



**Congreso Nacional del Medio Ambiente**  
Cumbre del Desarrollo Sostenible

## COMUNICACIÓN TÉCNICA

# Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Criterios de selección de emplazamientos.

Autor: Celsa Ruiz Rivas

Institución: CIEMAT  
E-mail: [celsa.ruiz@ciemat.es](mailto:celsa.ruiz@ciemat.es)

Otros autores: C. Ruiz(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), A. J. Prado(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), R. Campos(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.-URJC. Departamento de Geología y Biología), A. Hurtado(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), M. Pelayo(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), A. de la Losa(IGME), R. Martínez(IGME), G. Ortiz(IGME), J. Sastre(IGME), L. Pérez del Villar(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), S. Eguilior(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), L. Lomba(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.), F. Recreo(CIEMAT. Departamento de Medio Ambiente.)



## **RESUMEN:**

La captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es una de las opciones tecnológicas que se están contemplando actualmente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. La identificación y selección de emplazamientos adecuados para almacenar volúmenes significativos de CO<sub>2</sub> es un aspecto clave en la consideración de esta opción. La identificación y selección de estos emplazamientos incluye principalmente la evaluación geológica de sistemas de almacenamiento como son las formaciones permeables profundas con agua salina, los yacimientos de hidrocarburos agotados y/o las capas de carbón profundas, a varias escalas. En general, los emplazamientos para almacenar CO<sub>2</sub> deberán tener una formación almacén con adecuadas capacidades de almacenamiento e inyectividad, una formación sello competente y un marco geológico suficientemente estable que evite comprometer la integridad del almacén. La aprobación última de un proyecto para almacenar CO<sub>2</sub> requerirá además la consideración adicional de aspectos de ingeniería, medioambientales, económicos, legislativos, etc. La complejidad intrínseca a cualquier proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> implica la necesidad de evaluar cada caso de manera individualizada, si bien, pueden utilizarse metodologías similares en los distintos sitios. En este trabajo se establecen los criterios de selección de formaciones adecuadas para las diferentes opciones de almacenamiento geológico, partiendo de las propiedades, el comportamiento y los posibles mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub>, así como de los requisitos operacionales y de comportamiento de tales sistemas de almacenamiento. Para la integración de criterios de selección del subsuelo y de superficie, se propone además una metodología basada en la técnica de Evaluación Multicriterio y en la utilización de un Sistema de Información Geográfica, que permite valorar la idoneidad de una zona frente a un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>, metodología que se ha ensayado de manera preliminar en la Cuenca del Duero.



## INTRODUCCIÓN

La captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es una de las opciones tecnológicas que se contemplan actualmente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Consiste en la recuperación del CO<sub>2</sub> emitido por los grandes productores a nivel industrial (centrales térmicas, cementeras, etc) y su disposición y aislamiento en formaciones geológicas profundas. Las formaciones que se están considerando actualmente para almacenar CO<sub>2</sub> son rocas permeables profundas saturadas en aguas salobres, campos de petróleo o gas agotados o en vías de agotamiento, capas de carbón y cavidades construidas en rocas salinas.

De manera general, un emplazamiento idóneo para almacenar CO<sub>2</sub> debe tener una roca almacén con capacidad suficiente para albergar las emisiones que se pretende almacenar, una inyectividad adecuada para las tasas de emisión existentes y unas condiciones adecuadas de confinamiento y estabilidad tectónica que permitan garantizar la retención del CO<sub>2</sub> en el subsuelo durante miles de años. La efectividad de estos sistemas va a depender de la combinación de una serie de mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub>: estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual, por solubilidad, por precipitación mineral y por adsorción.

La selección de emplazamientos geológicos para almacenar volúmenes importantes de CO<sub>2</sub> requiere la aplicación de una serie de criterios que permitan valorar la idoneidad de las zonas a distintas escalas y desde puntos de vista distintos: geológico, de recursos, de madurez industrial, medioambientales, etc.

En el marco del Subproyecto nº 3 “Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>” del Proyecto Singular Estratégico 120000-2005-2 del Programa Nacional de Energía, aprobado por el Ministerio de Educación y Ciencia en 2005 y denominado “Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>”, se han establecido los criterios de selección de emplazamientos (Ruiz *et al.*, 2007) y se han aplicado posteriormente para seleccionar formaciones, áreas y estructuras favorables para almacenar CO<sub>2</sub> en el territorio nacional. El CIEMAT se ha centrado específicamente en las Cuencas del Duero, Almazán y Ebro (Prado *et al.*, 2008a; Hurtado y Egulior, 2008; Ruiz y Lomba, 2008; Campos *et al.*, 2008).

En el presente trabajo se sintetizan los criterios de selección de formaciones, áreas y estructuras favorables, a escala de cuenca, para almacenar CO<sub>2</sub> y los específicos para las diferentes opciones de almacenamiento geológico, partiendo de las propiedades del comportamiento del CO<sub>2</sub>, los posibles mecanismos de atrapamiento del mismo y los requisitos de comportamiento de tales sistemas de almacenamiento. Se presenta además una metodología para la integración de los criterios de selección relativos al subsuelo y a la superficie, basada en la técnica de Evaluación Multicriterio y en un Sistema de Información Geográfica, metodología que permite valorar la idoneidad de una zona para albergar un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y que se ha ensayado en la Cuenca del Duero.

## PROPIEDADES DEL CO2 RELEVANTES PARA EL ALMACENAMIENTO

El CO<sub>2</sub> puede estar en las formaciones geológicas profundas en forma de gas, líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la profundidad del almacén.

El comportamiento y la variación de las propiedades del CO<sub>2</sub> con la temperatura y la

presión y, por tanto, con la profundidad, es uno de los factores más importantes para evaluar la idoneidad de cuencas y formaciones sedimentarias frente a un potencial almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Bachu, 2000).

En condiciones atmosféricas, el CO<sub>2</sub> es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. El punto crítico en el que el CO<sub>2</sub> pasa a fase supercrítica está definido en 31.1 °C y 7.38 MPa (Fig. 1). Por debajo de este punto, el CO<sub>2</sub> se encuentra en forma de gas o líquido y, por encima, en estado supercrítico, estado en el que todavía se comporta como un gas en cuanto que tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad como la de un líquido, que varía en función de la temperatura y la presión desde 200 a 900 kg/m<sup>-3</sup> (Holloway and Savage, 1993; Hendriks and Blok, 1993). Para unas condiciones medias de gradiente geotérmico y presión hidrostática en cuencas sedimentarias, estos valores del punto crítico equivalen a una profundidad aproximada de 800 m (Fig. 1), aunque depende en gran medida de la temperatura superficial.

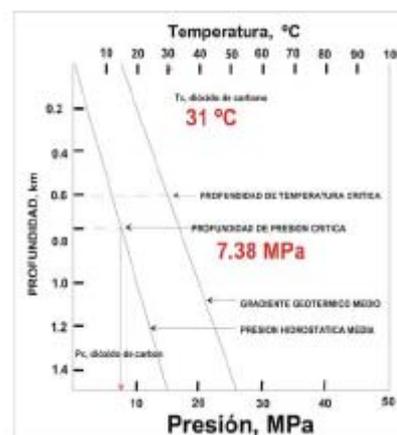


Fig. 1.- Condiciones supercríticas del CO<sub>2</sub> en cuencas sedimentarias

Hasta los 500-600 m de profundidad, el CO<sub>2</sub> se encuentra en forma de gas con una densidad demasiado baja como para admitir volúmenes de almacenamiento económicamente significativos (Fig. 2) (van del Meer *et al.*, 1992; Holloway and Savage, 1993).

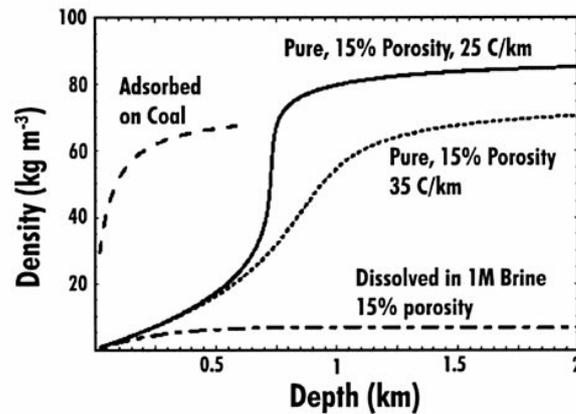


Fig. 2.-Densidad total de almacenamiento del CO<sub>2</sub> ( kg por m<sup>3</sup> de roca) en función de la profundidad, para un gradiente de presión hidrostática constante de 10.5 MPa/km, una temperatura superficial media de 15°C y un gradiente geotérmico de 25°C/km (Rigg et al., 2001).

Entre los 600 y 1000 m de profundidad se da un brusco incremento en la densidad debido a que, a esas profundidades, la temperatura promedio y la presión hidrostática están próximas al punto crítico del CO<sub>2</sub> (Rigg *et al.*, 2001). A profundidades superiores a los 1000 m, la densidad no varía apreciablemente, por lo que no existen ventajas apreciables desde el punto de vista de densidad de almacenamiento alcanzable (kg de CO<sub>2</sub> por m<sup>3</sup> de roca de la formación almacén) en ir a profundidades mayores de 1000 m (Fig. 3).

La densidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a profundidades entre 0 y 600 m es sensiblemente mayor en capas de carbón, en donde el CO<sub>2</sub> es retenido por adsorción (Fig. 2) (Rigg *et al.*, 2001).

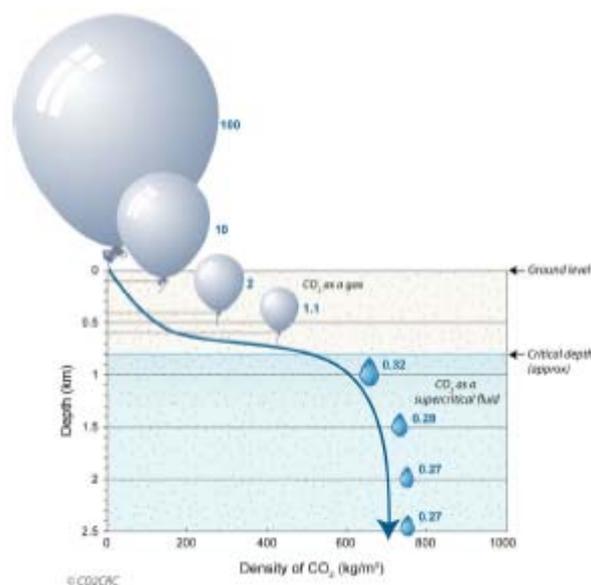


Fig. 3.- Aumento de la efectividad del almacenamiento con la profundidad (CO<sub>2</sub>CRC,



modificado de IPCC 2005)

La presencia de otros gases asociados con el  $\text{CO}_2$ , como el  $\text{SO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  o  $\text{CH}_4$ , además de ocupar un volumen en el medio geológico, puede disminuir el punto crítico del  $\text{CO}_2$  (Halloway and Savage, 1993). Si el  $\text{CO}_2$  está contaminado con  $\text{CH}_4$ , la densidad del  $\text{CO}_2$  supercrítico se reduce de forma significativa. En el caso de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en carbones, la presencia de otras especies puede reducir la capacidad de almacenamiento ya que éstas pueden ser adsorbidas preferentemente con respecto al  $\text{CO}_2$  en las superficies del carbón.

