

Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>.  
Criterios de Selección de  
Emplazamientos

CIEMAT

C. Ruiz

F. Recreo

P. Prado

R. Campos

M. Pelayo

A. de la Losa

A. Hurtado

L. Lomba

L. Pérez del Villar

IGME

R. Martínez

G. Ortiz

J. Sastre

# INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>2. PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DEL CO<sub>2</sub> EN CONDICIONES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO</b> .....	<b>5</b>
2.1. Propiedades del CO <sub>2</sub> .....	5
2.2. Procesos de flujo, transporte y reacción del CO <sub>2</sub> .....	7
2.3. Mecanismos de atrapamiento del CO <sub>2</sub> en las formaciones geológicas.....	9
<b>3. CRITERIOS GENERALES DE SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS</b> .....	<b>13</b>
3.1. Introducción.....	13
3.2. Conexión entre las fuentes de emisión y los emplazamientos para el almacenamiento del CO <sub>2</sub> , .....	13
3.3. Existencia de recursos .....	14
3.4. Aspectos legales .....	15
3.4.1. Regulación nacional.....	15
3.4.2. Derechos de propiedad del subsuelo.....	15
3.4.3. Responsabilidades a largo plazo .....	15
3.5. Centros de población .....	15
3.6. Percepción y aceptación del público .....	16
3.7. Viabilidad económica .....	16
3.8. Requisitos de comportamiento, ambientales y de seguridad .....	16
<b>4. CRITERIOS GEOLÓGICOS A ESCALA DE CUENCA Y REGIONAL</b> .....	<b>19</b>
4.1. Criterios tectónicos y estructurales.....	19
4.1.1. Contexto geodinámico.....	19
4.1.2. Fracturación y sismicidad .....	20
4.2. Existencia de formaciones almacén y sello .....	22
4.2.1. Confinamiento .....	23
4.2.2. Porosidad y permeabilidad .....	24
4.2.3. Extensión y continuidad litológica.....	24
4.3. Litologías favorables .....	25
4.3.1. Formación almacén del CO <sub>2</sub> .....	26
4.3.2. Formación de sellado .....	30
4.4. Régimen geotérmico y de presión .....	31
4.4.1. Efectos de la geotermia y la presión sobre el almacenamiento del CO <sub>2</sub> ..	31
4.5. Régimen hidrodinámico .....	36

4.6. Factores hidrogeoquímicos .....	39
4.6.1. Roca almacén.....	39
4.6.2. Formación de sellado .....	40
<b>5. CRITERIOS A ESCALA DE FORMACIÓN GEOLÓGICA O DE EMPLAZAMIENTO.....</b>	<b>41</b>
<b>5.1. Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en campos de petróleo o gas.....</b>	<b>41</b>
5.1.1. Introducción.....	41
5.1.2. Criterios específicos para almacenamiento en campos de petróleo .....	46
<b>5.2. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones permeables profundas.....</b>	<b>50</b>
5.2.1. Introducción.....	50
5.2.2. Criterios específicos para almacenamiento en formaciones permeables profundas .....	52
<b>5.3. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en capas de carbón .....</b>	<b>56</b>
5.3.1. Introducción.....	56
5.3.2. Criterios específicos para el almacenamiento en capas de carbón .....	59
<b>5.4. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones de sal .....</b>	<b>67</b>
5.4.1. Introducción.....	67
5.4.2. Criterios específicos de selección para formaciones salinas .....	71
<b>6. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS TECTÓNICOS Y SÍSMICOS A LA PENÍNSULA IBÉRICA.....</b>	<b>73</b>
<b>6.1. Unidades geológicas de rango mayor de la Península Ibérica .....</b>	<b>73</b>
<b>6.2. Fracturación y sismicidad en la Península Ibérica .....</b>	<b>76</b>
<b>7. SÍNTESIS DE CRITERIOS .....</b>	<b>79</b>
<b>8. REFERENCIAS .....</b>	<b>87</b>

**ANEXO A: Yacimientos de petróleo/gas**

**ANEXO B: Capas de carbón**

**ANEXO C: Formaciones de sal**

## FIGURAS

Fig.2.1.1.- Diagrama de fases del CO <sub>2</sub> .....	5
Fig. 2.1.2.-Densidad total de almacenamiento del CO <sub>2</sub> ( en kg por m <sup>3</sup> de roca de formación) 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, salvo indicación distinta. La densidad de almacenamiento se ha multiplicado por la porosidad de la roca para obtener la densidad total de almacenamiento del CO <sub>2</sub> puro y disuelto (tomada de Rigg et al., 2001).....	6
Fig.2.3.1.- Ejemplo de curvas de permeabilidad relativa para drenaje e imbibición (s <sub>g</sub> : saturación en gas) (Flett et al., 2004).....	10
Fig. 4.2.1.- Tipos de trampas geológicas.....	23
Fig. 4.4.1.1.- Gradientes de presión y temperatura medios y profundidades estimadas para las presiones y temperaturas del CO <sub>2</sub> supercrítico (modificada de Holliday et al., 1991)......	32
Fig. 4.4.1.2a. Variación de la densidad del CO <sub>2</sub> en función de la temperatura y la presión, ilustrando el rango de densidad que se encontraría en distintas cuencas sedimentarias para distintas temperaturas superficiales y gradientes geotérmicos, asumiendo condiciones de presión hidrostática y litostática (tomada de Bachu, 2003). .....	33
Fig 4.4.1.2b. Variación de la densidad del CO <sub>2</sub> con la presión y la temperatura para condiciones características de las cuencas sedimentarias (tomada de Bachu et al., 2004).33	
Fig. 4.4.1.3. Variación de la densidad del CO <sub>2</sub> con la temperatura en cuencas sedimentarias, asumiendo condiciones de presión hidrostática y distintas temperaturas superficiales y gradientes geotérmicos representativos de cuencas ‘frías’ y ‘calientes’ (tomada de Bachu, 2003) .....	34
Fig. 4.5.1.- Representación gráfica del flujo controlado por: a) compactación, b) compresión tectónica, c) rebote erosivo y d) topografía (fuente: Bachu, 2000).....	38
Fig. 5.1.1.1.- Funcionamiento de una instalación de EOR con inyección de CO <sub>2</sub> . (Fuente: MIDCARB [3]).....	42
Fig.5.1.1.3.- Esquema de funcionamiento de una instalación de EGR (Fuente: Proyecto de In Salah, Argelia) .....	45
Fig. 5.2.1.1.- Cantidad de CO <sub>2</sub> almacenada como fase gaseosa residual, en función del tiempo (IGME-ELCOGAS, 2005).....	51
Fig.5.2.1.2.- Aumento de la densidad de la salmuera (brine) con la salinidad, siendo siempre algo superior si dicha salmuera se encuentra saturada en CO <sub>2</sub> supercrítico (IGME-ELCOGAS, 2005). .....	51
Fig.5.2.1.3.- Monitorización del CO <sub>2</sub> inyectado en Sleipner. Muestra cómo el CO <sub>2</sub> queda frenado en su ascenso por la presencia de intercalaciones arcillosas, menos permeables (IGME-ELCOGAS, 2005).....	52
Fig.5.3.1.1.- Cantidad de gas contenido en el carbón. Éste puede contener mucha mayor cantidad de gas que formaciones muy porosas, a presiones moderadas. ....	57
Fig. 5.3.1.2.- Tasa de producción de CH <sub>4</sub> con y sin inyección de CO <sub>2</sub> .....	57
Fig. 5.3.1.3.-Isotermas de adsorción. El CO <sub>2</sub> es adsorbido en mayor proporción que el CH <sub>4</sub> y el N <sub>2</sub> . .....	58

Fig. 5.3.3.1.- Disminución de la capacidad de adsorción de gas con la profundidad en función de la presión y el rango.....	61
Fig.5.3.3.2.- Posibilidad de Secuestro-Recuperación en carbones según su rango [2].....	62
Fig. 5.3.3.3.- Estructura esquemática del carbón (Shi and Duruncan, 2005). ....	64
Fig.5.3.3.4.- Disminución de la permeabilidad con la profundidad.....	65
Fig. 5.3.3.5.- Efecto de la dilatación de la matriz del carbón producida por la inyección de CO <sub>2</sub> .....	66
Fig. 5.4.1.1 . Distintos tipos de formaciones salinas (tomado de Dusseault 2005 and Favret, 2003). ....	68
Fig. 5.4.1.2. Efecto de la presurización isoterma ( Dusseault, Bachu and Rothenburg, 2002)..	70
Fig. 6.1.1.- Principales unidades geológicas de España peninsular, Portugal y Baleares (Vera, 2004). ....	73
Fig. 6.1.2.- Ubicación de las Cuencas Cenozoicas en el contexto estructural de la Península Ibérica (adaptado de Andeweg, 2002: Vera, 2004).....	76
Fig. 6.2.1.- Mapa de epicentros mostrando la distribución de la sismicidad en la Península Ibérica y el norte de África (Datos del IGN de España). ....	77
Fig. 6.2.2.- Fallas de primer orden en la Península Ibérica (CSN, 2004). En Blanco: relieves positivos, en marrón: cuencas cenozoicas y en gris: Pirineos y Cordilleras Béticas.....	78

## **TABLAS**

Tabla 5.1.2.1.- Criterios de selección para la inyección de CO <sub>2</sub> en condiciones de miscibilidad sugeridos por algunos autores (Gozalpour et al., 2005).....	48
Tabla 5.1.2.2.- Valores óptimos de algunos parámetros (Gozalpour et al., 2005).....	48
Tabla 5.1.2.2.- Criterios de discriminación para el almacenamiento de CO <sub>2</sub> con EOR asociada (Kovscek, 2002). ....	49
Tabla 5.2.1.1.- Permeabilidades de distintas formaciones (Custodio y Llamas, 1976).....	54
Tabla 5.3.3.1.- Propiedades del carbón según su rango .....	61
Tabla 6.2.1.- Terremotos históricos destructivos en la Península Ibérica, sentidos con intensidad IX o mayor, en el epicentro.....	77

# 1. INTRODUCCIÓN

## Antecedentes y justificación

Entre los problemas actuales de mayor preocupación para la sociedad en la que vivimos se encuentran aquellos relacionados con el medio ambiente y, en concreto, los relativos al cambio climático: desde hace ya algunos años, los científicos vienen advirtiendo sobre las serias consecuencias derivadas de las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero producidos por actividades humanas.

En nuestro país, y según lo establecido por el *Estudio de los Efectos del Cambio Climático en España* encargado por el Ministerio de Medio Ambiente entre 1864 y 1999, la temperatura del aire aumentó 1,5 °C, muy por encima de los 0,6 °C registrados a nivel mundial. El calentamiento se ha hecho más acentuado en los inviernos, que son cada vez más suaves y cortos. El calor es más intenso, sobre todo en las ciudades; Madrid, por ejemplo, es la capital europea con el mayor aumento de temperatura media de los últimos 30 años: 2,2° C, según indica un estudio de WWF/Adena.

