actualmente más de 33,000km) por las que pasa el  $\text{CO}_2$  cercanas a zonas urbanas.
- Los barcos para transporta los grandes volúmenes son iguales a los metaneros.

## II. IV. LA GESTIÓN Y REGULACIÓN

Las tecnologías y el equipo utilizados para el almacenamiento geológico son de uso generalizado en los sectores de petróleo y gas, por lo que las estimaciones de los costos tienen un grado de confianza relativamente alto (Tabla 5). No obstante, hay una variabilidad de costos significativos debido a factores específicos a cada emplazamiento, como el almacenamiento marítimo frente al terrestre, la profundidad del depósito y las características geológicas de la formación de almacenamiento.

Los costos de almacenamiento más bajos corresponden a los depósitos terrestres de poca profundidad y alta permeabilidad, y/o lugares de almacenamiento en que los pozos y la infraestructura de yacimientos petrolíferos y de gas existentes puedan ser reutilizados.

Si los costos de inyección de una tonelada de CO<sub>2</sub> oscila entre 0,5 y 8 dólares, los de vigilancia serían de 0,1 a 0,3 dólares que habría que añadir. Si la inyección se combina con recuperación mejorada de petróleo, el precio puede bajar bastante.

El objetivo principal de la contabilidad es asegurarse de que las actividades de CAC producen reducciones reales y cuantificables de las emisiones netas. Una tonelada de CO<sub>2</sub> almacenado de forma permanente tiene los mismos beneficios en términos de concentraciones atmosféricas de CO<sub>2</sub> que una tonelada de CO<sub>2</sub> que no se emite, pero una tonelada de CO<sub>2</sub> almacenado de forma temporal tiene menos beneficios. Por lo general, se acepta que esta diferencia debería quedar recogida en cualquier sistema de contabilidad de reducciones de las emisiones netas de gases de efecto invernadero.

**Tabla 5 – Escala de costos del CAC**

Componentes del sistema de CAC	Escala de costos	Observaciones
Captación del CO <sub>2</sub> emitido en una central eléctrica a carbón o a gas	15-75 US\$/tCO <sub>2</sub> captado (neto)	Costos netos del CO <sub>2</sub> captado en comparación con la misma planta sin captación
Captación del CO <sub>2</sub> emitido en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas	5-55 US\$/tCO <sub>2</sub> captado (neto)	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captación del CO <sub>2</sub> emitido por otras fuentes industriales	25-115 US\$/tCO <sub>2</sub> captado (neto)	La escala refleja el uso de diversas tecnologías y combustibles
Transporte	1-8 US\$/tCO <sub>2</sub> transportado (neto)	Por cada 250 km de transporte por gasoductos o buque para un flujo máximo de 5 (extremo superior) a 40 (extremo inferior) MtCO <sub>2</sub> /año
Almacenamiento geológico <sup>a</sup>	0,5-8 US\$/tCO <sub>2</sub> inyectado (neto)	Con exclusión de los ingresos potenciales generados por la recuperación mejorada de petróleo o la ECBM
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0,1-0,3 US\$/tCO <sub>2</sub> inyectado	Esto abarca la fase previa a la inyección, la inyección y la vigilancia posterior a la inyección, y depende de las prescripciones regulatorias
Almacenamiento oceánico	5-30 US\$/tCO <sub>2</sub> inyectado (neto)	Con inclusión del transporte a 100-500 km de la costa; quedan excluidas la vigilancia y la verificación
Carbonatación mineral	50-100 US\$/tCO <sub>2</sub> mineralizado (neto)	Escala correspondiente al mejor caso estudiado. Incluye el uso de energía adicional para la carbonatación

La UE ha establecido la regulación de AGC, por lo que están prohibidos los emplazamientos cerca de ciudades. Además para establecer un emplazamiento se debe tener permiso de la UE. Sólo los Estados miembros deciden si dedican territorio al almacenamiento y donde debe haber un plan de monitorización de vigilancia para detectar fugas. Los permisos se revisan cada 5 años. Si se incumplen las normas se

puede clausurar la instalación y el responsable es el operador. La UE no exige que se haga el AGC, pero subirá el precio del carbón para que bajen los costos del CAC. Los países, ayudados por la UE, implicarán a las empresas para que se arriesguen al proceso.

### **III. CONCLUSIONES**

El almacenamiento geológico es una alternativa importante a la eliminación estable del CO<sub>2</sub>, que cuenta con bastantes posibilidades de éxito, por los conocimientos geológicos y petrofísicos existentes y por las tecnologías a aplicar en su inyección.

Llama la atención que la investigación y la discusión esté siendo escasa en relación con cuáles son los parámetros más importantes que hay que medir y en qué contexto (investigación/planta piloto vs. escala comercial). La discusión está más centrada en el conjunto de herramientas necesarias, los costes, la política, la socialización de la idea de la necesidad del almacenamiento, etc.

Existen diversas lagunas científicas que es necesario abordar, como la cinética de la disolución de los minerales de la roca almacén (alteración) por el CO<sub>2</sub> y la precipitación de nuevas fases, la influencia de impurezas en el CO<sub>2</sub>, que pueden alterar significativamente la respuesta química del sistema gas-salmuera-roca, los riesgos, las consecuencias de fugas, las estrategias de remediación, entre otros.

En España el IGME está realizando la identificación y caracterización geológica de unidades litoestratigráficas que, por su litología, espesor, porosidad, permeabilidad, estructura, profundidad, etc., sean susceptibles de almacenar CO<sub>2</sub> en condiciones seguras.

### **IV. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. Bachu S. (2003) Screening and ranking sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44: 277-289.
2. Benson M. S. (Ed.) (2005) Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations. Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project. Vol.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification. Elsevier. 631 pp.
3. Friedman S.J. (2007) Geological carbon dioxide sequestration. *Elements*, 3: 179-184.
4. Kharaka Y.K., Cole D.R., Hovorka S.D., Gunter W.D., Knauss K.G., Freifeld B.M. (2006). Gas-water-rock interaction in Frio Formation following CO<sub>2</sub>

injection: implications for the storage of green-house gases in sedimentary basins. *Geology* 34: 577-580.

5. Metz B., Davidson O., Coninck H., Loos M., Meyer L. (Eds.) (2005) IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage. Prepared by working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, 431 pp.
6. Schütt H., Wigand M., Spangeberg E. (2005) Geophysical and geochemical effects of supercritical CO<sub>2</sub> on sandstones. Chap 7 in Benson M. S. (Ed.) "Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations. Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project. Vol.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification". Elsevier.
7. Thomas D. C. (Ed.) (2005) Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations. Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project. Vol.1: Capture and separation of carbon dioxide from combustion sources. Elsevier. 660 pp.
8. Thomas D. C. (Ed.) (2005) Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations. Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project. Vol.1: Capture and separation of carbon dioxide from combustion sources. Elsevier. 660 pp.
9. Wilson M., Monea M. (2004) IEA Greenhouse Gas Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project Summary Report 2000-2004, 273 pp.