Por otra parte, el  $\text{CO}_2$  es ligeramente soluble en agua. Su solubilidad aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad. El  $\text{CO}_2$  supercrítico es un 30-40 % menos denso que el agua salina típica de las formaciones permeables profundas, lo que significa que el  $\text{CO}_2$ , más ligero, ascenderá de manera natural por flotabilidad a través del reservorio hasta que sea atrapado por distintos mecanismos de atrapamiento, bien físico, hidrodinámico o geoquímico, o directamente pase a solución a más largo plazo (cientos, miles de años).

## **MECANISMOS DE ATRAPAMIENTO DEL $\text{CO}_2$**

Existen distintos mecanismos de atrapamiento por los que el  $\text{CO}_2$  puede ser almacenado en las rocas: atrapamiento estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual, por solubilidad, por precipitación mineral y por adsorción. El tipo de roca almacén, el comportamiento del  $\text{CO}_2$  en el subsuelo y el tiempo que permanezca en el mismo determinarán, en cada caso, los mecanismos de atrapamiento dominantes a lo largo del tiempo.

### *Atrapamiento estratigráfico/estructural*

El atrapamiento estratigráfico/estructural se produce cuando el  $\text{CO}_2$  en fase libre no disuelto es retenido por el contraste de permeabilidad dentro de la propia roca almacén o bien entre ésta y la roca de sello. Cuando el  $\text{CO}_2$  supercrítico es inyectado, asciende por flotabilidad y puede ser retenido físicamente en una trampa estructural o estratigráfica, de igual forma a como se produce la acumulación natural de hidrocarburos. Existen numerosas variaciones de trampas estructurales y estratigráficas, además de una combinación de ambas (trampas mixtas), que pueden aportar trampas físicas para el almacenamiento geológico de  $\text{CO}_2$ . Las trampas estructurales más típicas incluyen pliegues anticlinales o bloques de falla basculados, y las estratigráficas se originan por cambios laterales de facies o por acuñamiento sedimentológico (Fig. 4).

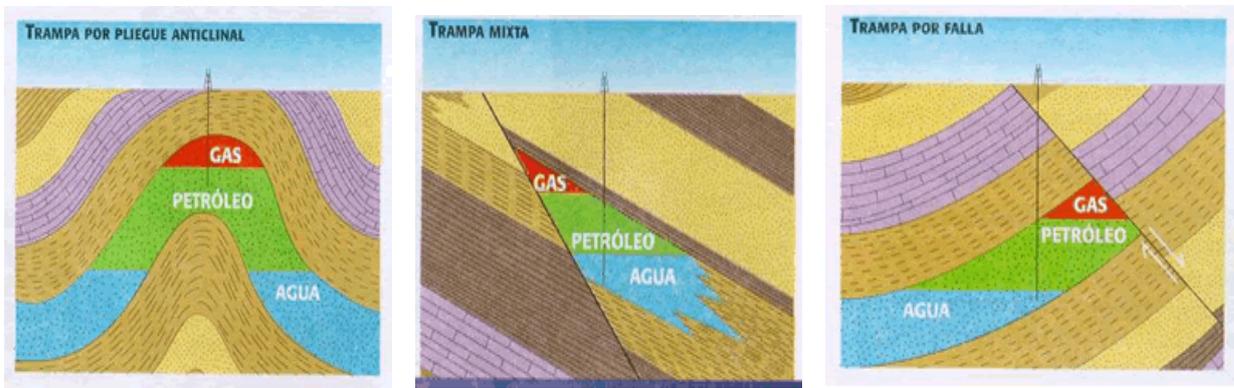


Fig. 4.- Ejemplos de trampas geológicas

#### *Atrapamiento hidrodinámico*

El atrapamiento hidrodinámico se origina cuando el CO<sub>2</sub>, en fase miscible o inmisible, es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia o tránsito significativos de miles a millones de años. El flujo de CO<sub>2</sub> atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación. Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO<sub>2</sub> se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema. Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. A diferencia del atrapamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas.

#### *Atrapamiento residual*

El atrapamiento residual se produce cuando el CO<sub>2</sub> queda inmovilizado en los poros de la roca por la actuación de las fuerzas de capilaridad (Fig. 5). Este mecanismo se produce con posterioridad al cese de la inyección de CO<sub>2</sub> y puede inmovilizar grandes cantidades del mismo (20-25 %), en función del tipo de formación (IPCC, 2005). A medida que el CO<sub>2</sub> es inyectado en la formación geológica, el desarrollo de la pluma está dominado por el empuje que ejerce el CO<sub>2</sub> sobre el fluido de la formación. En la parte delantera de la pluma que migra existe una mayor permeabilidad relativa al CO<sub>2</sub> debido a que el fluido de formación es desplazado por el empuje del CO<sub>2</sub> ascendente y, en la parte posterior, predomina la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que ésta va inundando por detrás de la pluma que migra. Durante este proceso de imbibición y cuando la concentración de CO<sub>2</sub> decae por debajo de un cierto nivel, parte del CO<sub>2</sub> queda atrapado de manera efectiva en los poros por las fuerzas de capilaridad como fase residual inmóvil, fase que puede irse disolviendo en el agua con el tiempo (Kali y Gibson Poole, 2008).

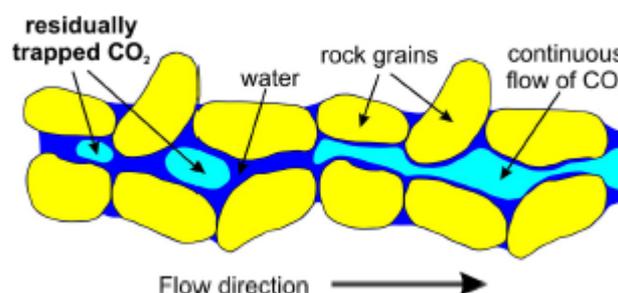


Fig. 5.-Atrapamiento residual de CO<sub>2</sub> (Kali y Gibson Poole, 2008)

#### *Atrapamiento por solubilidad*

El atrapamiento por solubilidad ocurre cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua de formación. La solubilidad del CO<sub>2</sub> aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua. El CO<sub>2</sub> puede mezclarse y después disolverse en el agua mediante procesos de difusión, dispersión y convección. A medida que se produce la disolución en el agua, se pueden dar fenómenos de mezcla convectiva que dominarán sobre la difusión, ya que el agua irá aumentando su densidad al saturarse en CO<sub>2</sub>, lo que provocará un desplazamiento de éste hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la heterogeneidad existente (Bachu y Carrol, 2004). El atrapamiento por solubilidad será el mecanismo dominante en cualquier tipo de formación a escalas de tiempo suficientemente extensas (cientos, miles de años).

#### *Atrapamiento mineral*

El atrapamiento mineral se produce a partir de la precipitación de nuevos minerales carbonatados tras la reacción química del CO<sub>2</sub> inyectado con las fases minerales reactivas presentes en la formación o con los fluidos mineralizados ricos en cationes divalentes como Ca, Mg u otros. El atrapamiento mineral depende de la mineralogía de la roca almacén, la composición química del agua, y la presión y temperatura existentes. Además, las posibles reacciones dependen de la superficie de contacto entre los granos minerales y el agua que contiene CO<sub>2</sub> disuelto, y del flujo a través de la roca. Al igual que los atrapamientos por solubilidad y residual, el atrapamiento mineral es un proceso tiempo-dependiente que se produce a escalas de decenas, centenas de años, en función de la cinética de las reacciones, que generalmente es lenta (Flett *et al.*, 2004).

#### *Atrapamiento por adsorción*

Aparte de la anterior forma de atrapamiento mineral, se puede producir otra cuando el CO<sub>2</sub> es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. A este mecanismo de almacenamiento se le denomina atrapamiento por adsorción. El carbón tiene una afinidad por el CO<sub>2</sub> dos veces superior a la que tiene por el CH<sub>4</sub> que se encuentra abundantemente en las capas de carbón, lo que propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro de CO<sub>2</sub> (Fig. 6). El atrapamiento por adsorción depende de las

condiciones de presión y temperatura, del rango, los macerales y el contenido mineral del carbón.

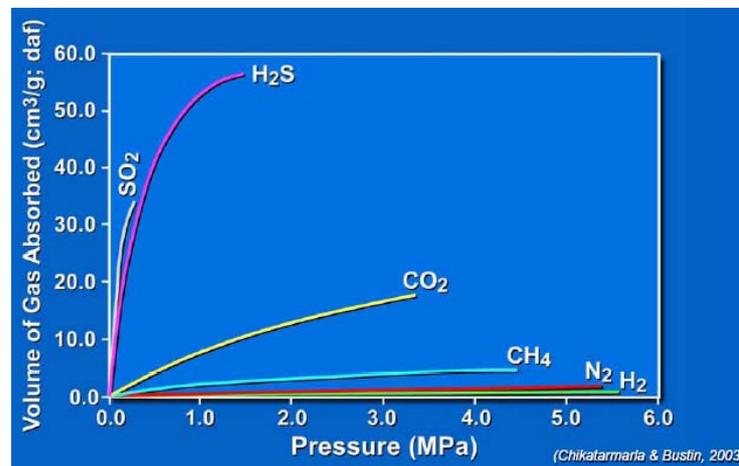


Fig. 6 Absorción de distintos gases por el carbón (Chikatarmarla & Bustin, 2003, en Pashin *et al.*, 2003)

Los mecanismos de atrapamiento dominantes a lo largo del tiempo dependerán del tipo de roca almacén, del comportamiento dinámico del CO<sub>2</sub> y de la escala temporal que se considere. De manera general, el atrapamiento estructural/estratigráfico será el principal mecanismo de almacenamiento en las etapas iniciales. A medida que transcurre el tiempo se irá reteniendo una mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en los poros de manera residual o se irá disolviendo en el agua de formación, incrementándose la seguridad del almacenamiento (Fig. 7). En último término, puede tener lugar el atrapamiento mineral, reteniéndose el CO<sub>2</sub> de manera permanente (IPCC, 2005).

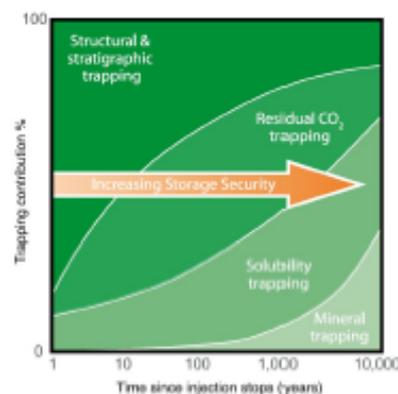


Fig. 7.- Cambio de los mecanismos de atrapamiento dominantes e incremento de la seguridad de almacenamiento del CO<sub>2</sub> con el tiempo (IPCC, 2005)

## MEDIOS GEOLÓGICOS ADECUADOS PARA ALMACENAR CO<sub>2</sub>

Las formaciones geológicas idóneas para almacenar CO<sub>2</sub> son todas aquellas rocas porosas y permeables que garanticen capacidad e inyectividad suficientes para los volúmenes de CO<sub>2</sub> que se desee almacenar, y que estén confinadas por rocas de baja permeabilidad que favorezcan la retención del CO<sub>2</sub> en el subsuelo durante miles de años. Estas formaciones se encuentran mayoritariamente en las cuencas sedimentarias y pueden ser: i) rocas permeables profundas con aguas salobres, ii) yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento, iii) lechos de carbón sin interés minero, y iv) rocas salinas.

### *Yacimientos de hidrocarburos*

El CO<sub>2</sub> se puede almacenar en campos de hidrocarburos agotados o en campos que estén todavía en producción, utilizándose en este último caso para incrementar la recuperación del petróleo o el gas (*Enhanced Oil Recovery- EOR, Enhanced Gas Recovery- EGR*) (Fig. 8).