Al tratarse de un problema “globalizado”, es preciso la adopción de medidas internacionales para su control. Este es el objetivo del Protocolo firmado en diciembre de 1997 en la ciudad japonesa de Kioto: luchar contra el cambio climático mediante una acción internacional de reducción de las emisiones de determinados gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento del planeta. El Protocolo de Kioto requiere acciones sociales, económicas y científicas, y la asunción de responsabilidades entre los distintos emisores, tanto internacionalmente como dentro de cada país, compromisos políticos y empresariales, y cambios de actitudes y de patrones de consumo en toda la sociedad.

En el año 2002, el Parlamento español aprobó por unanimidad la ratificación del Protocolo de Kioto, comprometiéndose a limitar el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Posteriormente, el Ministerio de Medio Ambiente presentó a la Unión Europea el Plan Nacional de Asignación de Emisiones y en el año 2005 comenzó a funcionar el denominado mercado de emisiones de Gases de Efecto Invernadero que fijará los costes que deberán pagarse por superar las cuotas de emisión asignadas.

Se concede así un valor económico al CO<sub>2</sub> que deje de emitirse a la atmósfera, lo que estimula el desarrollo de iniciativas tecnológicas que tratan de reducir o evitar que el CO<sub>2</sub> de las emisiones antropogénicas de los grandes centros de emisión contribuyan negativamente al efecto invernadero y al cambio climático.

Una de las nuevas aproximaciones tecnológicas que intentan mitigar el cambio climático reforzado e inducido por dichas emisiones es la captura del CO<sub>2</sub> emitido por las grandes fuentes estáticas tales como las centrales térmicas, cementeras e industrias de la cerámica, entre otras, y su almacenamiento en formaciones geológicas tales como campos de petróleo o gas ya agotados, formaciones permeables profundas saturadas con aguas salinas y/o en yacimientos de carbón no explotables, lo que se conoce como “secuestro de CO<sub>2</sub>” o CCS (*Coal Capture and Storage*).

El “secuestro de CO<sub>2</sub>” fue definido por las Naciones Unidas en el año 2002 como la captura y el almacenamiento estable del CO<sub>2</sub> emitido por la globalidad de los sistemas energéticos. Comprende tres líneas de actividad principales: la captura, el transporte y el almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Si bien “secuestro de carbono” implica toda forma de retención de carbono, incluida su retención en ecosistemas terrestres y en los océanos, se reserva el término “almacenamiento de CO<sub>2</sub>” para el almacenamiento geológico o en los océanos.

El océano representa el mayor sumidero potencial de CO<sub>2</sub> entre las distintas posibilidades de almacenamiento, pero es aún una opción a largo plazo que requiere un mayor conocimiento de los procesos involucrados antes de poder utilizarse comercialmente de manera segura.

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en el contexto de la mitigación del cambio climático es una idea relativamente reciente, aunque la inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos de petróleo o gas para estimular la recuperación marginal de hidrocarburos se inició hacia los años 70 del siglo XX. Las tecnologías de recuperación forzada de petróleo (EOR, *Enhanced Oil Recovery*) no han tenido por objeto el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sino más bien reducir la viscosidad del petróleo para aumentar la producción por bombeo, siendo el almacenamiento de CO<sub>2</sub> un aspecto secundario (Gale, 2004).

Los tipos de formaciones geológicas potencialmente favorables para albergar CO<sub>2</sub> están siendo estudiados en el ámbito internacional, y en esta dinámica nuestro país debe participar como corresponde a todo país industrializado. Precisamente en este contexto internacional y como consecuencia de los compromisos adquiridos por España en el protocolo de Kioto, nace el proyecto “Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>” como subproyecto nº 5 del Proyecto Singular Estratégico “Procesos Avanzados de Generación, Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>” del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+I 2004-2007), proyectos científico-tecnológicos singulares y de carácter estratégico. El objetivo principal de este proyecto es definir, en una escala nacional, aquellas formaciones, cuencas o estructuras geológicas con capacidad potencial de almacenar CO<sub>2</sub> de una forma permanente, durante el tiempo necesario para la estabilización de la atmósfera, 10<sup>3</sup> y 10<sup>4</sup> años. El proyecto se estructura en una serie de fases consecutivas que progresivamente van incrementando su escala de trabajo. Como fase inicial o previa a la identificación de formaciones favorables se deben establecer los criterios de selección de este tipo de formaciones, criterios que se intentan recoger en el presente informe.

## Objetivos

El objetivo de este informe es establecer los criterios de selección de las formaciones geológicas adecuadas, dentro del territorio nacional, para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> atendiendo a los objetivos programáticos perseguidos para la reducción del cambio climático y a los criterios operacionales y de comportamiento de dichos sistemas de almacenamiento.

Los **objetivos programáticos** son los que se desprenden de la política de reducción del cambio climático de origen antropogénico mediante la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas. Comprenden el número de emplazamientos a seleccionar, su distancia máxima a los centros de emisión, volumen total de almacenamiento requerido, calendario de entrada en operación de las instalaciones de almacenamiento, periodo de aislamiento, etc.

Los **requisitos operacionales** estipulan **qué** capacidades o funcionalidades deben proporcionar los almacenamientos geológicos para alcanzar los objetivos programáticos. Es decir, qué funciones deben garantizar los subsistemas y componentes del almacenamiento (formación almacén, formación de cobertera, trampa estratigráfica o estructural, sistema de fracturación, etc.) en cuanto a la contención y al aislamiento del CO<sub>2</sub> inyectado durante el periodo de tiempo establecido en los objetivos programáticos y para no conculcar los criterios de seguridad ambiental y de salud del público.

Esencialmente, los requisitos operacionales se refieren a la contención del CO<sub>2</sub> almacenado durante el tiempo estipulado, a los procesos de interacción CO<sub>2</sub>-agua-roca almacén/roca de cobertera que puedan redundar en pérdida de dicha capacidad de contención, y a los procesos de fuga compatibles o esperables en el almacenamiento en función de su evolución geológica y medioambiental o por intrusión humana. Esas funciones deben garantizarse incluso

en presencia de los procesos y sucesos geológicos y medioambientales y de las condiciones físico-químicas esperables en el almacenamiento y su entorno durante el periodo de aislamiento.

Los **criterios de comportamiento** establecen el **grado de cumplimiento** con el que debe responder el sistema de almacenamiento en su conjunto para satisfacer los requisitos operacionales.

Específicamente, los criterios de comportamiento de los emplazamientos son los que se formulan para evaluar comparativamente la idoneidad de los emplazamientos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y para asegurar que se han tenido en cuenta todas las características y todos los procesos y fenómenos, incluida la acción humana directa (intrusión humana) -lo que se conoce como FEPs (*Features, Events and Processes*)- que facilitan o entorpecen el aislamiento del CO<sub>2</sub> durante el periodo temporal requerido.

La duración de este periodo es uno de los criterios programáticos y, como tal, no se incluye en este informe si bien se ha adoptado el rango temporal más amplio comúnmente aceptado en la literatura (10<sup>3</sup>-10<sup>4</sup> años) a los efectos que pudieran proceder.

Los criterios de comportamiento de los emplazamientos hacen referencia a todos los factores importantes para la contención y la capacidad de aislamiento del CO<sub>2</sub> y para la aceptabilidad social y medioambiental de los almacenamientos candidatos.

Sin embargo, no se ha considerado imprescindible, al nivel actual del proceso de selección, discriminar los criterios en función de las fases temporales del comportamiento del sistema de almacenamiento: la fase de inyección y las de evolución de la pluma de dispersión en función de la predominancia relativa de los mecanismos de atrapamiento.

## **Contenido del informe**

El presente informe recoge los criterios de comportamiento que 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 sentido común nos indica (Baines & Worden, 2004) que si gases y fluidos no acuosos tales como las acumulaciones de petróleo han permanecido atrapados en las formaciones geológicas profundas durante periodos de tiempo de índole geológica, el CO<sub>2</sub> inyectado podría también ser retenido durante el tiempo necesario para la estabilización de la atmósfera. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> es un gas reactivo que tiene una influencia mayor en la roca almacén y en el agua de la formación que la del petróleo y, por tanto, las consecuencias a largo plazo de crear grandes acumulaciones subterráneas de CO<sub>2</sub> son en gran medida desconocidas.

La inyección de una sustancia reactiva en profundidad dará lugar a desequilibrios químicos y geomecánicos en la roca almacén y a diversas reacciones químicas que es importante entender, tanto en términos de su impacto sobre la capacidad de la roca almacén para contener de manera segura el CO<sub>2</sub> inyectado como en cuanto a la estabilidad de la contención e integridad de los sellos o formaciones trampa.

La solubilidad del CO<sub>2</sub> depende de la temperatura, de la presión y de la composición de los fluidos de la formación almacén, de modo que el alcance de la interacción CO<sub>2</sub>-agua-roca durante la migración del CO<sub>2</sub> inyectado será esencial para determinar el destino final del mismo. De aquí la necesidad de considerar, en primer lugar, las propiedades del CO<sub>2</sub> en condiciones de almacenamiento en las diferentes opciones de éste y sus implicaciones en el comportamiento del sistema en el largo plazo, propiedades y comportamiento que se recogen en el Capítulo 2 del presente informe.

A su vez, los regímenes de presión, hidrodinámico y geotérmico de la cuenca tendrán un impacto significativo sobre su capacidad de almacenamiento (Gunter *et al.*, 1998). La geología de las cuencas sedimentarias, su heterogeneidad litológica, estratigráfica y textural a todas las escalas; la estructura tectónica de las mismas y los procesos geológicos activos, sísmicos, geotérmicos y neotectónicos, afectan a la capacidad y a la efectividad del almacenamiento (Baines & Worden, 2004). Todos estos factores geológicos que pueden influir en el comportamiento del sistema de almacenamiento se describen en los Capítulos 4 y 5 de este informe.

Por otra parte, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> puede llegar a ser un concepto controvertido entre el público y los grupos ambientalistas, lo que requiere demostrar fehacientemente su seguridad. En el Capítulo 3 se esbozan aquellos factores socio-económicos y de seguridad medioambiental y de la salud que influirán en la selección final de emplazamientos para almacenar CO<sub>2</sub>.

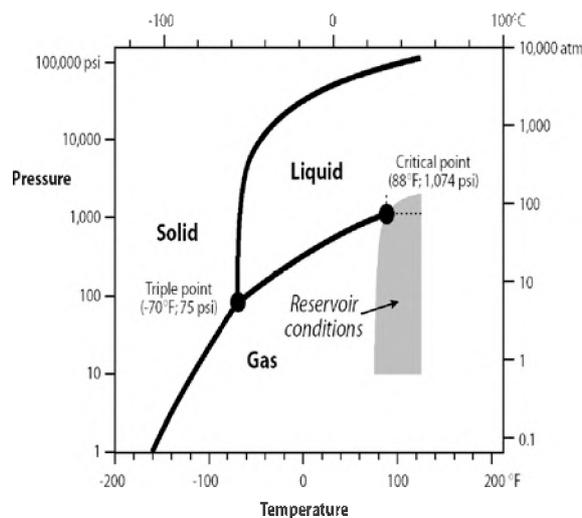
Finalmente, la justificación de trabajar sobre cuencas sedimentarias y carboníferas nace fundamentalmente de la aplicación de criterios geológicos de tipo litoestratigráfico, geoestructural y sísmico. Una aplicación de estos criterios al territorio nacional se recoge en el Capítulo 6, constituyendo el punto de partida para la Fase de Identificación de formaciones, cuencas o estructuras favorables dentro del territorio español, en el marco de este proyecto.

## 2. PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DEL CO<sub>2</sub> EN CONDICIONES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

### 2.1. *Propiedades del CO<sub>2</sub>*

Uno de los elementos importantes en el desarrollo de criterios de selección de la idoneidad de formaciones geológicas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es el comportamiento y la variación de las propiedades del CO<sub>2</sub> libre con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad (Bachu, 2003). El CO<sub>2</sub> puede almacenarse en las formaciones geológicas como gas, como líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión a la profundidad del almacenamiento.

En condiciones atmosféricas, el CO<sub>2</sub> es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire (Fig. 2.1.1). A temperaturas y presiones por debajo de su “punto crítico” (31.1 °C y 7.38 MPa =72.8 atm), el CO<sub>2</sub> está en forma de gas o de líquido y a temperaturas y presiones superiores a las del “punto crítico”, el CO<sub>2</sub> se encuentra 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 aumenta 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).



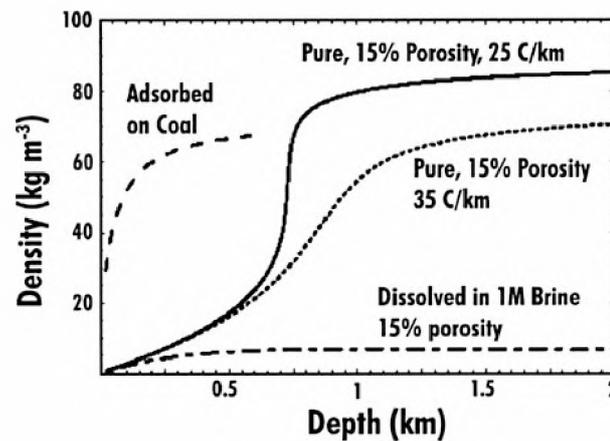
**Fig.2.1.1.- Diagrama de fases del CO<sub>2</sub>.**

Hasta los 500-600 m, de profundidad, el CO<sub>2</sub> almacenado se encuentra en forma de gas, con una densidad demasiado baja como para admitir volúmenes de almacenamiento económicamente significativos (van der Meer *et al.*, 1992; Holloway & Savage, 1993). Entre los 600 y los 1.000 m de profundidad, se da un brusco incremento de 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). Con un gradiente geotérmico medio de 25°C·km<sup>-1</sup> y un gradiente de presión hidrostática media de 10MPa·km<sup>-1</sup>, la temperatura y la presión a profundidades de 800-850 m son tales que el CO<sub>2</sub> se encontrará en estado supercrítico, con una densidad próxima a los 750 kg·m<sup>-3</sup> y una viscosidad de 0.05 a 0.065 cP.

A profundidades superiores a los 800 m, ni la densidad ni la viscosidad varían significativamente, aunque disminuyen ambas al aumentar el grado geotérmico (Ormerod, 1994). Por lo tanto, no existen ventajas apreciables desde el punto de vista de la 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 1.000 m (Rigg *et al.*, 2001) y por otra parte, los almacenamientos de menor temperatura proporcionan mayor capacidad de almacenamiento para una misma profundidad.

La Fig. 2.1.2., tomada de Rigg *et al.* (2001), indica que la densidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a profundidades entre 0 y 600 m es sensiblemente mayor en capas de carbón, donde, como veremos más adelante, el CO<sub>2</sub> es retenido en forma adsorbida, que como CO<sub>2</sub> puro en otro tipo de formaciones, con una porosidad dada del 15% y a cualquier gradiente geotérmico.

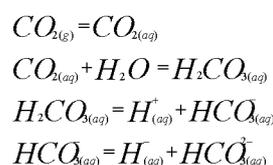
A profundidades mayores de 600 m, la densidad de almacenamiento aumenta rápidamente, alcanzando los  $\cong 800 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$  hacia los 800-850 m en cuencas sedimentarias cuyo gradiente geotérmico es de  $25^\circ \text{C}\cdot\text{km}^{-1}$ . Como se ha dicho anteriormente, si aumenta el gradiente geotérmico, la densidad de almacenamiento decrece, para la misma profundidad y porosidad de la roca.



**Fig. 2.1.2.-Densidad total de almacenamiento del CO<sub>2</sub> ( en kg por m<sup>3</sup> de roca de formación) 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, salvo indicación distinta. La densidad de almacenamiento se ha multiplicado por la porosidad de la roca para obtener la densidad total de almacenamiento del CO<sub>2</sub> puro y disuelto (tomada de Rigg *et al.*, 2001).**

El CO<sub>2</sub> es ligeramente soluble en agua, pero a escalas temporales suficientemente largas ésta será la forma dominante de atrapamiento en cualquier tipo de formación. En una salmuera con una concentración molar 1M, la densidad total de almacenamiento a 600 m de profundidad es de 41-48 kg·m<sup>-3</sup> (Fig. 2.1.2). Si la concentración de la salmuera llega a 4 M, la solubilidad máxima decrece hasta 24-29 kg·m<sup>-3</sup> (no representado en la Fig. 2.1.2). Esta densidad de almacenamiento no varía con la profundidad.

Como consecuencia de la disolución de CO<sub>2</sub> en el agua de la formación, el pH de ésta disminuye. La disolución del CO<sub>2</sub> en el agua se produce según las siguientes reacciones:



Por otra parte, la presencia de impurezas en el CO<sub>2</sub> afecta a los procesos de captura, transporte e inyección, así como a los mecanismos de atrapamiento y a la capacidad de almacenamiento del CO<sub>2</sub> libre, por el volumen que ocupan dichas impurezas (normalmente gases como SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y CH<sub>4</sub>) en el medio geológico. El SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S o CH<sub>4</sub> disminuyen el punto crítico del CO<sub>2</sub> (Halloway and Savage, 1993). Si el CO<sub>2</sub> está contaminado con CH<sub>4</sub>, la densidad del CO<sub>2</sub> supercrítico se reduce de forma significativa. Las impurezas también pueden modificar la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el petróleo cuando es utilizado en operaciones EOR en el caso de yacimientos de petróleo, dado que es un buen disolvente de los compuestos orgánicos.

La afinidad del CO<sub>2</sub> por el carbón es casi el doble que la del CH<sub>4</sub>. Sin embargo, la presencia de otras especies puede reducir la capacidad de almacenamiento debido a que éstas pueden ser adsorbidas preferentemente con respecto al CO<sub>2</sub> en las superficies de sorción del carbón.

## 2.2. *Procesos de flujo, transporte y reacción del CO<sub>2</sub>*

El flujo de CO<sub>2</sub> en el almacén durante y después de la inyección depende la combinación de las fuerzas gravitatorias y viscosas. La fase de inyección tiende a estar dominada por los gradientes de presión, mientras que la de migración lo está por la imbibición. Cuando la inyección cesa, el movimiento posterior tiende a estar dominado por fuerzas gravitatorias y capilares.

Una vez inyectado el CO<sub>2</sub> en una formación permeable profunda, son varios los procesos que controlan su migración:

- a) El desplazamiento del fluido de la formación por la presión del CO<sub>2</sub> inyectado:
  - migración por el flujo creado como consecuencia de los gradientes de presión generados por la inyección;
  - flujo en respuesta a los gradientes hidráulicos naturales;
  - flotabilidad causada por las diferencias de densidad entre el CO<sub>2</sub> y los fluidos de la formación
- b) La disolución de CO<sub>2</sub> en el fluido de la formación:
  - Difusión y dispersión originada por las heterogeneidades de la formación y el contraste de movilidad entre los fluidos
  - disolución en el fluido de la formación
  - atrapamiento en los poros (permeabilidad relativa)
- c) La reactividad de los minerales y de los fluidos de poro de la roca-almacén.
  - mineralización
  - adsorción sobre material orgánico

El CO<sub>2</sub> inyectado tiene una muy limitada capacidad de desplazar al fluido de la formación (van der Meer *et al.* 1992). La velocidad del flujo del CO<sub>2</sub> depende del número y de las propiedades de los fluidos o fases fluidas que se encuentran en la formación (IPCC, 2005) y variará según se inyecte en una formación que contenga gas, petróleo o agua más o menos salina, en función de la mayor o menor miscibilidad del CO<sub>2</sub> con estos fluidos. La coexistencia de varias fases puede disminuir la permeabilidad y ralentizar la velocidad de migración. Si el CO<sub>2</sub> se inyecta en un **yacimiento de gas**, se forma una única fase miscible a partir del CO<sub>2</sub> inyectado y del gas natural preexistente. Pero si se inyecta en una **formación salina profunda** como fase líquida o como fase supercrítica, entonces el CO<sub>2</sub> es inmisible en agua. En el caso de la inyección en un **yacimiento o formación petrolífera**, el CO<sub>2</sub> puede ser miscible o inmisible, dependiendo de la composición del hidrocarburo y de las presiones y temperatura del sistema de almacenamiento.

El CO<sub>2</sub> supercrítico, debido a su mucha menor viscosidad frente al petróleo y al agua (entre 0.05 y 0.1 veces la del agua (Tetsuya *et al.*, 2004)) se mueve a través de los poros de la roca mucho más rápidamente que el fluido de la formación, por contraste de movilidades entre el CO<sub>2</sub> y estos fluidos (Celia *et al.*, 2005; Nordbotten *et al.*, 2005), produciendo así una ‘digitación viscosa’ (Bachu *et al.*, 1994) en la que el fluido de menor viscosidad penetra al de mayor viscosidad, más que desplazarlo uniformemente, en función de la heterogeneidad y anisotropía de la permeabilidad de la formación (“*channeling*”, Dove *et al.*, 1998). Este fenómeno será mucho menor en el caso de una formación saturada en gas natural, dada la mayor viscosidad del CO<sub>2</sub> frente al mismo.