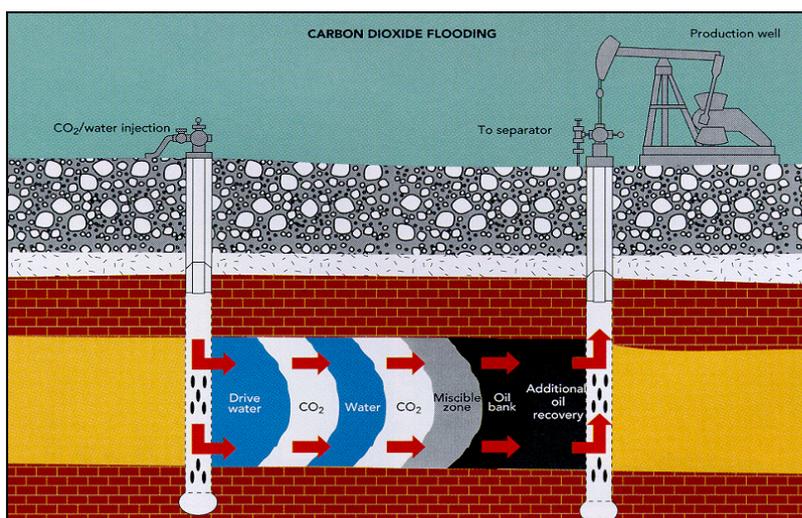


Fig. 8.- Funcionamiento de una instalación de EOR con inyección de CO<sub>2</sub> (Proyecto MIDCARB).

En campos de hidrocarburos, las operaciones *EOR/EGR* aportan un beneficio económico que puede contrarrestar los costes de la captura, el transporte y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En operaciones *EOR*, el CO<sub>2</sub> mejora la movilidad del crudo si se alcanza la miscibilidad, ya que se reduce su viscosidad al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento. En caso de inmiscibilidad del CO<sub>2</sub>, éste se utiliza para respresurizar el depósito, empujando el crudo hacia los pozos productores. Una vez agotados, los campos petrolíferos pueden utilizarse como almacén de CO<sub>2</sub>, siendo similar al almacenamiento en formaciones permeables profundas con agua salina.

En los campos de gas sucede algo semejante. En ambos casos, a medida que disminuye la presión del hidrocarburo, en la roca almacén se crea un importante volumen de poros relleno de gas a baja presión, que no suele ser colmatado por el flujo de agua y que



puede ser utilizado para almacenar CO<sub>2</sub>. No hay experiencias de almacenar CO<sub>2</sub> en campos de gas, pero no parecen existir barreras técnicas para ello. Sí son frecuentes, en cambio, las experiencias de almacenamiento de gas natural en formaciones geológicas en distintos países.

De no poderse llevar a cabo las opciones *EOR* o *EGR*, es más probable el uso de reservorios de gas frente a los de petróleo porque se suele extraer hasta un 90 % de las reservas existentes, quedando gran cantidad de espacio disponible cuando no ha sido saturado por el agua.

Los campos de hidrocarburos se encuentran hasta profundidades que alcanzan los 7000 m, si bien la profundidad media es de 1500 m. Esto permite que el CO<sub>2</sub> se pueda almacenar en condiciones supercríticas, optimizando su densidad de almacenamiento. Por otra parte, los campos suelen tener una presión disminuida respecto a la inicial, lo cual favorece el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Esta opción de almacenamiento geológico tiene, además, la ventaja de que la capacidad de confinamiento del sistema ha quedado demostrada por la retención de hidrocarburos durante millones de años. La infraestructura y tecnología disponibles para la producción de hidrocarburos, que abarca desde el conocimiento del área debido a la exploración y producción de los reservorios, hasta los aspectos de separación de gas, etc., se pueden adaptar al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, si bien el acceso a esta información no siempre es posible. Este conocimiento permite que se pueda calcular la capacidad máxima del almacén con cierta fiabilidad y que se pueda predecir la distribución del CO<sub>2</sub> en el mismo, así como los mecanismos de atrapamiento posibles.

La limitación más importante de la utilización de campos de hidrocarburos para almacenar CO<sub>2</sub> es la potencial existencia de pozos sin sellar o mal sellados, que pueden actuar como vías de escape preferentes. Además, esta opción está restringida a países que tienen reservorios de hidrocarburos y éstos pueden tener una limitada capacidad de almacenamiento por las dimensiones de las trampas existentes. Pueden existir también posibilidades de colapso del reservorio si se ha producido una disminución importante en la presión de los poros, lo que reduciría el volumen de almacén disponible. Por otra parte, la proximidad respecto a las fuentes de generación de CO<sub>2</sub>, puede ser inadecuada.

Los únicos proyectos existentes en este momento para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> a escala industrial en campos de hidrocarburos están relacionados con la recuperación forzada de petróleo, como es el caso del Proyecto Weyburn, en Canadá (Wilson *et al.*, 2004). En el territorio nacional, las posibilidades de almacenamiento en yacimientos de hidrocarburos agotados son poco relevantes debido a su escasez y a estar situados principalmente en emplazamientos *off-shore*, que son mucho más costosos. Los campos actualmente en explotación son el de Ayoluengo, en Burgos, con baja producción, y los de extracción de gas del suroeste español, de pequeña capacidad.

#### *Formaciones permeables profundas con aguas salinas*

Otra opción geológica para almacenar CO<sub>2</sub> son las formaciones permeables profundas con aguas salinas. Son rocas porosas con aguas de formación no aptas para el consumo humano, industrial o agrícola por su elevada salinidad. En muchos estudios estas formaciones han sido consideradas como una de las mejores opciones para almacenar grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> por su gran extensión a escala mundial y por encontrarse a las profundidades adecuadas, representando la opción con mayor capacidad de almacenamiento. Además, dada su ubicuidad, presentan mayor probabilidad de estar



cerca de las fuentes emisoras de  $\text{CO}_2$ .

El  $\text{CO}_2$  supercrítico se puede almacenar de manera efectiva en este tipo de formaciones por la alta densidad que alcanza a las presiones relativamente elevadas a que se suelen encontrar. El  $\text{CO}_2$  se puede retener mediante distintos mecanismos de atrapamiento a lo largo del tiempo, lo que incrementa la capacidad de almacenamiento volumétrica de estos reservorios: atrapamiento estructural/ estratigráfico, hidrodinámico, residual, mediante solubilidad y por precipitación mineral.

Sin embargo, estas formaciones no se conocen al mismo nivel que los reservorios de hidrocarburos o los acuíferos de agua dulce, y cualquier estimación de su capacidad generalmente incluye importantes incertidumbres debido a la carencia de información. La selección de posibles almacenes está muy condicionada por el conocimiento disponible, por lo que principalmente se centra en áreas donde se han realizado exploraciones de hidrocarburos y donde se han encontrado trampas secas, no productivas. Además, en esta opción de almacenamiento, la capacidad de contención del sello no está demostrada y también existen incertidumbres acerca de la posible existencia de recursos naturales sin descubrir.

#### *Capas de carbón*

Las capas de carbón también pueden ser posibles almacenes de  $\text{CO}_2$ , si bien en este caso el mecanismo de atrapamiento es por adsorción. Inyectando  $\text{CO}_2$  en capas de carbón, el  $\text{CO}_2$  es adsorbido en la matriz de poros, liberando el  $\text{CH}_4$  existente en la misma. La mayor afinidad del carbón por el  $\text{CO}_2$  que por el  $\text{CH}_4$  (se adsorben 2 moléculas de  $\text{CO}_2$  por cada molécula de  $\text{CH}_4$  que desplaza) ha conducido a que se valore la posibilidad de almacenar  $\text{CO}_2$  en capas de carbón a la vez que se recupera  $\text{CH}_4$  como gas de valor económico en sí mismo, lo que reduciría los costes globales de la inyección. Esta técnica se denomina *Enhanced Coalbed Methane Production, ECBM* (Fig. 9). En esta opción es necesario capturar el  $\text{CH}_4$  para garantizar que no es emitido a la atmósfera, ya que este gas tiene una capacidad de efecto invernadero muy superior a la del  $\text{CO}_2$ .

Este tipo de almacenamiento es factible en carbones que se encuentren a profundidades inferiores a los 600 m y con  $\text{CO}_2$  en forma gaseosa, no supercrítica. En general, la densidad de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en capas de carbón es sensiblemente mayor que en cualquier otra litología a profundidades menores a 600 m (Fig. 2).

La producción de  $\text{CH}_4$  por la técnica *CBM* es muy importante en EEUU, suponiendo entre el 10-20 % de la producción del gas natural del país, lo que implica un conocimiento y una experiencia significativas en este campo. Sin embargo, la técnica *ECBM* está en fase piloto. Sólo se ha realizado un pequeño número de experiencias piloto en campo y una serie de experimentos de laboratorio. Los problemas fundamentales derivan de la baja permeabilidad del carbón, especialmente a medida que aumenta la profundidad, y del elevado coste por el gran número de sondeos necesarios.

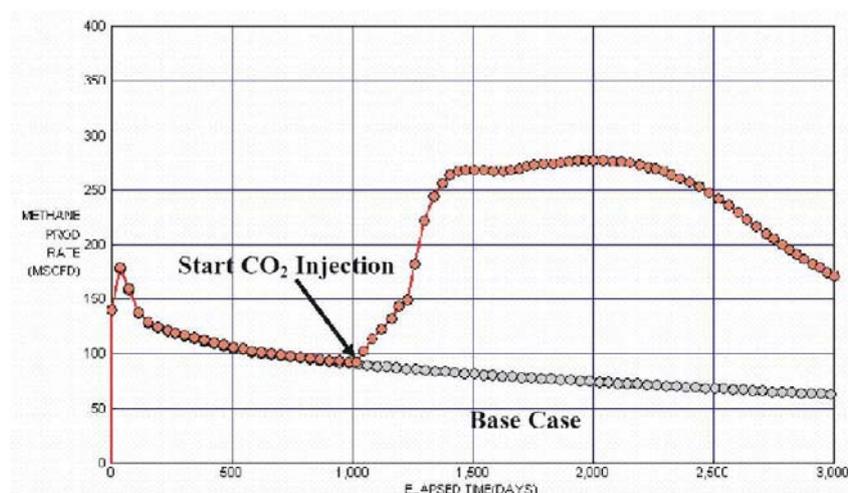


Fig. 9. - Tasa de producción de CH<sub>4</sub> con y sin inyección de CO<sub>2</sub>

Otro inconveniente importante de esta opción es que el CH<sub>4</sub> de las capas de carbón es una mínima parte del valor del carbón como recurso energético, y la utilización de *ECBM* deja al yacimiento de carbón inservible para el futuro, si se pretende mantener el CO<sub>2</sub> en el almacén.

Por otra parte, la capacidad de adsorción del carbón y su permeabilidad se modifican durante la inyección del CO<sub>2</sub>, la extracción del gas y a medida que el CO<sub>2</sub> interactúa con la matriz. Se produce un hinchamiento en la matriz del carbón como consecuencia de la adsorción del CO<sub>2</sub> que puede provocar la fracturación del encajante, pudiendo constituir posibles vías de escape para el CO<sub>2</sub>. Este efecto también se puede producir si se precisa fracturación hidráulica reiterada para mantener la conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón.