La diferencia de densidades entre el CO<sub>2</sub> supercrítico y los fluidos presentes en la formación de inyección dará lugar a fuerzas de flotabilidad de distinta magnitud. Por su menor densidad (0.6 veces la del agua (Tetsuya *et al.*, 2004), 0.7 según Rochelle and Moore, 2002), el CO<sub>2</sub> tiende a flotar sobre el agua subterránea, dándose una “segregación gravitacional” ascendente. La flotabilidad será menor en presencia de petróleo, especialmente si el CO<sub>2</sub> es miscible en él. Sin embargo, la mayor densidad del CO<sub>2</sub> frente al gas natural originará, por el contrario, fuerzas descendentes.

El efecto combinado de menor densidad y mayor movilidad es que una vez inyectado el CO<sub>2</sub> asciende inmediatamente hasta el techo del nivel de almacenamiento, donde se difunde como digitaciones viscosas. Sólo un 2-4% del volumen de poros llega a saturarse antes de que el CO<sub>2</sub> migre hasta el techo del almacén (van der Meer *et al.*, 1992).

Incluso en ausencia de estos efectos por diferencia de viscosidad y por gravedad, el desplazamiento será poco eficaz por los efectos de capilaridad debidos a la relativamente alta tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y el agua (Dove *et al.*, 1998). Con el tiempo, gran parte de este CO<sub>2</sub> atrapado se disolverá en el agua de formación (IPCC, 2005), en función de las condiciones del medio, y migrará a la velocidad del flujo regional, generalmente muy pequeña en el caso de formaciones permeables profundas, del orden de milímetros a centímetros por año (Bachu *et al.*, 1994). Pero incluso en sistemas con esas pequeñas velocidades de flujo, según algunas simulaciones numéricas realizadas a escala de almacenamiento, hasta un 30% del CO<sub>2</sub> inyectado llegará a disolverse en el agua de la formación en un plazo de decenas de años, lo que es una cantidad apreciable (Doughthy *et al.*, 2001). Estas mismas simulaciones sugieren que la pluma de CO<sub>2</sub> se disolverá completamente en una escala temporal de siglos (McPherson and Cole, 2000; Ennis-King *et al.*, 2003). Por el contrario, si la inyección se hace en una estructura cerrada, es decir, sin flujo del agua, la disolución de CO<sub>2</sub> será mucho más lenta debido al reducido contacto con el agua de la formación.

La disolución del CO<sub>2</sub> se produce en la interfase entre la burbuja de CO<sub>2</sub> y el agua de la formación y la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto será proporcional al área total de la interfase CO<sub>2</sub>-agua. A permeabilidades significativas, el incremento de densidad del agua como consecuencia de la disolución del CO<sub>2</sub> puede dar lugar a células de convección que facilitarán la mezcla de distintas aguas y, por tanto, se incrementará la velocidad de disolución del CO<sub>2</sub>. Algunas estimaciones indican una disolución de 20-60 kg de CO<sub>2</sub> por m<sup>3</sup> de agua de formación, dependiendo de la salinidad y la profundidad (IPCC, 2005).

No obstante, las impurezas del CO<sub>2</sub> y la composición y salinidad del agua podrán dar lugar a reacciones químicas entre el CO<sub>2</sub> y los minerales de la roca-almacén, influyendo así en la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto. Las condiciones de equilibrio se alcanzan en sólo 1 o 2 días (van der Meer *et al.*, 1992; Czernichowski *et al.*, 1993 en van der Meer *et al.*, 2005a).

El CO<sub>2</sub> “secuestrado” queda así esencialmente como una fase gaseosa densa supercrítica, si bien en parte estará disuelto en el agua de poro de la roca almacén, y una tercera parte, mucho menor que esta última, reaccionará con los minerales de la matriz de la roca.

### **2.3. Mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub> en las formaciones geológicas**

La efectividad del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> depende de la combinación de una serie de mecanismos de atrapamiento, tanto físicos como geoquímicos (IPCC, 2005). Los almacenamientos más efectivos serán aquellos en los que el CO<sub>2</sub> sea inmovilizado bien bajo una formación de sello potente y de baja permeabilidad, bien convertido en mineral o bien adsorbido en las superficies de los microporos del carbón, o por una combinación de todos ellos.

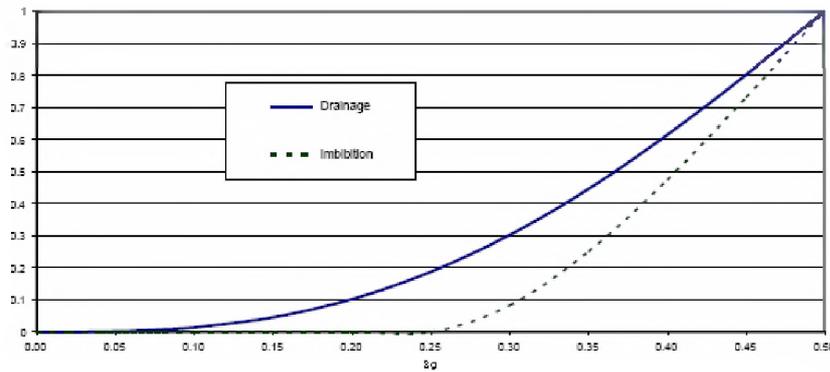
Tras la inyección en una formación salina, el CO<sub>2</sub> se encuentra normalmente como una sola fase cuya densidad depende de las condiciones de presión y temperatura asumidas para la formación geológica: presión hidrostática y grado geotérmico a nivel de inyección.

La inyección de CO<sub>2</sub> en una formación saturada en salmueras provocará cambios significativos dentro del almacén a lo largo del tiempo. Al inicio de la inyección, el CO<sub>2</sub> libre tenderá a desplazar la salmuera, pero al ser la densidad del CO<sub>2</sub> supercrítico significativamente menor que la densidad del agua bajo las mismas condiciones, el CO<sub>2</sub> tenderá a ascender a la zona superior del almacén por flotabilidad y ocupar el espacio de poros por debajo de la formación de menor permeabilidad que constituye el sello o trampa a techo. Así, el primer mecanismo de atrapamiento del CO<sub>2</sub> libre es de tipo **estructural** o **estratigráfico**, actuando como trampa el sello o formación impermeable a techo.

A efectos de la posibilidad de escape por flotabilidad no sólo son importantes la densidad y la viscosidad, sino también el flujo bifásico agua-gas. A medida que aumente la saturación en CO<sub>2</sub> en los conductos subverticales de escape a techo, aumentará la permeabilidad efectiva del CO<sub>2</sub> en los mismos. Este aspecto será de gran importancia en el estudio de la posibilidad de fuga a través de fallas o fracturas subverticales transmisivas o de pozos abiertos o mal sellados abandonados en la formación impermeable a techo que actúa como trampa, especialmente en las inmediaciones de la zona de inyección.

Inicialmente, el atrapamiento físico bajo formaciones de baja permeabilidad tales como pizarras o niveles salinos, será el principal mecanismo de almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub>. Durante la migración del CO<sub>2</sub> supercrítico, parte es retenido en los poros por las fuerzas de capilaridad, mecanismo que se denomina **atrapamiento residual** y que puede inmovilizar grandes cantidades de CO<sub>2</sub> (20-25%) en función del tipo de formación (IPCC, 2005).

Este mecanismo de almacenamiento de CO<sub>2</sub> se produce con posterioridad al cese de la inyección (Flett *et al.*, 2004). A medida que el CO<sub>2</sub> es inyectado en la formación, el desarrollo de la pluma está dominado por el empuje que ejerce el CO<sub>2</sub> sobre el agua de la formación. Tras la inyección, la fuerza dominante sobre el CO<sub>2</sub> es la de flotabilidad, por la diferencia de densidades. Se producen dos situaciones en la pluma que migra: por un lado, en la parte delantera o superior de la pluma, existe una mayor permeabilidad relativa al CO<sub>2</sub> debido a que el agua es desplazada por el empuje del CO<sub>2</sub> ascendente y por otro, en la zona posterior de la pluma, prevalece la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que el agua va inundando por detrás de la pluma que migra. Durante este proceso de imbibición, parte del CO<sub>2</sub> queda atrapado de manera efectiva como fase residual inmóvil en los poros, hasta que se termina disolviendo con el tiempo. En formaciones permeables profundas, la saturación en agua puede influir en la cantidad de CO<sub>2</sub> atrapado como fase residual, ya que limita la saturación inicial de gas durante el drenaje (Fig. 2.3.1).



**Fig.2.3.1.- Ejemplo de curvas de permeabilidad relativa para drenaje e imbibición ( $s_g$ : saturación en gas) (Flett *et al.*, 2004).**

Pese a que el  $\text{CO}_2$  supercrítico es sólo ligeramente soluble en agua, cuando ya lleve cierto tiempo en la roca almacén, empezará a disolverse en la salmuera y el tipo de atrapamiento dominante a escalas de tiempo suficientemente grandes y en cualquier tipo de formación será **por solubilidad**. Se anticipa que esta disolución provocará un desplazamiento del  $\text{CO}_2$  hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la permeabilidad y la heterogeneidad existentes (Bachu and Carrol, 2004), ya que la salmuera irá aumentando su densidad al saturarse de  $\text{CO}_2$ . A largo plazo, el mecanismo para la disolución del  $\text{CO}_2$  en el agua intraformacional será más por mezcla convectiva que por difusión, debido a la inestabilidad en la densidad que se va creando (Ennis-King and Paterson, 2003).

El transporte del  $\text{CO}_2$  en fase miscible o inmisible por el flujo hidrogeológico natural en un acuífero regional, con tiempos de residencia o tránsito del orden de miles a millones de años, supondrá el **atrapamiento hidrodinámico** del  $\text{CO}_2$  (Bachu *et al.*, 1994), pudiendo darse en emplazamientos donde no exista necesariamente una trampa cerrada que confine el  $\text{CO}_2$  (IPCC, 2005).

La disolución del  $\text{CO}_2$  en agua formará preferentemente la molécula  $\text{CO}_2(\text{aq})$  de manera dominante y la molécula  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Ésta se disociará parcialmente en bicarbonato,  $\text{HCO}_3^-$  y en iones carbonato,  $\text{CO}_3^{2-}$ , disminuyendo el pH del agua de la roca almacén (Brosse *et al.*, 2005). Este descenso del pH, llevará a la disolución de determinados minerales de la matriz de la roca, aumentando así ligeramente la porosidad, y dando lugar a la liberación de cationes metálicos tales como Mg, Ca y Fe. Estos cationes podrán reaccionar con los aniones libres de bicarbonato para formar minerales carbonatados tales como calcita, dolomita o siderita. Este proceso se conoce como **atrapamiento o secuestro mineral del  $\text{CO}_2$** .

El atrapamiento mineral es un mecanismo de secuestro que se produce a lo largo de decenas, centenas de años debido a la cinética lenta de las reacciones en la formación (Flett *et al.*, 2004). Así, a más largo plazo, este secuestro mineral es la forma más segura de atrapamiento porque el  $\text{CO}_2$  adquiere su forma de mayor densidad y queda inmovilizado. Sin embargo, la precipitación de minerales carbonatados reducirá la permeabilidad y la porosidad de la formación almacén por cementación (McKenna *et al.*, 2003)

Existe otra forma de atrapamiento mineral cuando el  $\text{CO}_2$  es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. Se produce en este caso un **atrapamiento por adsorción**, ya que el carbón tiene una afinidad por el  $\text{CO}_2$  dos veces superior a la que tiene por el  $\text{CH}_4$ , gas que se encuentra abundantemente en las capas de carbón (Pashin *et al.*, 2003).

Es instructivo comparar la densidad de almacenamiento en formaciones salinas con la densidad del  $\text{CO}_2$  adsorbido sobre maceraleas de carbón, de interés para el secuestro de  $\text{CO}_2$  en capas de carbón profundas no explotables. Para una formación con un 15% de porosidad y un

20% de agua residual a saturación y suponiendo que las propiedades del carbón son constantes en profundidad, la densidad máxima se establece en  $700 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$  hacia los 600 m de profundidad, frente a valores de  $200 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$  en las formaciones permeables profundas (Fig. 2.1.2) (Rigg *et al.*, 2001). A profundidades menores de 600 m, la adsorción de  $\text{CO}_2$  en capas de carbón proporciona la mayor densidad de almacenamiento, y a mayores profundidades todavía es competitiva con las fases densas de las formaciones salinas, dependiendo de su porosidad. Uno de los mayores problemas para el secuestro en capas de carbón es encontrar niveles demasiado profundos para ser explotados, pero aún lo suficientemente permeables para admitir la inyección.

A largo plazo, cuando todo el  $\text{CO}_2$  ha llegado a disolverse en el agua de la formación, las densidades son un orden de magnitud menor (Rigg *et al.*, 2001).

En resumen, la retención del  $\text{CO}_2$  puede tener lugar por uno o varios mecanismos:

- a) como gas o como líquido supercrítico (por encima de los  $31.1^\circ\text{C}$  y los 73.8 bars) en formaciones rocosas de baja permeabilidad: **atrapamiento estructural o estratigráfico**
- b) como fase miscible o inmisible en agua: **atrapamiento residual, atrapamiento por solubilidad e hidrodinámico**
- c) por precipitación de fases minerales: **secuestro mineral**
- d) **por adsorción** superficial en capas de carbón.

El primer tipo de mecanismo tiene su análogo natural en los yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas). Es un mecanismo que descansa en el contraste de permeabilidad entre la roca almacén y la roca de cobertera.

El segundo tipo de mecanismo es el de los acuíferos profundos de carácter hidrotermal.

El tercero, el que más adecuadamente puede denominarse secuestro, supone la reacción química del  $\text{CO}_2$  inyectado con fases minerales reactivas presentes en la formación o con fluidos mineralizados ricos en cationes divalentes, como Ca, Mg y otros. El C queda fijado de manera permanente, estable geológicamente en tanto las condiciones ambientales del acuífero no se vean perturbadas por acciones externas al mismo, impidiendo su retorno a la atmósfera con carácter indefinido.

El mecanismo de adsorción superficial se basa en el contraste de afinidad entre el  $\text{CO}_2$  y otras fases gaseosas para ser adsorbidas en las superficies libres, cargadas eléctricamente. Es el caso del  $\text{CO}_2$  con respecto al  $\text{CH}_4$  de los macerales del carbón. La mayor afinidad del  $\text{CO}_2$  propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro del  $\text{CO}_2$ .



### 3. CRITERIOS GENERALES DE SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS

#### 3.1. *Introducción*

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 el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, además de ser geológicamente adecuado, debe ser económicamente viable, técnicamente posible, seguro, socialmente sostenible y aceptado por el público.

En este apartado se describen factores de tipo socio-económico, de seguridad y medioambientales que intervendrán en la selección de emplazamientos y entre los que se incluyen la conexión con las fuentes de emisión, la disponibilidad de infraestructuras (tanto para la captura y el transporte del CO<sub>2</sub> como para su inyección en profundidad), la existencia de recursos explotables, los aspectos legales como la normativa aplicable, la disponibilidad del terreno, la proximidad a centros de población, la viabilidad económica y el confinamiento y la seguridad del almacenamiento.

#### 3.2. *Conexión entre las fuentes de emisión y los emplazamientos para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>.*

En la elección de emplazamientos es necesario tener presente las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> existentes, debiendo realizarse una evaluación detallada de una serie de factores que pesarán sobre la viabilidad final del almacenamiento:

- el desarrollo socio-económico futuro de la zona,
- las características de las fuentes, tipo y volumen de las emisiones,
- las rutas existentes para el transporte del CO<sub>2</sub>,
- la distancia a los centros de emisión,
- el volumen de almacenamiento requerido y disponible, etc.

Algunos autores consideran la **identificación de las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>** como el primer paso a dar en la selección de emplazamientos. Ello consiste en seleccionar aquellas fuentes puntuales<sup>1</sup> más importantes desde el punto de vista de la cantidad de emisiones, y que son fundamentalmente:

- las centrales térmicas de carbón y petróleo,
- las industrias cementeras y
- las industrias cerámicas.

Este inventario debe incluir al menos la identificación, la situación geográfica, el tipo de fuente y la magnitud y composición de las emisiones, información que se puede gestionar mediante un SIG (Sistema de Información Geográfica).

---

<sup>1</sup> Necesarias para poder acometer el secuestro del CO<sub>2</sub>, por lo que las fuentes dispersas como pueden ser las asociadas a la automoción no son válidas.

En aquellas zonas donde ha tenido lugar una explotación de hidrocarburos, se cuenta con una serie de infraestructuras (carreteras, pozos, red de oleoductos y gaseoductos, etc.) que abaratarían y facilitarían el transporte o transferencia del CO<sub>2</sub> desde las fuentes a los almacenes, y su posterior inyección en una formación geológica previamente seleccionada. En cuencas inmaduras desde el punto de vista de la explotación, cualquier actividad de este tipo resulta más costosa que en cuencas maduras, donde la geología e hidrogeología se conocen, las reservas de hidrocarburos se han descubierto total o casi totalmente, y la infraestructura y la producción están bien desarrolladas tras años de trabajo.

En relación con la **distancia entre fuentes y almacenes** se daría prioridad a las áreas próximas a los focos emisores, así como aquellas próximas a las líneas de distribución y transporte (oleoductos y gaseoductos). En el Norte de EEUU existe un gaseoducto que transporta CO<sub>2</sub> a Canadá para su inyección en campos de petróleo (EOR) cubriendo una distancia de unos 500 km, lo que la hace una de las mayores, si no la mayor de las infraestructuras conocidas para el transporte del CO<sub>2</sub>. En este sentido, habrá que cuantificar un parámetro crítico en la selección de emplazamientos y que es el de la máxima distancia fuente-almacén. Esta evaluación deberá contemplar los factores orográficos y las infraestructuras viales existentes entre el punto de emisión y el almacenamiento.

Es necesario además estimar la **capacidad de los almacenes** para evaluar si se ajusta al volumen de suministro de gas y por otro lado, valorar si las tasas de inyectividad previsibles en el emplazamiento son adecuadas para las tasas de emisión de CO<sub>2</sub> de la fuente. La determinación de esta capacidad va a ser específica de cada área y tipo de estrato, debiendo tener presente las distintas formas de almacenamiento del CO<sub>2</sub> en cada una de ellas.

Todas estas consideraciones afectan a los costes finales de cualquier proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, por lo que es importante tenerlas en cuenta en las fases iniciales de la selección de emplazamiento, antes de proceder a una caracterización detallada de los sitios candidatos.

### **3.3. Existencia de recursos**

Al igual que en otros casos de selección de áreas favorables (p.e. almacenamientos de residuos radiactivos), es necesario evitar las zonas con recursos en explotación, estratégicos o de potencial interés en el futuro. Estos recursos comprenden:

- materias primas energéticas,
- recursos minerales,
- recursos hídricos,
- recursos medioambientales y culturales

Los recursos hídricos presentes en los acuíferos próximos al almacenamiento (acuíferos en explotación o susceptibles de serlo en un futuro) o a techo de la formación almacén, deberán ser entendidos como tales recursos y, por tanto, evitados como lugar para un almacenamiento<sup>2</sup>.

La presencia de recursos relativos al patrimonio cultural y natural<sup>3</sup> serán una eventual causa de exclusión en la selección de emplazamientos.

---

<sup>2</sup> En EEUU se consideran aguas explotables aquéllas que tienen un total de sólidos disueltos por debajo de 3000mg/l y se limita la inyección de CO<sub>2</sub> a acuíferos con valores superiores a 10000 mg/l (Pashin *et al.*, 2003).

<sup>3</sup> Una parte importante de la superficie de la Península Ibérica corresponde a zonas de parques naturales, reservas naturales, patrimonios cultural u otros calificativos que habrá que tener en cuenta a la hora de la selección de emplazamientos

### **3.4. Aspectos legales**

#### **3.4.1. Regulación nacional**

Cada Estado regula la inyección y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> dentro de su jurisdicción, de acuerdo con su normativa nacional y teniendo en cuenta, además, tratados internacionales específicos, especialmente en el caso de emplazamientos marinos. Esta normativa puede venir dada por las leyes de minería, de conservación de recursos, sobre el agua potable, de almacenamiento de residuos, de producción de gas y petróleo, de tratamiento de gases a altas presiones, o por cualquier otra normativa específica (IPCC, 2005).

La regulación del almacenamiento de CO<sub>2</sub> presenta una serie de retos entre los que se incluyen la escala espacial de la actividad, la necesidad de monitorizar y verificar la contención del CO<sub>2</sub> tras la inyección, y el largo periodo temporal necesario de almacenamiento, retos que requerirán consideración específica dentro de dicha regulación.

En muchos países, entre los que se encuentra España, se carece actualmente de un marco regulador general para esta práctica. En algunos países se ha apuntado la opción de seguir la normativa establecida para los almacenes de petróleo y gas y/o almacenamiento de gases ácidos. En Canadá, por ejemplo, las tasas de inyección de gases ácidos en yacimientos de gas y petróleo semiagotados están reguladas, limitándose las presiones máximas de inyección al 90% de las presiones de fracturación de la roca, si se trata de acuíferos salinos (Bachu *et al.*, 2004). Otro aspecto importante que también contempla la normativa en el caso de almacenes casi agotados de petróleo y gas es el inventario y estado de todos los pozos realizados en la cuenca, con objeto de garantizar el correcto sellado de todos ellos antes de realizar cualquier inyección de gas.