#### *Formaciones de rocas salinas*

Además de las opciones de almacenamiento hasta aquí descritas, existe otra que contempla las formaciones de rocas salinas, si bien tiene menor interés. Esta alternativa requiere la previa excavación de la roca, mediante disolución, para habilitar una cavidad que pueda ser ocupada por el CO<sub>2</sub>. Las propiedades de las rocas salinas que hacen factible el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son su escasa permeabilidad y sus propiedades de auto-sellado. Este tipo de rocas se puede encontrar en la naturaleza formando domos salinos, que suelen presentar una composición química-mineralógica bastante homogénea, o en formaciones salinas estratificadas, con intercalaciones de materiales sedimentarios no salinos.

Las principales ventajas de esta opción son su gran capacidad, su elevada velocidad de llenado, el valor económico potencial de la salmuera resultante y el que puede constituir un almacén permanente o temporal del CO<sub>2</sub>. Además, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> puede realizarse en cavidades relativamente someras, sin necesidad de mantener las condiciones termodinámicas de criticidad. Por ser el método de almacenamiento de CO<sub>2</sub> más costoso, probablemente sea sólo una opción para aquellas zonas donde no se



encuentre otro tipo de formaciones.

La excavación impone condiciones mínimas de potencia y extensión de la formación salina y supone la generación de una salmuera que se deberá gestionar como residuo o como producto industrial, según los casos.

Por otra parte, existen grandes incertidumbres sobre el comportamiento de estos sistemas a largo plazo. El material salino sometido a esfuerzos se comporta como una sustancia viscoso-plástica produciéndose el proceso de fluencia. El conocimiento de la respuesta de la cavidad salina y de los estratos superiores a este proceso de fluencia es fundamental para la viabilidad del almacén (Shi y Durucan, 2005).

## **CRITERIOS DE SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS**

Los criterios de selección de emplazamientos establecen las características que debe poseer un emplazamiento para garantizar que el sistema de almacenamiento en su conjunto se comporte de acuerdo con los requisitos de seguridad y permanencia del CO<sub>2</sub> inyectado durante todo el periodo requerido. El emplazamiento para almacenar CO<sub>2</sub>, además de ser geológicamente adecuado, debe ser económicamente viable, técnicamente posible, seguro y aceptado por el público.

La selección de emplazamientos para almacenar CO<sub>2</sub> requiere la previa selección de formaciones favorables. Esta selección se realiza a dos niveles: i) selección del área de emplazamiento y ii) selección de emplazamientos de inyección. La selección del área de emplazamiento contempla criterios a escala de cuenca o regionales y criterios específicos del tipo de formación. Los requisitos geológicos a aplicar a escala de cuenca son fundamentalmente de tipo tectónico, hidrodinámico y geotérmico. A continuación se describen estos criterios y los específicos de cada opción de almacenamiento, además de los de tipo económico y de seguridad más relevantes.

### ***Criterios geológicos***

#### *Criterios tectónicos*

El contexto geodinámico de cada zona es uno de los primeros criterios condicionantes para determinar la idoneidad de un área para almacenar CO<sub>2</sub>. Así, los cinturones orogénicos y las zonas cratónicas no se consideran zonas favorables debido a que no incluyen rocas con las características adecuadas para ello, bien porque el tipo de roca es cristalina, sin la porosidad y permeabilidad necesarias para la inyección y el almacenamiento, o bien porque la intensa fracturación existente implica la ausencia de formaciones que actúen como sellos continuos (Bachu, 2000). Las cuencas sedimentarias, por el contrario, poseen el tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar CO<sub>2</sub> y además suelen ser áreas poco fracturadas.

La idoneidad de una determinada cuenca sedimentaria para almacenar CO<sub>2</sub> depende de su localización en la placa continental. Las cuencas formadas en el interior o en los bordes pasivos de placas continentales son excelentes áreas a considerar por tener la estabilidad y estructura favorables para ello (Benson y Cook, 2005). Este tipo de cuencas presenta además actividad tectónica y sísmica muy reducida. Las cuencas que se encuentran en márgenes de placas continentales adyacentes a cinturones orogénicos (cuencas de antepaís), constituyen asimismo zonas favorables.



### Criterios geotérmicos y de presión

El régimen geotérmico y de presión de una cuenca sedimentaria es otro de los aspectos importantes en la selección de cuencas y formaciones favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que va a influir sobre la profundidad de inyección, la capacidad de almacenamiento y el comportamiento del CO<sub>2</sub> en el medio.

Conocer el régimen geotérmico y las condiciones de presión de las cuencas sedimentarias es importante debido a que permiten identificar un rango óptimo de profundidad para el cual la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> se optimiza, maximizando la densidad del mismo (estado supercrítico), a la vez que se minimizan los costes de perforación, compresión e inyección. Para profundidades pequeñas, el almacenamiento es menos eficiente, por la baja densidad del CO<sub>2</sub>, y más inseguro, por la gran flotabilidad del mismo. Para profundidades mayores, el coste de las operaciones de compresión e inyección se incrementa, sin un aumento correspondiente en la capacidad de almacenamiento, debido a la estabilización del incremento de densidad con la profundidad o incluso disminución, dependiendo del tipo de cuenca (Bachu, 2003).

El rango de densidades del CO<sub>2</sub> correspondiente a las condiciones características de las cuencas sedimentarias<sup>1</sup> muestra que la máxima densidad del CO<sub>2</sub> que se puede obtener es de unos 850 kg·m<sup>-3</sup>, y que se necesitan mayores presiones para alcanzar mayores densidades en cuencas ‘calientes’ (gradientes geotérmicos elevados) que en cuencas ‘frías’ (gradientes geotérmicos pequeños) (Fig. 12) (Bachu, 2003).

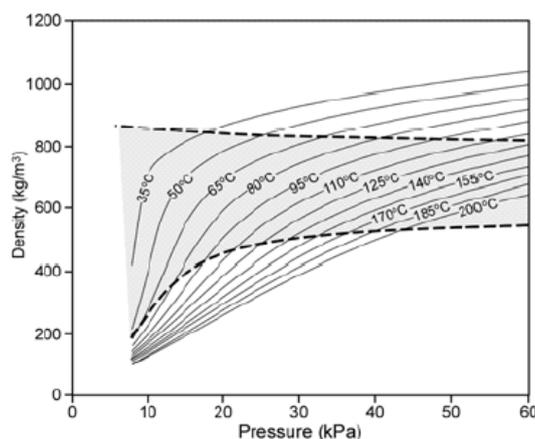


Fig 12. Variación de la densidad del CO<sub>2</sub> con la presión y la temperatura para condiciones características de las cuencas sedimentarias (Bachu *et al.*, 2004).

Por tanto, cuencas con un gradiente geotérmico bajo (por debajo de 25° C·km<sup>-1</sup>) son favorables ya que permiten la inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones supercríticas a menores profundidades que aquéllas que presentan gradientes geotérmicos elevados. Las cuencas que presentan gradientes geotérmicos elevados serán menos idóneas para el

<sup>1</sup> Temperaturas superficiales entre ~0°C para las cuencas árticas y sub-árticas y ~30°C para cuencas tropicales de baja altitud, gradientes de presión hidrostática y gradientes de temperatura típicos que varían entre 20 y 60°C ·km<sup>-1</sup>.

almacenamiento del CO<sub>2</sub> debido a su menor capacidad de almacenamiento en términos de masa de CO<sub>2</sub>, y por la mayor flotabilidad del CO<sub>2</sub> para una misma profundidad.

La profundidad óptima del techo de la formación almacén para cuencas frías varía entre 800-1000 m y, para cuencas ‘calientes’, entre 1500 y 2000 m (Fig. 13). Para las primeras, cualquier profundidad superior a ese rango va a ser menos eficiente, en términos de almacenamiento, y más costosa. Para cuencas ‘calientes’, un pequeño incremento en la capacidad de almacenamiento probablemente se contrarreste con unos mayores costes y emisiones de CO<sub>2</sub> durante la compresión para alcanzar esas profundidades, por lo que el incremento neto ganado en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> puede ser muy pequeño o nulo (Bachu, 2003).

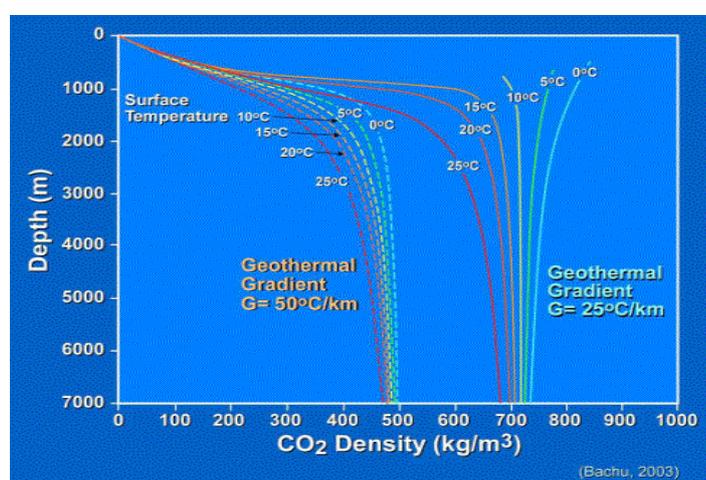


Fig. 13.- Incremento de la densidad del CO<sub>2</sub> en función de la profundidad, el gradiente geotérmico y la temperatura superficial (Bachu, 2003)

La naturaleza fría o cálida de las cuencas sedimentarias tiene además efectos significativos sobre el comportamiento del flujo del CO<sub>2</sub> libre. Las fuerzas de flotabilidad que actúan sobre el CO<sub>2</sub> serán más fuertes en las cuencas ‘calientes’ que en las ‘frías’. Esto se debe a que, para una misma profundidad, la densidad es menor en las primeras, resultando en una mayor diferencia entre la densidad del CO<sub>2</sub> inyectado y la del agua salina de la formación (~1000-1300 kg·m<sup>-3</sup>). Además, en las cuencas ‘calientes’, a medida que el CO<sub>2</sub> se descomprime como consecuencia de su movimiento ascendente, su densidad disminuye continuamente, incrementando su flotabilidad. En cuencas ‘frías’, donde la densidad del CO<sub>2</sub> se incrementa ligeramente en muchos casos a medida que asciende, la flotabilidad permanecerá generalmente constante o se desacelerará levemente. Esta diferencia en el comportamiento del flujo puede llegar a ser importante en términos de flujo ascendente de CO<sub>2</sub> y liberación potencial a la superficie. En cualquiera de los dos casos, y una vez que el CO<sub>2</sub> llega a ser gaseoso, estas grandes diferencias desaparecen, aunque su densidad seguirá siendo menor en el caso de las cuencas ‘calientes’ que en el de las ‘frías’ (Bachu, 2003).

Por otra parte, se puede afirmar que son preferibles cuencas cuya temperatura superficial sea baja, como es el caso de las existentes en regiones frías, ya que son necesarias



menores profundidades para alcanzar una mayor capacidad de almacenamiento y una menor flotabilidad del CO<sub>2</sub>. No obstante, si se tienen en cuenta aspectos operacionales (fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>, infraestructura, accesos, etc.), dichas cuencas serían mucho menos favorables que las situadas en regiones de clima templado (Bachu, 2003).

De los rangos de profundidad óptima del techo de la formación almacén que garantizarían el estado supercrítico del CO<sub>2</sub> se deriva la necesidad de buscar cuencas sedimentarias que superen los 1000 m de potencia de sedimentos. Para cuencas sedimentarias con formaciones permeables profundas será, por tanto, criterio excluyente que la potencia mínima de sedimentos sea inferior a los 1000 m.

### *Criterios hidrodinámicos*

Los mecanismos que controlan la hidrodinámica y el flujo subterráneo de una cuenca son fundamentales para establecer las estrategias de inyección y el almacenamiento en cualquier opción de almacenamiento geológico. Así, seleccionando una estrategia de inyección que sea coherente con el régimen hidrodinámico de la formación se reducirán las posibilidades de liberación de CO<sub>2</sub> a través de las vías de flujo.