#### **3.4.2. Derechos de propiedad del subsuelo**

Otros aspectos legales que surgen con el almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> son los relacionados con la propiedad del subsuelo: ¿a quién pertenece el CO<sub>2</sub> almacenado?, ¿cómo se puede gestionar el almacén para garantizar el mínimo daño a otros derechos de propiedad (recursos minerales, aguas subterráneas) que comparten el mismo espacio?.

El tratamiento de todos estos aspectos variará en función del marco legal aplicable sobre la propiedad del subsuelo. Los derechos a usar el subsuelo podrían garantizarse separándolos de los correspondientes a los de la propiedad de los espacios en superficie (IPCC, 2005).

#### **3.4.3. Responsabilidades a largo plazo**

Es importante que las responsabilidades que apliquen al proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> estén claras para el proponente, incluyendo aquéllas que son aplicables tras el cese del proyecto. La forma en que se establezcan estas responsabilidades puede tener implicaciones importantes sobre los costes y la percepción del público sobre el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (IPCC, 2005).

Los costes de la monitorización y verificación, y los riesgos de posibles escapes serán aspectos muy importantes a considerar en la gestión de la responsabilidad. Además, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> a largo plazo involucrará responsabilidades intergeneracionales y, por tanto, la justificación de actividades que implican una dimensión ética.

### **3.5. Centros de población**

Se excluirán las zonas pobladas (ciudades, pueblos, etc.) como áreas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, por razones de seguridad, tanto operacional como post-operacional, y por posible oposición social.

### **3.6. Percepción y aceptación del público**

Los estudios sobre percepción y aceptación del público del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> están todavía en una fase inicial (IPCC, 2005). Este aspecto supone actualmente un reto debido, por una lado, a la naturaleza técnica del tema, con pocos puntos de conexión directa con el marco legal de referencia para muchos conceptos clave y, por otro, al estado incipiente de la tecnología, con pocos ejemplos prácticos que puedan ser ilustrativos para el público.

### **3.7. Viabilidad económica**

Pese a que el almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> es técnicamente posible, la viabilidad de un proyecto de este tipo necesitará la consideración previa de aspectos económicos entre los que se incluyen los costes de la captura, el transporte hasta las áreas de inyección, la compresión del gas y su inyección en profundidad.

Los equipos y tecnologías necesarios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> han sido ya ampliamente utilizados por la industria energética, por lo que las estimaciones económicas de un proyecto de almacenamiento se pueden realizar con bastante precisión, al menos en su fase final de inyección.

En algunos emplazamientos donde existe ya una red de distribución del CO<sub>2</sub> desde instalaciones centralizadas hasta los pozos de inyección, esta infraestructura se incluye en las estimaciones económicas, ya que su reutilización puede reducir los costes en algunos emplazamientos. Para operaciones EOR o ECBM (*Enhanced Coal Bed Methane*) se pueden requerir instalaciones adicionales, aunque en el balance final se deben considerar los beneficios que se deriven de estas actividades. También pueden existir gastos adicionales por los trabajos de remediación de pozos abandonados, aunque no se suelen incluir en las estimaciones económicas.

Dejando aparte los costes de la captura, la compresión y el transporte del CO<sub>2</sub> hasta el sitio de inyección, los factores que principalmente van a intervenir en el coste del almacenamiento del CO<sub>2</sub> son la profundidad de la formación almacén, el número de pozos necesarios para inyectar, la infraestructura necesaria y la gestión del proyecto.

Los costes operacionales incluyen la mano de obra, el mantenimiento y el combustible necesarios. En las estimaciones se incluyen los costes de licenciamiento, los estudios geológicos, geofísicos y de fiabilidad requeridos en la selección de emplazamiento, su caracterización y las evaluaciones previas al inicio del almacenamiento. Los costes variarán de sitio a sitio, dependiendo de la cantidad de datos disponible, de la complejidad geológica de las formaciones y de los riesgos de liberación. Dependen de la opción de almacenamiento (yacimientos de gas y petróleo, formaciones salinas...), localización, profundidad y características de la formación almacén, y de los beneficios y los precios de los productos vendibles. Los emplazamientos terrestres dependen de la localización, el terreno y otros factores geográficos. Los costes unitarios generalmente son mayores en emplazamientos marinos (plataformas o instalaciones submarinas) con costes de operación más altos.

La monitorización del almacén añadirá costes adicionales que, generalmente, se evalúan de manera separada de los costes del almacenamiento. Estos costes dependerán de los requisitos reguladores y de la duración de la monitorización. A largo plazo, puede haber costes adicionales para remediación y por responsabilidades.

### **3.8. Requisitos de comportamiento, ambientales y de seguridad**

Antes de proceder a la selección final de emplazamientos es importante estimar cuánto tiempo estará almacenado el CO<sub>2</sub> y demostrar que el almacenamiento será seguro durante este tiempo. El análisis del comportamiento del sistema, de su potencial impacto medioambiental y de

la seguridad a medio y largo plazos, bajo distintos escenarios, permitirá identificar los emplazamientos más adecuados y susceptibles de estudios detallados de caracterización, económicos y de ingeniería.

La liberación de CO<sub>2</sub> desde pozos de inyección, pozos abandonados, a través de fallas naturales o inducidas por la inyección, o de unidades confinantes poco efectivas, puede dar lugar a riesgos potenciales sobre el hombre y el medioambiente tanto a escala regional como local, además de hacer inefectiva la estrategia de mitigación del cambio climático global por efecto de los gases invernadero de origen antrópico. Eventualmente, podría degradar la calidad del agua subterránea, dañar recursos energéticos y minerales y tener efectos letales sobre las plantas y los animales del subsuelo. La liberación de CO<sub>2</sub> a la atmósfera también podría ocasionar problemas sobre la seguridad y la salud locales (IPCC, 2005). Para evitar estos potenciales impactos se requiere una cuidadosa selección de emplazamientos, identificar las posibles vías de liberación y establecer los requisitos de diseño y operacionales que minimicen las posibilidades de liberación, así como los de monitorización, medida y verificación del confinamiento.

Es necesario realizar evaluaciones del impacto ambiental y de la seguridad a partir del entendimiento de los procesos físicos y químicos asociados a la inyección y al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, de los modelos predictivos del comportamiento y destino del CO<sub>2</sub> así como del conocimiento de las características más importantes de cada sitio, para demostrar que el emplazamiento es capaz de cumplir con los requisitos solicitados, requisitos que van a depender, en gran medida, de los mecanismos de atrapamiento y del medio geológico propuesto para almacén.

En todas estas evaluaciones es necesario realizar estimaciones mediante modelos predictivos que van a ser clave en el diseño, operación y análisis de los proyectos de inyección de CO<sub>2</sub>, así como de su evolución en el tiempo. Para este fin, actualmente se están utilizando y adaptando códigos del ámbito de las explotaciones de hidrocarburos y geotérmicas. Pese a que no existe todavía una metodología integral común bien establecida para afrontar estas evaluaciones, las ya desarrolladas en el área del almacenamiento geológico de los residuos radiactivos de alta actividad pueden resultar un punto de partida útil, aunque su aplicabilidad puede estar limitada por el distinto tipo y volumen del material geológico considerado en uno y otro caso. Se han realizado algunas aproximaciones preliminares siguiendo métodos deterministas clásicos, así como aproximaciones probabilistas (Monte Carlo) similares a las utilizadas para el almacenamiento de residuos radiactivos.



## 4. CRITERIOS GEOLÓGICOS A ESCALA DE CUENCA Y REGIONAL

La selección de emplazamientos requiere la previa selección de formaciones favorables. Esta selección se hace a dos niveles:

- 1) Selección del área de emplazamiento
- 2) Selección de los emplazamientos de inyección

La selección del área de emplazamiento contempla también dos niveles de criterios:

- a) Criterios a escala de cuenca o criterios regionales
- b) Criterios específicos del tipo de formación

Los **criterios** geológicos a aplicar a **escala de cuenca** son de distinto tipo:

- Tectónicos y estructurales
- Geológicos, Estratigráficos y Litológicos
- Hidrogeológicos e Hidrogeoquímicos
- Geotérmicos
- Económicos, políticos y sociales.

Estos criterios tienen como objetivo final determinar la existencia de formaciones favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>:

- yacimientos agotados de petróleo o gas,
- formaciones permeables profundas,
- formaciones carboníferas o yacimientos de carbón o
- formaciones de sales
- y su localización.

Estas formaciones deberán tener una adecuada capacidad e inyectividad, un sello confinante adecuado, así como un entorno geológico suficientemente estable que garantice la integridad del emplazamiento a corto y largo plazo (IPCC, 2005).

A continuación se describen los criterios geológicos de favorabilidad de emplazamientos a escala de cuenca y regional para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### 4.1. *Criterios tectónicos y estructurales*

#### 4.1.1. Contexto geodinámico

Un primer criterio geológico de selección de áreas favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> podría derivar de la diferenciación entre zonas geológicas de rango mayor, es decir entre *zonas cratónicas, orógenos y cuencas sedimentarias*. Una aplicación de estos criterios a la Península Ibérica se presenta en el Cap. 6.

Los orógenos activos y las zonas cratónicas no se consideran zonas idóneas para un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>, debido a que no poseen las rocas con las características adecuadas para ello, bien porque el tipo de roca es cristalina y normalmente muy fracturada, o

bien porque la intensa fracturación persistente implica la ausencia de formaciones que actúen como sellos continuos (Bachu, 2000). Las cuencas sedimentarias, por el contrario, poseen, por regla general, el tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar el CO<sub>2</sub>. En general son áreas poco o nada fracturadas y además en ellas se encuentran, generalmente, las plantas de generación de energía.

La favorabilidad de las cuencas sedimentarias para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> depende en parte de su localización en la placa continental. Las **cuencas formadas en el centro o cerca del borde de placas continentales estables** son excelentes objetivos para considerar como lugares de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, porque poseen la estabilidad y estructura necesarias para ello (Benson and Cook, 2005). Tales cuencas se encuentran dentro de muchos continentes y alrededor del océano Atlántico entre otros. Igualmente las **cuencas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas**, constituyen buenos objetivos y han de ser consideradas en el proceso de selección; por el contrario, las **cuencas sedimentarias situadas en áreas tectónicamente activas** son menos recomendables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y éstas deben ser, en todo caso, cuidadosamente estudiadas, debido al potencial riesgo de escape de CO<sub>2</sub>.

En el polo opuesto a las primeras, se encuentran las **cuencas sedimentarias situadas en los bordes de placas activas**, donde existe subducción o entre cadenas de plegamiento activas; normalmente son cuencas sujetas a alta actividad tectónica, con sedimentos sinorogénicos, plegados y fallados y presencia de procesos volcánicos y sísmicos, por lo que no proporcionan un lugar idóneo para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Por todo lo expuesto, cada cuenca debe ser evaluada como una cuenca individual, ya que existen casos, como son las Cuencas de Los Ángeles y del Valle de Sacramento, en California (Benson and Cook, 2005), en los que a pesar de ser zonas con alta actividad tectónica y sísmica, se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos, lo que demuestra una buena capacidad de almacenamiento de las formaciones involucradas.

De manera general, cuencas con **limitadas potencialidades para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>** son probablemente todas aquéllas que (IPCC, 2005):

- estén muy falladas y fracturadas,
- estén situadas en cinturones de plegamiento,
- presenten secuencias muy discordantes,
- muestren importantes procesos de diagénesis

Los citados pueden considerarse **critérios excluyentes** y permitirán descartar áreas *a priori*.

#### 4.1.2. Fracturación y sismicidad

Dentro de la búsqueda de las condiciones geológicas que garanticen la estanqueidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, otra de las grandes aproximaciones al establecimiento de criterios geológicos para la selección de áreas favorables es la que se deriva del análisis de la deformación y fracturación dentro de su contexto geodinámico y su relación con la sismicidad.

Dados los posibles efectos de la sismicidad sobre la seguridad del almacén, éste debe estar preferiblemente ubicado en **zonas de baja o nula actividad sísmica**, es decir, en zonas en las que la sismicidad previsiblemente no será relevante como para provocar alteraciones significativas en las propiedades de la roca almacén y/o sello.

Aunque la predicción de terremotos no es aún posible, el estado del conocimiento permite delimitar la mayor parte de las áreas en las que se puede anticipar que ocurrirán terremotos en las próximas décadas o bien detectar fallas activas y condicionantes geológicos, como son: la velocidad de deformación, la datación del último evento de deslizamiento sísmico, el régimen tectónico y campos de esfuerzo e indicadores geomorfológicos de actividad actual o reciente (Cuaternario).

Estos factores constituyen **criterios condicionantes** de la idoneidad de la cuenca y deberán ser representados cartográficamente para delimitar áreas de mayor y de menor interés.

La disposición geométrica de una falla o zona de falla respecto al campo de esfuerzos existente en una zona dada de la corteza condiciona su comportamiento mecánico, de forma que ante una orientación favorable se requiere su caracterización como **fuelle sismogenética** o **fuelle tectónica capaz** (CSN, 1998). Por **fuelle sismogenética** se entiende una zona terrestre con potencialidad de generar terremotos diferente a las zonas que la rodean, lo que incluye un amplio abanico de posibilidades, desde una estructura tectónica bien definida, hasta una zona extensa con sismicidad difusa; una **fuelle tectónica capaz** es una estructura tectónica, que bajo el régimen tectónico existente, puede generar vibraciones en el suelo o deformación.

Hay que tener en cuenta que la **historia geológica reciente** del área, los movimientos de bloques corticales, las reactivaciones de fallas, etc., durante la evolución de la cuenca sedimentaria son los **factores que condicionan** la sedimentación y el modelo de depósito que afecta a la distribución de facies, la porosidad y las áreas de erosión. Por tanto la investigación de las asociaciones genéticas y espaciales entre:

- las estructuras de basamento,
- las orientaciones de lineamientos superficiales, y
- las tendencias sedimentológicas,

pueden ayudar a la identificación de las vías potenciales de flujo para la migración de CO<sub>2</sub> en un ambiente sedimentario.

Estos factores son asimismo **criterios condicionantes** que deberán analizarse en conjunción con los anteriores, estableciendo las correspondientes conexiones y dependencias.

### ***Fracturación y sismicidad inducidas por la presión inyección de CO<sub>2</sub>***

La inyección en profundidad de CO<sub>2</sub> u otros fluidos en una roca porosa y a una presión sustancialmente más alta que la **presión hidrostática de la formación** puede inducir fracturación y movimiento a lo largo de las fallas preexistentes (Healy *et al.*, 1968; Gibbs *et al.*, 1976; Raleigh *et al.*, 1976; Sminchak *et al.*, 2002; Streit *et al.*, 2005; Wo *et al.*, 2005), lo que a su vez puede favorecer la formación de vías de escape para el CO<sub>2</sub> inyectado. Para determinar las **máximas presiones de inyección** que eviten tales efectos adversos es necesaria la modelización geomecánica del almacenamiento.

Los métodos geomecánicos para la estimación de la estabilidad y las máximas presiones de fluidos aplicables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> requieren:

- la determinación de los esfuerzos *in situ*,
- el estudio de la geometría de fallas, y
- la medición de la resistencia de las rocas

Estos métodos de evaluación de la fracturación frágil han sido ya aplicados a estudios de selección de áreas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Rigg *et al.*, 2001; Gibson-Poole *et al.*, 2002; Streit y Hillis, 2003; Johnson *et al.*, 2005).

Jiménez and Chalaturnyk (2003) sugieren además que los **procesos geomecánicos** que se producen durante la explotación y agotamiento de determinados yacimientos en campos de hidrocarburos y la posterior inyección de CO<sub>2</sub>, pueden afectar a la integridad hidráulica del sello; así, el movimiento a lo largo de fallas se puede producir por los cambios inducidos en el régimen de esfuerzos pre-operacional.

La fracturación inducida y la activación de fallas existentes puede generar dos tipos de riesgos, primero, el fallo frágil y la microsismicidad que pueden generar una permeabilidad secundaria proporcionando los caminos de flujo para la migración del CO<sub>2</sub> (Streit and Hillis, 2003) y, en segundo lugar, la activación de fallas que puede, en principio, inducir terremotos lo suficientemente grandes como para producir un daño en el almacenamiento (Healy *et al.*, 1968).

La actividad microsísmica inducida por la inyección de fluidos en sondeos, ha sido puesta de manifiesto en Campo petrolífero de Rangely en Colorado (USA, Gibbs *et al.*, 1973; Raleigh *et al.*, 1976), en los sondeos del programa de perforación profunda en Alemania (Shapiro *et al.*, 1997; Zoback and Harjes, 1997) o en Alberta (Canadá) en el campo petrolífero de Cold Lake (Talebi *et al.*, 1998).

La inyección profunda de fluidos puede inducir terremotos de magnitud local moderada producidos por el incremento de la presión de fluidos en la región del hipocentro del evento sísmico, como los terremotos de Denver en 1967 de magnitud local  $M_l=5.3$ , y los terremotos de Ohio de 1986-1987 de  $M_l=4.9$  (Healy *et al.*, 1968, Wyss and Molnar, 1972; Ahmad and Smith, 1988).

Por otra parte, la alteración del campo de esfuerzos local como consecuencia de la inyección puede modificar también la capacidad del almacenamiento, producir levantamientos o subsidencias, alterar las propiedades hidrogeológicas del almacén y generar desplazamiento de salmueras en acuíferos, que pueden dar lugar a un incremento de los niveles piezométricos y en la salinidad del agua de pozos de extracción. Es necesario por tanto predecir la respuesta del almacén ante estas alteraciones (modelización geomecánica).

#### **4.2. Existencia de formaciones almacén y sello**

Un criterio clave a seguir en la selección de cuencas y emplazamientos es la existencia de formaciones que presenten porosidad y potencia adecuadas (capacidad de almacenamiento) y una permeabilidad suficiente (buena inyectividad del CO<sub>2</sub>). Además, la formación almacén debe estar limitada a techo por unidades confinantes (sellos) extensas para evitar liberaciones de CO<sub>2</sub> hacia niveles superiores y, en último término, a la biosfera.

Por tanto, es un **criterio de favorabilidad** la existencia en la cuenca, confirmada o previsible, de formaciones:

- a) **Almacén**, con una porosidad y permeabilidad adecuadas, por encima de un valor umbral dado, extensas y de potencia y homogeneidad litológica suficientes, y
- b) **Confinantes**, a techo de las anteriores, con permeabilidad al CO<sub>2</sub> libre por debajo de un valor umbral y con potencia y continuidad lateral adecuadas.

Y es un **criterio excluyente** si puede descartarse la presencia de una de las dos formaciones y/o su posición relativa.

La existencia de **formaciones permeables con intercalaciones impermeables** o poco permeables dentro de la formación almacén (**cambios laterales de facies**), constituye un **criterio condicionante**, sujeto a evaluación detallada.

#### 4.2.1. Confinamiento

El emplazamiento deberá ubicarse en un medio geológico que garantice la separación física permanente entre el CO<sub>2</sub> almacenado y la biosfera. Una de las principales características exigidas a un emplazamiento geológico para ser catalogado como posible almacén es que constituya un marco geológico **que garantice el confinamiento del CO<sub>2</sub> en profundidad**, es decir, 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.

En este contexto se entiende por trampa aquellas configuraciones geológicas que, respondiendo a causas tectónicas (pliegues, fallas, etc.) o estratigráficas (debidas a factores litológicos, sedimentarios o paleogeográficos: cambios laterales de facies, acuñaientos, lentejones y arrecifes, paleocauces, etc.), resulten en la presencia conjunta de un medio permeable confinado por otro impermeable capaz de evitar la liberación de los fluidos contenidos en el primero (pares almacén-sello). Los campos de petróleo y gas son uno de los análogos más claros de este tipo de estructuras geológicas que garantizan el aislamiento del fluido almacenado (Fig. 4.2.1). Como ejemplo gráfico de lo que se pretende encontrar, son el resultado de la migración de hidrocarburos generados en un área madre, frecuentemente ubicada a kilómetros de distancia, que han ido atravesando diferentes medios porosos hasta quedar confinados por una trampa. En este sentido, la idoneidad de los campos de gas y petróleo está avalada por los millones de años que han permanecido en condiciones de estanqueidad.

- Es necesario identificar **formaciones almacén** que formen parte de trampas o que estén limitadas a techo por sellos impermeables adecuados que eviten el escape a la atmósfera del CO<sub>2</sub> inyectado.

La caracterización detallada de las unidades confinantes es uno de los aspectos más relevantes a efectos de evaluar el comportamiento del sistema almacén a lo largo del tiempo. Desde el punto de vista litológico y geométrico, la idoneidad de un sello no excluye la presencia de fallas o fracturas que puedan constituir vías preferenciales para el escape del CO<sub>2</sub>. De ahí se deriva la importancia de demostrar la idoneidad del sello (considerando sus eventuales zonas de fractura) frente a la liberación del CO<sub>2</sub> y anticipar su correcto funcionamiento durante las operaciones de inyección (fracturación inducida, etc.).