Desde un punto de vista hidrodinámico, son favorables todas aquellas cuencas que incluyan acuíferos almacén de escala regional con adecuada porosidad y permeabilidad para favorecer la inyectividad y el almacenamiento del CO<sub>2</sub>. A efectos de la seguridad del sistema, es importante que el acuífero almacén esté, además, en condiciones de sub-presión. El acuífero almacén deberá estar cubierto por una importante unidad acuitardo (pizarras) o acuicludo (capas de sal o anhidrita) competente y de escala regional, que garantice el aislamiento del CO<sub>2</sub>, evitando su fuga hacia las capas y acuíferos más someros y, en último término, a la superficie.

Estas características hidrodinámicas suelen encontrarse en cuencas intracratónicas que han sufrido reciente elevación y erosión importante, ya que el flujo está controlado por el rebote erosivo, siendo vertical en los acuitardos y lateral en los acuíferos adyacentes, hacia el interior de la cuenca (Fig. 11) (Bachu, 2000). Estos acuitardos y acuíferos se suelen encontrar bajo condiciones de sub-presión. En algunas de estas cuencas, las aguas salinas profundas congénitas tienden a mantenerse prácticamente estancadas, con velocidades de flujo muy bajas (<1cm/a o <10km/Ma) y normalmente no están conectadas hidráulicamente con los acuíferos someros, con aguas de origen meteórico. Esta situación favorece el atrapamiento hidrodinámico del CO<sub>2</sub> a largo plazo, lo que, unido a tiempos de residencia muy largos, puede incluso propiciar el secuestro mineral del CO<sub>2</sub>.

También son idóneas las cuencas continentales donde el sistema de flujo hidrogeológico está controlado principalmente por la topografía, fluyendo desde las zonas altas o de recarga, hacia las bajas o de descarga. Las presiones en los acuíferos están generalmente próximas a la hidrostática, estando controladas principalmente por la distribución de la permeabilidad. En este contexto, la inyección de CO<sub>2</sub> se debe realizar en las zonas de recarga, a fin de aumentar la longitud de las líneas de flujo y, por tanto, los tiempos de tránsito.

Por el contrario, son desfavorables las cuencas situadas en la plataforma continental y en las zonas de subducción, donde el flujo está controlado por la compactación, siendo expulsado verticalmente en los acuitardos y lateralmente en los acuíferos, hacia los

márgenes de la cuenca. Ambos están generalmente presurizados, por lo que se requieren altas presiones de inyección, con los consiguientes efectos potenciales sobre la seguridad. En cuencas adyacentes a cinturones orogénicos activos, las aguas de los acuíferos profundos están controladas por compresión tectónica y fluyen lateralmente hacia sus márgenes. Estas aguas expelidas por los procesos orogénicos suelen estar presurizadas, ser calientes y muy salinas, por lo que no son cuencas recomendables para inyectar CO<sub>2</sub>.

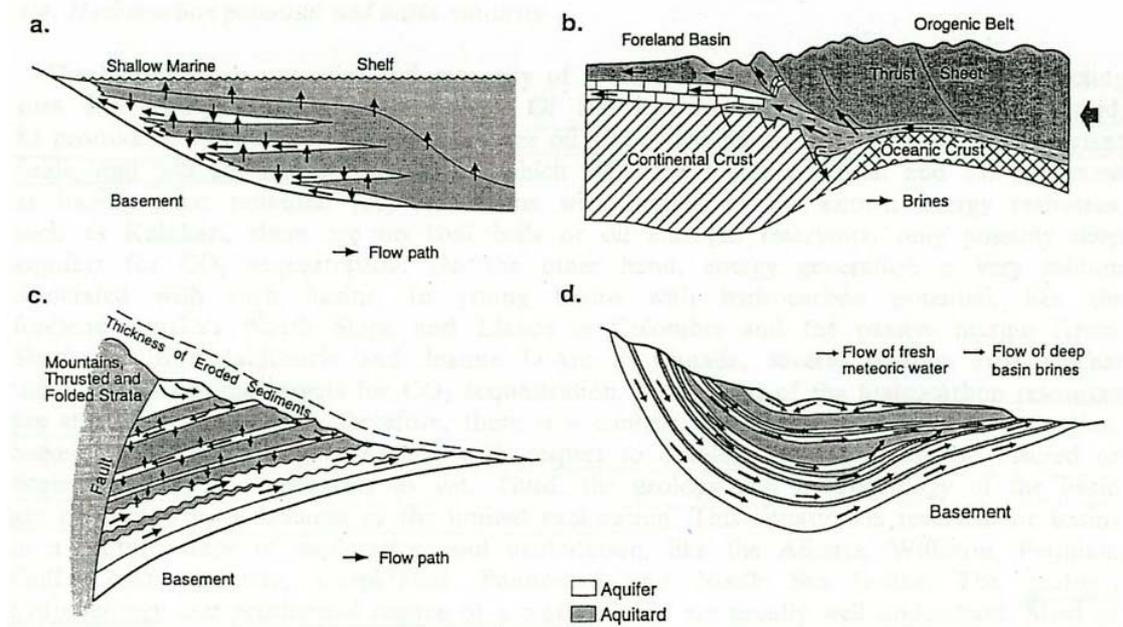


Fig. 11.- Representación gráfica del flujo controlado por: a) compactación, b) compresión tectónica, c) rebote erosivo y d) topografía (Bachu, 2000).

## CRITERIOS ESPECÍFICOS DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE ALMACENAMIENTO

### *Yacimientos de petróleo*

Para almacenar CO<sub>2</sub> en campos de petróleo en vías de agotamiento mediante operaciones EOR es necesario considerar distintas características tanto del almacén como del petróleo. Son favorables grandes almacenes a una profundidad adecuada, con una elevada porosidad, buena permeabilidad y que presenten un buen estado de confinamiento (Kovscek, 2002).

Los valores de porosidad de los reservorios de hidrocarburos están en un rango comprendido entre un 11 y un 30 % (Holtz *et al*, 1999), siendo preferibles aquellos reservorios que poseen poros de tamaño similar y bien conectados entre sí, ya que



incrementan la viabilidad del almacenamiento. Una alta permeabilidad permite que se puedan inyectar grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> a través de un mismo sondeo, reduciéndose los costes, si bien se podría reducir la eficiencia en el barrido (Holtz *et al.*, 1999). Importantes variaciones en la permeabilidad, tanto horizontal como vertical, pueden ser causa de baja efectividad tanto en operaciones *EOR* como en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Una buena roca almacén debería presentar una permeabilidad efectiva superior a 10 mD (Nelms *et al.*, 2004).

Influye también la permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub> en relación con las otras fases fluidas presentes en el reservorio, ya que condiciona la inyectividad o facilidad con la que el CO<sub>2</sub> puede ser inyectado por unidad de espesor de formación. A mayor inyectividad, menor número de sondeos se requieren, reduciéndose los costes del almacenamiento, así como el número de potenciales vías de escape del CO<sub>2</sub> almacenado.

Asimismo, la saturación residual en petróleo tiene importancia tanto en operaciones *EOR* como en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En el primer caso por la rentabilidad del almacén y, en el segundo, porque el petróleo ocupará una parte de la porosidad, reduciéndose el volumen total de CO<sub>2</sub> que podría ser almacenado.

En relación con las propiedades del petróleo, se debe tener en cuenta la densidad del mismo porque afecta a la solubilidad del CO<sub>2</sub>. Para operaciones *EOR*, los crudos muy pesados o muy volátiles presentan muy pobre eficiencia de barrido. Las condiciones ideales para almacenar CO<sub>2</sub> corresponderían a reservorios con petróleos de una densidad superior a 27° API (petróleos ligeros con densidades < 900 kg/m<sup>3</sup>) y con una viscosidad menor a 10 cp (Nelms, *et al.*, 2004).

### *Formaciones permeables profundas*

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones permeables profundas requiere la existencia de una formación almacén porosa y permeable que esté confinada, a techo, por una roca sello impermeable que evite, en gran medida, el escape del CO<sub>2</sub> inyectado, durante miles de años.

La roca almacén debe tener una porosidad superior al 10-12 %, y una permeabilidad intermedia que favorezca la inyección, la migración y el atrapamiento. Esta porosidad, junto con la extensión, continuidad litológica y potencia de la formación almacén son importantes porque van a determinar el volumen disponible para albergar CO<sub>2</sub>. En este sentido, son preferentes formaciones con gran extensión lateral y sin perturbaciones (fallas, etc) que pudieran actuar como vías de flujo preferente.

La extensión, continuidad y potencia de la roca sello también son relevantes porque van a determinar el área de confinamiento y las potenciales vías de escape. La roca sello debería tener carácter regional o sub-regional y ser de tipo arcilloso o evaporítico, así como uniforme, especialmente en su base, ya que la existencia de cambios laterales de facies pueden favorecer la liberación del CO<sub>2</sub> desde el almacén hacia los niveles superiores (IPCC, 2005).

La profundidad del techo de la formación almacén debe garantizar las condiciones de supercriticalidad del CO<sub>2</sub> para optimizar la capacidad de almacenamiento de la formación porosa. Para condiciones medias de presión y temperatura, esto significa una profundidad que debería superar los 800 m, estando la profundidad máxima condicionada por factores de tipo tecnológico y económico.



En relación con la estructura, son favorables los pares almacén-sello que conformen estructuras estratigráficas o estructurales (trampas) que, cumpliendo otros requisitos geológicos, garanticen la estanqueidad de la formación almacén a corto, medio y largo plazo. Estas trampas pueden ser estructurales (pliegues, fallas, etc) o estratigráficas (cambios laterales de facies, acuñamientos, paleocauces, etc) y en ellas debe aparecer conjuntamente un medio permeable confinado por otro impermeable capaz de evitar la liberación de los fluidos contenidos en el primero. Los campos de petróleo y gas son uno de los análogos más claros de este tipo de trampas geológicas que garantizan el aislamiento del fluido almacenado (Fig. 4), donde la idoneidad queda demostrada por los millones de años que han permanecido en condiciones de confinamiento.

Las litologías más favorables para la roca almacén son las rocas sedimentarias, siliciclásticas o calcáreas. Las rocas ígneas y metamórficas no son idóneas por estar constituidas por minerales bastante cristalinos y de pequeña superficie específica, por lo que son de lenta reacción. Las rocas ígneas extrusivas, como los basaltos, están sujetas a limitaciones similares a las enumeradas para las rocas anteriores. Normalmente están muy fracturadas y poseen también una porosidad vesicular y, si bien podrían constituir buenos almacenes ya que los componentes minerales microcristalinos, como el vidrio residual, contienen importantes cantidades de Ca, Mg y Fe, sus bajas permeabilidad y porosidad, impiden una cinética aceptable en las reacciones de interacción gas/mineral.

Dentro de las rocas sedimentarias, las formaciones siliciclásticas con alto porcentaje en aluminosilicatos (feldespatos, arcillas), especialmente las variedades ricas en Fe, Mg y Ca, son las más idóneas ya que favorecen la liberación de cationes hacia las aguas acidificadas por el  $\text{CO}_2$  y la precipitación de carbonatos, bajo una hidrodinámica eficiente (atrapamiento mineral). Dentro de ellas, las areniscas son las rocas con mayor porosidad y permeabilidad, encontrándose muchos de los acuíferos existentes en este tipo de rocas. Pueden presentar minerales capaces de reaccionar con el agua acidificada por el  $\text{CO}_2$ , que se disolverían aportando cationes que pueden precipitar en forma de carbonatos. La capacidad de secuestro mineral de  $\text{CO}_2$  de las rocas siliciclásticas dependerá de la cantidad de minerales reactivos que aporten Ca, Mg y Fe. Los minerales reactivos más abundantes en estas rocas son generalmente los feldespatos y las arcillas, seguidos de los anfíboles, piroxenos y ceolitas, como accesorios. En general, cuanto mayor contenido de feldespatos y arcillas presente la roca almacén, mayor cantidad de carbonatos se producirá y, por lo tanto, mayor será el atrapamiento de  $\text{CO}_2$ . En principio, las formaciones ricas en silicatos magnésicos y cálcicos serán las que mejores condiciones presenten para el atrapamiento mineral (Gunter *et al.*, 1993; Bachu *et al.*, 1994). Este proceso tendrá lugar, principalmente, en forma de carbonatos de Ca, Mg y Fe. Además, la dawsonita, carbonato de Na y Al, puede también formarse en menos tiempo que otros carbonatos, por lo que esta fase puede constituir un sumidero potencialmente importante para el atrapamiento mineral del  $\text{CO}_2$ . Además de la precipitación de carbonatos, si la lixiviación es muy importante se formará caolinita, y si no es tan intensa, illita, clorita o albita (van der Meer, 2005). El almacén ideal sería aquél que tuviera un alto contenido en feldespatos y fragmentos de rocas lábiles que pueden reaccionar con el  $\text{CO}_2$  para producir nuevos minerales.

Además de las rocas siliciclásticas, también son favorables las carbonatadas que presenten porosidad secundaria, ya que favorecen el atrapamiento por disolución. En presencia de formaciones carbonatadas, habrá un aumento de la solubilidad del  $\text{CO}_2$ ,



siendo la cinética de estas reacciones rápida (Rosenbaera, *et al.*, 2005). También puede haber atrapamiento mineral de  $\text{CO}_2$  por precipitación de carbonatos, si varían las condiciones de presión y temperatura.

Otro aspecto a tener en cuenta es que la interacción agua- $\text{CO}_2$  con los minerales de la formación va a influir sobre la porosidad y permeabilidad de la roca mediante procesos de disolución y precipitación mineral. Hay que tener presente que en la evolución de cualquier sistema de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , la acidificación del agua de poro por efecto del  $\text{CO}_2$  reduce la cantidad de éste que puede disolverse. Como consecuencia de ello, las rocas que tamponan el pH del agua de poro hacia valores mayores, reduciendo la acidez, facilitarán el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  como fase disuelta. Las aguas ricas en  $\text{CO}_2$  pueden reaccionar con los minerales de la roca almacén o de la roca sello, o con el fluido primario existente en ellas. Tales reacciones pueden provocar la disolución mineral y la ruptura potencial de la roca, o la precipitación mineral y el taponamiento del sistema de poros, reduciendo por tanto, la permeabilidad (IPCC, 2005).

Por otra parte, la formación receptora no ha de contener recursos explotables. Entre ellos se incluye el agua subterránea susceptible de consumo humano, por lo que la salinidad de las aguas de formación debe ser alta, aunque no muy elevada dado que la solubilidad del  $\text{CO}_2$  disminuye con este parámetro, dificultando este mecanismo de atrapamiento. Además, esta agua no debe tener conexión hidráulica con acuíferos más someros de agua dulce, para evitar su posible contaminación.

### *Capas de carbón*

Para el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en capas de carbón, éstas deben estar a una profundidad mínima de 300 m porque son capas que no son rentables económicamente. Además, estas profundidades facilitan la fracturación hidráulica que se puede realizar para favorecer la adsorción, ya que la presión del fluido inyectado se puede compensar con las presiones hidrostática y litostática. Por el contrario, capas con profundidades superiores a 1500 m generalmente se consideran no idóneas para la técnica *CBM* debido a la excesiva presión litostática.

Son favorables aquellas áreas en las que la potencia acumulada de carbón es grande, de tal manera que un mismo sondeo puede permitir aproximarse a varios almacenes de entidad. En principio se establece esa potencia en 10 m, aunque éste es sólo un valor orientativo. Las capas con espesores inferiores a 30 cm rara vez se han elegido para la producción de gas, aunque el espesor mínimo que se establezca en cada caso dependerá de las capas disponibles en la región que se considere. Es importante también la continuidad lateral de las capas debido a que la presencia de tramos estériles dificulta las estimaciones y la inyección del  $\text{CO}_2$ .

Las propiedades del carbón que van a determinar la idoneidad de un emplazamiento específico para almacenar  $\text{CO}_2$  son: el rango, el grado y la composición de los macerales del carbón.

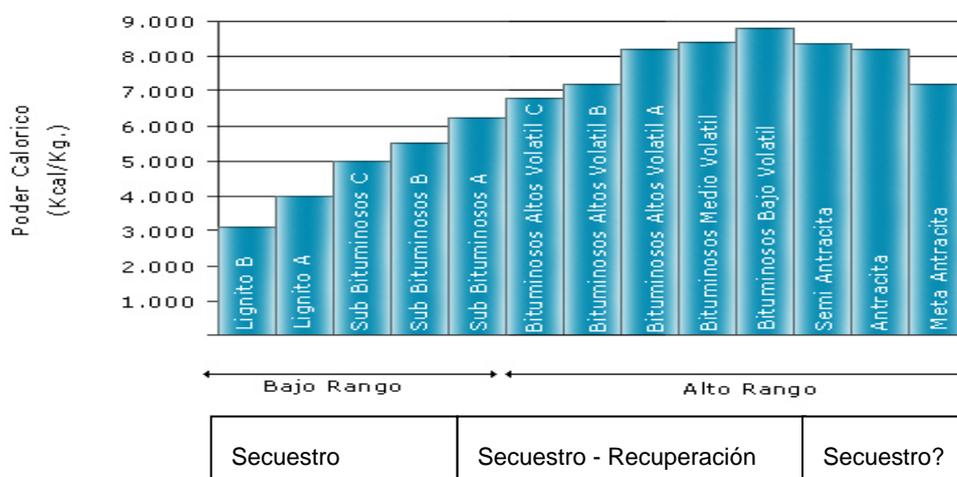


Fig.14.- Rango del carbón y posibilidades de secuestro de CO<sub>2</sub>, con y sin recuperación de metano (Pashin *et al.*, 2003)

El rango del carbón va a influir en su capacidad de adsorción, al igual que la superficie específica de reacción y las fracturas existentes. Lignitos a carbones bituminosos tipo B, con alto contenido en volátiles, favorecen el secuestro de CO<sub>2</sub> en operaciones de recuperación de CH<sub>4</sub> (Fig. 14). Los carbones tipo A con alto contenido en volátiles, y bituminosos, con bajo contenido en volátiles, tienen posibilidades para el secuestro y la recuperación de CH<sub>4</sub>. Las antracitas se pueden descartar para el secuestro de CO<sub>2</sub> debido a su mínima permeabilidad.

Los tres gases que pueden intervenir en el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y en la recuperación de CH<sub>4</sub> son: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>. Bajos ratios de porción de CO<sub>2</sub> frente al CH<sub>4</sub> en carbones con alto rango, parecen favorecer la recuperación frente al almacenamiento. Bajos ratios de la misma relación en carbones de bajo rango, parecen favorecer el almacenamiento frente a la recuperación de CH<sub>4</sub> (Pashin *et al.*, 2003)

Carbones de grado medio, ricos en vitrinita y con pequeño contenido en materia mineral facilitarán el atrapamiento por adsorción del CO<sub>2</sub>. Los gases se pueden adsorber mejor en carbones ricos en vitrinita, ya que es en este componente maceral en el que se adsorben principalmente. Sin embargo, la presencia de materia mineral en el carbón reduce el área superficial y la capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub>, por lo que serán más favorables carbones con menos del 25 % de cenizas, ya que presentan la máxima capacidad potencial de adsorción. La presencia de sulfuros reduce también la calidad del carbón frente a la adsorción.

El principal factor de producción, tanto en la explotación del CH<sub>4</sub> como en la recuperación del mismo mediante inyección de CO<sub>2</sub>, es la permeabilidad. La permeabilidad de las capas de carbón varía en función de la adsorción/desorción de los gases. La adsorción de CO<sub>2</sub> en carbones provoca el hinchamiento de la matriz, produciéndose una reducción de la permeabilidad y, por tanto, en la producción en torno al sondeo. Se requieren carbones con una permeabilidad de 1 mD para lograr 'ratios' de producción comerciales. Permeabilidades inferiores a 1-5 mD imposibilitan el buen funcionamiento dinámico del gas inyectado y del gas producido, causando hinchamiento de la matriz y posterior



colapso de la capa, inhabilitándola como almacén. Mayores permeabilidades aceleran el proceso, incrementando en exceso la fase mixta de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>, lo que dificulta la producción.

### *Formaciones de sal*

En esta opción se requieren formaciones con potencia y extensión suficientes, con un mínimo de 100 m de espesor para garantizar un volumen de cavidad adecuado, que suele oscilar entre 100000 y 300000 m<sup>3</sup>. Para asegurar la estabilidad de la cavidad creada en la formación salina es indispensable que exista una potencia intacta de sal a techo y muro de la cavidad de unos 20 m, ya que cuanto mayor sea el espesor del techo de la cavidad con respecto a su diámetro, más estable será ésta.

Se requieren porosidades de la sal en torno al 1% y permeabilidades muy bajas, del orden de 10<sup>-19</sup> a 10<sup>-21</sup> m<sup>2</sup>, valores muy inferiores a los exigidos en otras opciones de almacenamiento.

La existencia de formaciones acuíferas a techo de la cavidad de almacenamiento podría dar lugar a conexiones con la misma y consecuentemente a fenómenos de disolución de la sal.

El contenido de insolubles de la roca debe tender a ser pequeño: entre un 15 y 20 % se considera aceptable, hasta un 30% no favorable, y por encima del 30%, técnicamente inviable. El grado de pureza es importante porque determina el comportamiento de la sal y, por tanto, influirá en la geometría de excavación de la cavidad.

Es importante también que la formación salina se encuentre en zona estable tectónicamente, con escasa fracturación a nivel local y regional.

## **CRITERIOS ECONÓMICOS Y DE SEGURIDAD**

Antes de proceder a la selección final de sitios geológicamente idóneos para almacenar CO<sub>2</sub>, es necesario atender a una serie de criterios adicionales que garanticen que el proyecto de almacenamiento es económicamente viable, técnicamente posible, seguro y medioambientalmente aceptable.

Desde un punto de vista económico, tendrán preferencia para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> aquellas zonas donde existan posibilidades de aprovechamiento energético, ya que favorecen la viabilidad económica del proyecto (*EOR*, *EGR*, *ECBM*). Zonas donde se haya producido explotación de hidrocarburos cuentan con la infraestructura adecuada o adaptable (carreteras, pozos, red de oleoductos y gaseoductos, etc.) que abaratará y facilitará el transporte del CO<sub>2</sub> desde las fuentes de emisión hasta los almacenes, así como su posterior inyección. En cuencas donde se conocen la geología e hidrogeología, donde se han descubierto las reservas de hidrocarburos total o casi totalmente, y donde la infraestructura y la producción están bien desarrolladas tras años de trabajo, cualquier actividad de este tipo resulta menos costosa.

La proximidad a las fuentes de emisión es otro de los factores a considerar, ya que va a



minimizar los costes del transporte del gas. Por tanto, se dará prioridad a aquellas áreas próximas a los focos emisores, así como a las líneas de distribución y transporte.

Se deben evitar emplazamientos con formaciones muy profundas por encarecer los costes de perforación e inyección.

Es importante también conocer los volúmenes y las tasas de emisión de CO<sub>2</sub> en la zona y estimar la capacidad de los almacenes con el fin de poder evaluar si se ajusta a los volúmenes de suministro de gas y para valorar si las tasas de inyectividad previsibles en el emplazamiento son adecuadas. La determinación de esta capacidad va a ser específica de cada área y tipo de almacenamiento, debiendo tener presente los distintos mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub> en cada una de ellas.

Por otra parte, es importante evitar zonas con recursos en explotación, estratégicos o de potencial interés en el futuro, como son las materias primas energéticas, los recursos minerales e hídricos y los recursos medio ambientales y culturales. Además, se excluirán zonas pobladas por razones de seguridad tanto operacionales como post-operacionales y por posible oposición social.

Desde el punto de vista de la seguridad, es necesario garantizar que el sistema sea seguro a corto, medio y largo plazo. La liberación de CO<sub>2</sub> desde pozos de inyección, pozos abandonados, a través de fallas naturales o inducidas por la inyección o a través de unidades confinantes poco efectivas, puede dar lugar a riesgos potenciales sobre el hombre y el medio ambiente. Estos efectos se pueden producir tanto a escala regional como local, pudiendo hacer ineficaz la estrategia de mitigación del cambio climático global. A escala local, se puede llegar a degradar la calidad de las aguas subterráneas, dañar recursos energéticos y mineros existentes, así como producir efectos letales sobre las plantas y animales del subsuelo (IPCC, 2005). Para garantizar la seguridad del sistema a lo largo del tiempo es necesario identificar posibles vías y mecanismos de liberación, realizar estudios sobre el comportamiento del sistema, estimar potenciales impactos y determinar los riesgos asociados.

## **APLICACIÓN DE MÉTODOS DE EVALUACIÓN MULTICRITERIO A LA SELECCIÓN DE ZONAS FAVORABLES PARA ALMACENAR CO<sub>2</sub> EN LA CUENCA DEL DUERO**

Como continuación al trabajo de establecimiento de los criterios de selección, el CIEMAT ha llevado a cabo una selección de formaciones permeables profundas favorables para almacenar CO<sub>2</sub> en cuencas sedimentarias, aplicando criterios exclusivamente geológicos (Campos *et al.*, 2008, Prado *et al.*, 2008 a y b, y Ruiz y Lomba 2008). Se han estudiado específicamente las cuencas del Duero, Almazán y Ebro, utilizando la información generada en las campañas de exploración de petróleo contenidas en el Archivo Nacional de Hidrocarburos, y se han identificado también las formaciones sello que garantizarían la estanqueidad de los diferentes almacenes identificados. Estas formaciones se han modelizado mediante un SIG para la delimitación de zonas idóneas y se ha realizado una estimación preliminar de sus respectivas capacidades de almacenamiento, que si bien constituyen aproximaciones preliminares, permiten apostar por el potencial del territorio nacional para almacenar CO<sub>2</sub> a escala industrial (Prado *et al.*, 2008b; Hurtado *et al.*, 2008).

Para integrar criterios técnicos del subsuelo y de superficie y poder delimitar así las zonas idóneas para inyectar CO<sub>2</sub>, Prado y Pérez del Villar (2008) han aplicado a una de las

formaciones preseleccionadas como favorables (F. Utrillas) una técnica muy común en el campo de la toma de decisiones como es el Método de Evaluación Multicriterio. La integración de esta metodología con un Sistema de Información Geográfica permite elaborar un mapa de la zona en el que, mediante la evaluación de los criterios de superficie y del subsuelo, se cuantifique la idoneidad de dicha zona para el emplazamiento de un almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En este trabajo se ha seguido el método de Decisión Multicriterio Discreta (DMD), que considera un número finito de alternativas, evaluándolas sobre la base de diferentes criterios de decisión considerados (Malczewski, 1996).

La metodología seguida puede resumirse en dos etapas (Fig. 15): una fase inicial de selección y análisis de los criterios estudiados, y una fase posterior en la que se evalúan todos estos criterios y se representan en un Sistema de Información Geográfica.

La primera etapa consiste fundamentalmente en seleccionar y analizar los diferentes criterios en base a los que se evaluarán las alternativas posibles. Los criterios de decisión considerados y las condiciones impuestas a éstos se recogen en la Tabla 1.

TABLA 1.- Criterios y condiciones considerados. D=Distancia; P=Profundidad; Valores en metros (Prado y Pérez del Villar, 2008).

DATOS GEOLOGICOS		DATOS NO GEOLOGICOS	
<i>Criterio</i>	<i>Condición</i>	<i>Criterio</i>	<i>Condición</i>
Tectónica	D > 250	Parques Naturales.	D > 200
P. Techo.	800 < P < 2500	Red Vial.	D > 50
Espesor	<i>Factorial</i>	Rios	
Pendiente	< 20°	Embalses	D > 1000
		Capitales.	D > 500
		Poblaciones.	D > 250
		Ptos. Emisión	<i>Factorial</i>

A partir de la información cartográfica y geológica extraída del Mapa Geológico y Minero de Castilla León (SIEMCALSA, 1997) y del informe técnico de selección de formaciones favorables en la Cuenca del Duero, se elaboraron mapas de distancias mediante la herramienta de análisis de proximidad que permite utilizar *ArcGIS* para los criterios que están sujetos a condiciones de distancia (Fig. 16). Posteriormente, estos mapas se reclasificaron para visualizar las zonas (píxeles) que no cumplían las condiciones establecidas (Fig. 17).

La fase de evaluación continúa ponderando cada uno de los criterios, para lo que se debe utilizar una escala cuantitativa, asignando 0 como peso mínimo y 1 a los criterios de mayor importancia. En el trabajo se ha otorgado el valor único de 1 a todos los restrictivos; de 0,50 al criterio *Espesor* y 0,33 al criterio *Puntos de Emisión*.

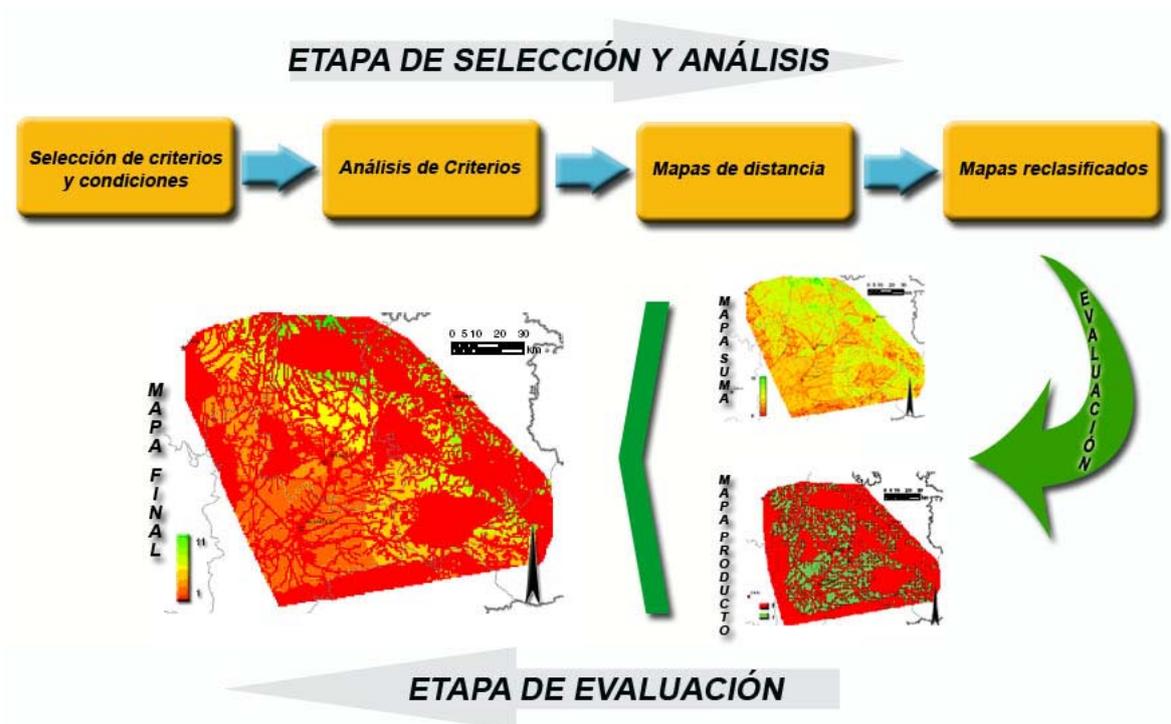


Fig. 15.- Metodología seguida para la elaboración del Mapa de Evaluación Multicriterio final.

Para finalizar se ha procedido a trasladar los valores de cada alternativa o píxel al SIG. Simplificando mucho el proceso, cada valor procedente de la evaluación se sitúa espacialmente gracias a la localización de las coordenadas y al tamaño de celda, obteniéndose así dos mallas de celdas o píxeles con los valores obtenidos: uno con los valores de la suma (Fig. 18), y otro con los valores del producto (Fig. 19) que, al estar constituido exclusivamente por 0 y 1, va a ejercer un papel de filtro restrictivo a la hora de elaborar el mapa final.

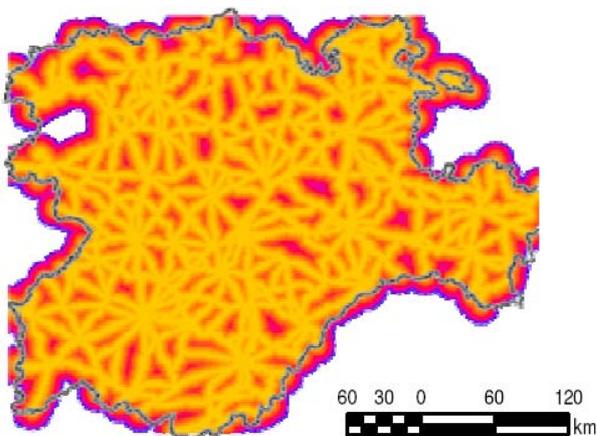


Fig. 16.- Mapa de distancias para el criterio *RedVial* (Prado y Pérez del Villar, 2008)

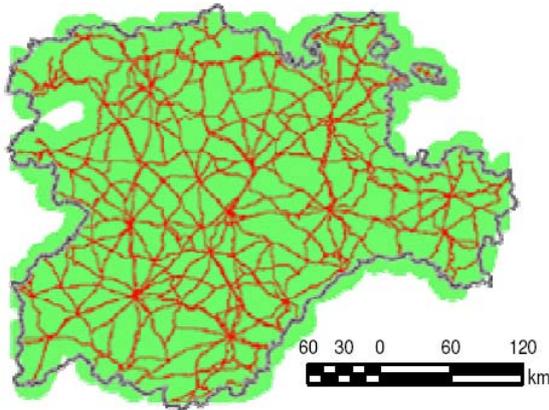


Fig. 17.- Mapa de distancias reclasificado para el criterio *RedVial* Rojo=0; Verde=1. (Prado y Pérez del Villar,. 2008)

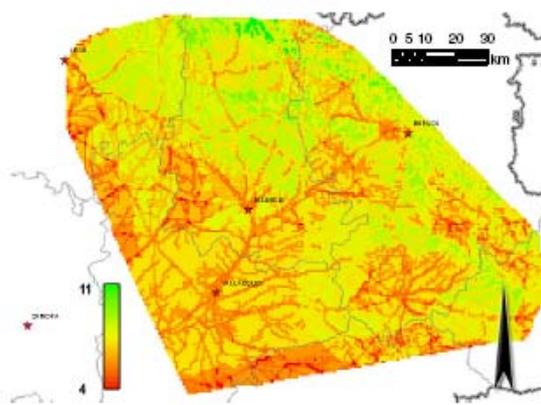


Fig. 18.- Mapa suma, correspondiente a la suma de los valores asignados a cada criterio

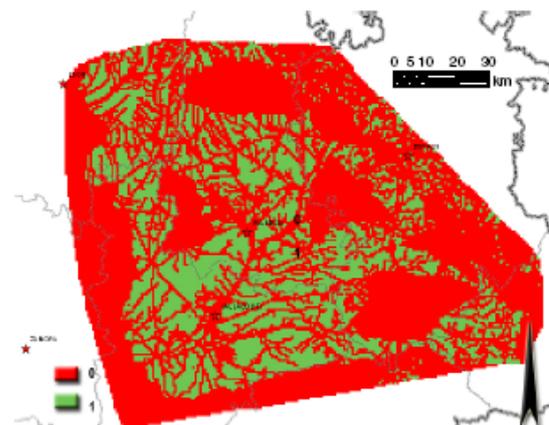


Fig. 19.- Mapa producto, correspondiente al producto de los valores asignados a los criterios restrictivos

Finalmente se obtuvieron y representaron las zonas más favorables para almacenar CO<sub>2</sub> en la Formación Utrillas de la Cuenca del Duero, mediante el producto de los dos mapas anteriores (Fig. 20). En este mapa se observa cómo los valores más altos, en verde, se encuentran en el margen noreste de la zona evaluada, lo cual es congruente con el marco geológico de la zona, ya que es aquí donde se encuentran los mayores espesores de todas las formaciones mesozoicas. Las zonas rojas, con valores nulos, se descartarían por no cumplir con alguno de los criterios condicionantes.

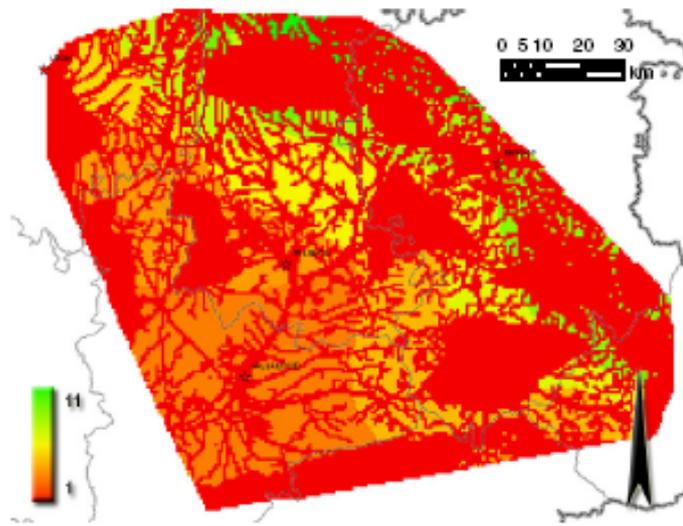


Fig. 20.- Mapa de zonas favorables (las más idóneas se representan en verde).

## CONCLUSIONES

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> puede ser un medio adecuado para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera si se aplican métodos de selección de emplazamientos que combinen criterios geológicos, de ingeniería, económicos y sociales en el proceso de selección.

La integración de los Métodos de Evaluación Multicriterio con un Sistema de Información Geográfica ha demostrado ser una potente herramienta en la toma de decisiones, especialmente en estudios que deben valorar la idoneidad de zonas frente a una determinada actividad.



## REFERENCIAS

- Andeweg, B. (2002): Cenozoic tectonic evolution of the Iberian Peninsula: causes and effects of changing stress fields. Tesis Doctoral, Univ. Libre de Amsterdam, 178 pp.
- Bachu, S and Carroll, J.J., (2004): In situ phase and thermodynamic properties of resident brine and acid gases (CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S) injected into geological formations in western Canada, *In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologie*. Vol. 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations, Vancouver, BC, September 5-9, 2004.
- Bachu, S, Gunter, W.D. and Perkins, E.H., (1994): Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>: hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Conversion and Management* 35, 269-279.
- Bachu, S. (2000): Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management* 41, 953-970.
- Bachu, S. (2003): Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change, *Environmental Geology*, 44:277-289.
- Bachu, S., Nordbotten, J.M. and Celia, M.A. (2004): Evaluation of the spread of acid-gas plumes injected in deep saline aquifers in Western Canada as an analogue for CO<sub>2</sub> injection into continental sedimentary basins, *GHGT-7*, September, Vancouver, Canada.
- Barredo, J. I. (1996): *Sistemas de información geográfica y evaluación multicriterio: en la ordenación del territorio*. Madrid (España): RA-MA Editorial, 1996. 264 p.
- Barredo, J. I. y Bosque-Sendra, J. (1999): Multicriteria evaluation methods for ordinal data in a GIS environment. *Geographical Systems*, nº5, 313-327
- Benson, S. and Cook, P. (2005): Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Chapter 5, Underground Geological Storage, Final Draft.
- Campos, R., Recreo, F. y Perucha, M.A. (2008): AGP de CO<sub>2</sub>: Selección de Formaciones Favorables en la Cuenca del Ebro, *Informes Técnicos CIEMAT*, 1131, 134 pp.
- Colson, G. y De Bruyn, C. (1989): Models and methods in multiple objective decision making, En: *Models and Methods in Multiple Criteria Decision Making*. Pergamon, London. 1201-1211
- Flett, M.A. Gurton R.M. and Taggart, I.J. (2004): Heterogeneous Saline Formations: Long-term Benefits For Geo-sequestration Of Greenhouse Gases [http://www.ghgt7.ca/papers\\_posters.php?topic=GEO-AQ](http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?topic=GEO-AQ)
- Gallastegui, J. (2000): Estructura cortical de la cordillera y margen continental cantábricos: Perfiles ESCI-N. *Trabajos de Geología. Universidad de Oviedo*, 22, 1-210.
- Gunter, W. D., Perkins E.H. and McCann, T.T. (1993): Aquifer disposal of CO<sub>2</sub> rich gases reaction design for added capacity. *Energy Conversion and Management* 34, 941-948.



- Halloway, S and Savage, D. (1993): The Potential for Aquifer Disposal of Carbon Dioxide in the UK, *Energy Conversion and Management*, Vol. 34, N° 9-11, pp.925-932.
- Hendriks, C.A.. and Blok, K. (1993): Underground storage of carbon dioxide, *Energy Conversion and Management*, v.34.
- Holtz, M.H. *et al.* (1999): "Reduction of Greenhouse gas emissions through Underground CO<sub>2</sub> Sequestration in Texas Oil and Gas Reservoirs". *Final Report of Bureau of Economic Geology*. Austin, Texas.
- Hopkins, L. D. (1977): Methods for Generating Land Suitability Maps: A Comparative Evaluation *Journal of American Institute of Planners*. 43, 4, 386-400
- Hurtado, A. y Eguilior, S. (2008): Estimación de la Capacidad de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>: Metodología y Aplicación a la Cuenca del Duero (zona centro-oriental), *Informes Técnicos CIEMAT*, 1141, 106 pp.
- Hurtado, A., Eguilior, S., Prado, A.J., Ruiz, C., Campos, R., Lomba, L., Pelayo, M., Pérez del Villar, L. y Recreo, F. (2008): Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Metodología de estimación de la Capacidad de Almacenamiento, IX Congreso Nacional de Medio Ambiente, Madrid.
- IPCC, (2005): Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, *Final Draft*.
- Kaldi, J.G. & Gibson-Poole, C.M. (2008): Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Projects, *CO2CRC Report N°*. RPT08-1001.
- Kovscek, A.R. (2002): Screening criteria for CO<sub>2</sub> storage in Oil Reservoirs, *Petroleum Science and Technology*. Vol.20, Nos. 7 & 8, pp. 841-866.
- Malczewski J. (1996): A GIS-based approach to multiple criteria group decision-making. *Int. J. Geographical Information Systems* vol. 10, n° 8, pp. 955-971
- Nelms, R.L. *et al.*, (2004): Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Assess North Dakota Carbon Dioxide miscible flooding potential, *12<sup>th</sup> Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference*. Minoth, North Dakota.
- Pashin, J C., Carroll, R E., Groshong, R H., Raymond, Jr.D R., McIntyre, M and Payton, J. W. (2003): Final Report, Geologic Screening criteria for sequestration of CO<sub>2</sub> in coal quantifying potential of the Black Warrior coalbed methane Fairway, *Geological Survey of Alabama*, USDOE/NETL.
- Prado, A. J. y Pérez del Villar, L. Pelayo, M. y Recreo, F. (2008a): Modelización del subsuelo de la Cuenca del Duero y selección de formaciones favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en estado supercrítico. *Informes, Técnicos Ciemat 1130*. 71pp.
- Prado, A.J. y Pérez del Villar, L. (2008): Métodos de Evaluación Multicriterio (EMC) aplicados al almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, VII Congreso Geológico de España, Las Palmas de Gran Canaria, *Geo-Temas*, Vol. 10, 1231-1235.
- Prado, A.J., Campos, R., Ruiz, C., Pelayo, Recreo, F. Lomba, L., Hurtado, A., Eguilior, S., M., Pérez del Villar, L. y (2008b): Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Selección de Formaciones Favorables, IX Congreso Nacional de Medio Ambiente, Madrid.
- 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



- CO<sub>2</sub> in Australia: A progress report on GEODISC. *APPEA Journal*, 41, 711–725. <http://www.co2crc.com.au/PUBS/pubsgeodisc.html>.
- Rosenbauer, R.J., Koksalan, T. and Palandri, J.L. (2005): Experimental investigation of CO<sub>2</sub> –brine-rock interactions at elevated temperature and pressure: implications for CO<sub>2</sub> sequestration in deep-saline aquifers. *Fuel processing technology* vol. 86, pp. 1581-1597.
- Ruiz Rivas, C. y Lomba Falcón, L. (2008): Formaciones Favorables para el Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la Cuenca de Almazán, *Informes Técnicos CIEMAT*, 1132, 116 pp.
- 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., Sastre, J., Zapatero, M.A., Suárez, I. y Arenillas, A. (2007): Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Criterios de selección de emplazamientos. *Informes Técnicos CIEMAT*, 1106, 100 pp.
- Shi, J.Q.; Duruncan, S. (2005): CO<sub>2</sub> Storage in Caverns and Mines, *Oil & Gas Science And Technology. Rev. IFP*, Vol. 60, No. 3, pp.569-571.
- SIEMCALSA-Editor, (1997): *Mapa Geológico y Minero de Castilla y León. (1997): E: 1:400.000*. Junta de Castilla y León, Valladolid. ISBN 84-7846-643-6. Memoria 459 pp.
- Van der Meer, B. (2005): Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol 60, N° 3, pp 527-536.
- Van der Meer, L.G.H. *et al.* (1992): Investigations regarding the storage of carbon dioxide in aquifers in the Netherlands. *TNO report no.OS92-24-A*.
- Vera, J.A. (2004): *Geología de España*. SEG-IGME, 884 pp.
- Voogd, H. (1983): *Multicriteria Evaluation for Urban and Regional Planning*. Pion, Londres. 370 pp.
- Wilson, M., Monea, M. (Ed.), Whittaker, S., White, D., Law, D and Chalaturnyk, R. (2004): IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring & Storage Project. Summary Report 2000-2004, *7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 5-9 September, Vancouver, Canada.