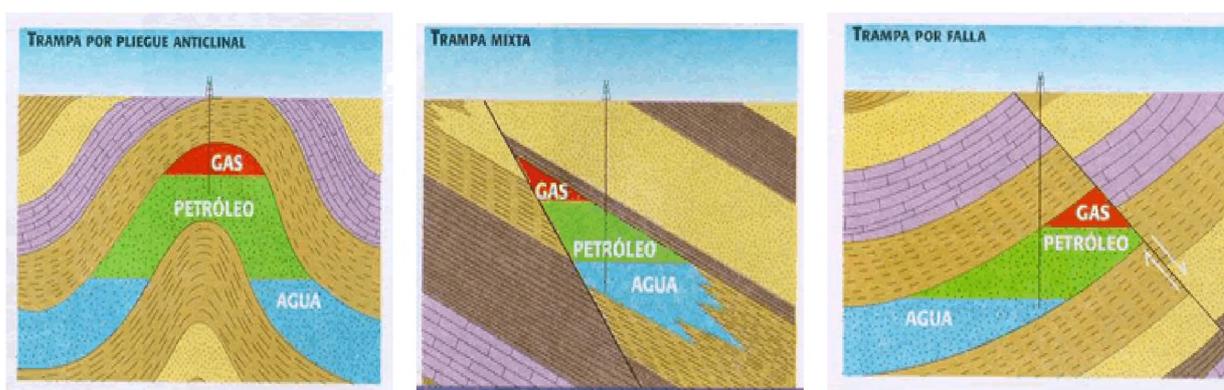


Fig. 4.2.1.- Tipos de trampas geológicas

#### 4.2.2. Porosidad y permeabilidad

La porosidad de una roca viene expresada por la relación entre el volumen de huecos y el volumen total, y da una idea de la capacidad de la formación para almacenar fluidos. Sin embargo, para la selección de una formación almacén importa exclusivamente la porosidad efectiva (20-50% de la total), que corresponde al porcentaje de poros conectados, y que refleja el volumen real de huecos susceptible de ser ocupado por el CO<sub>2</sub>. En la porosidad influyen varios factores como son la forma de los granos, la disposición de estos y su tamaño, por lo que cada tipo de roca presenta un rango de porosidad característico.

Los factores que determinan la permeabilidad de una formación pueden ser extrínsecos o intrínsecos: los primeros son los propios de la formación y dependen del tamaño de poro, en tanto que los segundos son los que dependen de las características del fluido, como por ejemplo, la viscosidad y el peso específico. Al igual que sucede con la porosidad, cada tipo de roca se caracteriza por presentar determinados valores de permeabilidad.

Ambas propiedades, porosidad y permeabilidad, están estrechamente relacionadas, y desempeñan un papel fundamental en la selección de cualquier almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La formación almacén no basta con que sea porosa (volumen relativo de huecos), sino que además debe ser permeable, esto es, los poros deberán estar conectados para permitir la circulación de fluidos a través<sup>4</sup> de ella.

La **porosidad** y la potencia de la formación permiten calcular el volumen total disponible para almacenar CO<sub>2</sub>, el cual puede convertirse a su vez en toneladas de CO<sub>2</sub> que pueden ser almacenadas en base a la relación entre temperatura, presión y densidad del CO<sub>2</sub>. Esta capacidad de almacenamiento puede aumentarse más allá de sus límites físicos si se producen fenómenos de atrapamiento mineral (Bachu *et al.*, 1994).

La **permeabilidad** de la roca es el factor principal para establecer el caudal de inyección. Es interesante para poder alcanzar tasas de inyección elevadas, contar con zonas con una permeabilidad local alta, si bien, a escala regional, sería de interés una formación con una permeabilidad baja a fin de aumentar los tiempos de tránsito del CO<sub>2</sub> en la formación almacén. Es preferible la inyección en zonas con valores de permeabilidad altos ya que las presiones de inyección necesarias son menores, evitando así el posible riesgo de inducir fracturas que serían caminos preferentes para la fuga del CO<sub>2</sub> almacenado.

Si bien la porosidad es una propiedad isótropa<sup>5</sup>, no es así la permeabilidad, que es anisótropa, pudiendo diferenciarse una permeabilidad vertical (favorable al ascenso del CO<sub>2</sub> a techo de la formación almacén hasta contactar con la formación sellante) y otra (o varias) horizontal o lateral (favorables al desplazamiento lateral de los fluidos, de acuerdo con los gradientes presentes). La variación vertical y lateral de esta propiedad (anisotropía) puede ser importante en una misma cuenca y, por supuesto, entre cuencas. Ambas permeabilidades tienen su importancia en la dinámica del CO<sub>2</sub> dentro del repositorio.

Las estimaciones basadas en estas dos propiedades, permiten tener valores bastante aproximados de la potencialidad de cada emplazamiento para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y de este modo, servir para las estimaciones económicas y toma de decisiones.

#### 4.2.3. Extensión y continuidad litológica

La extensión y continuidad litológica así como la potencia de la formación almacén son cruciales para determinar la capacidad de almacenamiento del sitio. Serán **prioritarias** las

---

<sup>4</sup> Una 'pumita' (piedra pómez) es porosa pero no permeable, al no estar los poros conectados.

<sup>5</sup> Aunque algunos han apuntado cierta anisotropía bajo ciertos puntos de vista.

formaciones con **gran extensión lateral y sin perturbaciones** que pudieran actuar como vías de flujo preferentes. Así, formaciones **sin variaciones importantes de permeabilidad** en todo su dominio serán favorables para el fin que se pretende.

Se debe destacar en este punto la importancia de los **cambios laterales de facies** desde dos perspectivas diferentes:

- **favorable**, al poder constituir trampas y, en el caso de la presencia y distribución de intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén, retardar el desplazamiento tanto vertical como horizontal del CO<sub>2</sub> y al mismo tiempo favorecer su disolución en el agua de la formación. Y otra
- **desfavorable**, ya que los cambios laterales de facies pueden actuar como vías de transferencia del CO<sub>2</sub> a zonas alejadas del almacenamiento y, en último término, alcanzar la biosfera. El resultado es que la forma de la pluma de CO<sub>2</sub> ascendente a través de la matriz de la roca dependerá, en gran medida, de la heterogeneidad de la formación.

La **presencia de un sello a techo y otro a muro de la formación almacén** constituiría una situación **favorable**. Si no existen uno o varios sellos a techo de la formación almacén, existe un riesgo importante de que ocurran escapes de CO<sub>2</sub> no deseados.

Por su parte, la **extensión y continuidad litológica del sello a techo de la formación almacén** son también importantes para establecer el área de confinamiento y las vías de escape potenciales, ya que son barreras de permeabilidad que impiden o dificultan la migración del CO<sub>2</sub> desde el punto de inyección. La integridad del sello depende de su distribución espacial y de sus propiedades físicas. El sello debería tener carácter regional y ser litológicamente uniforme, especialmente en su base (IPCC, 2005). La existencia de cambios laterales de facies en sus unidades inferiores puede favorecer la liberación del CO<sub>2</sub> desde el almacén hacia los niveles superiores.

Para una selección definitiva de emplazamientos es necesario evaluar la integridad de la formación almacén y del sello frente a posibles perturbaciones como consecuencia de la inyección (microsismicidad y reactivación de fallas, fracturas), futuras intrusiones humanas (sondeos) y las posibles alteraciones negativas de las propiedades del mismo como consecuencia de interacciones CO<sub>2</sub>-agua-roca.

### **4.3. Litologías favorables**

Otro de los criterios que debe considerarse cuando se evalúa la idoneidad de un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es la litología de las rocas que van a intervenir en el almacenamiento, tanto de la formación almacén como de la roca de sello. La composición mineralógica y las características texturales de las rocas van a tener una influencia en el comportamiento del CO<sub>2</sub> en el emplazamiento, ya que el CO<sub>2</sub> que se disuelva en el agua de la formación va a interactuar con los minerales de la roca y producir una serie de reacciones químicas que pueden aumentar o disminuir el potencial de captura o atrapamiento del CO<sub>2</sub> (Gunter *et al.*, 1993) y, por lo tanto, influir en la cantidad de CO<sub>2</sub> que puede ser almacenado.

Además, las características mineralógicas y texturales, como son tamaño, forma y empaquetamiento de los granos, configuran la porosidad y la permeabilidad de las rocas. Los procesos de interacción entre los fluidos con CO<sub>2</sub> y los componentes minerales, principalmente disolución y precipitación, van a modificar las características litológicas de las rocas y, por lo tanto, podrán influir sobre su porosidad y permeabilidad.

Por su parte, la roca de sello debe ser una capa impermeable de baja porosidad que dificulte la migración vertical del CO<sub>2</sub> libre, haciendo que permanezca confinado a techo de la formación almacén. Esta roca de sello proporciona un mecanismo muy importante de atrapamiento para la seguridad del almacenamiento a largo plazo.

Las distintas funciones que la roca almacén y la roca de sello van a desempeñar en el sistema del almacenamiento hace que requieran litologías con características diferentes.

#### 4.3.1. Formación almacén del CO<sub>2</sub>

La litología de la formación alojante varía en función de la opción de almacenamiento que se contemple. Esto implica diferencias significativas de comportamiento del CO<sub>2</sub>, en cuanto a la forma de retención y a los procesos geoquímicos de interacción que pudieran producirse entre el CO<sub>2</sub> y la roca almacén.

En el caso del almacenamiento en **formaciones permeables profundas**, cuando se inyecta el CO<sub>2</sub> en la formación geológica, parte de él será atrapado como un fluido supercrítico (atrapamiento estructural o estratigráfico). En este estado el CO<sub>2</sub> puede considerarse como libre y se elevará debido a su capacidad de flotación en el agua, acumulándose debajo de la roca de sello. Otra parte del CO<sub>2</sub> puede disolverse en el agua intersticial (atrapamiento por disolución). La disolución aumenta la acidez del agua y afecta a la solubilidad de los minerales que componen la roca. Posteriormente, el CO<sub>2</sub> puede reaccionar con los minerales dando lugar a la precipitación de minerales secundarios, principalmente carbonatos. Este proceso se denomina atrapamiento mineral y es de gran interés porque puede inmovilizar el CO<sub>2</sub> y prevenir su retorno a la atmósfera (Xu *et al.*, 2000). Distintos autores se han referido al atrapamiento mineral como un secuestro permanente de CO<sub>2</sub>, debido a la habilidad de muchas fases carbonatadas para permanecer estables durante importantes periodos geológicos de tiempo (Bachu *et al.*, 1994; Perkins and Gunter, 1995).

Xu *et al.*, (2000) proponen una serie de **factores** que van a influir en la capacidad del atrapamiento mineral en una formación almacén:

- La naturaleza de la roca encajante (si es ígnea, metamórfica o sedimentaria).
- El origen del mineral (si es primario, autigénico, detrítico o secundario).
- La reactividad efectiva de los minerales, que es función de la permeabilidad y porosidad, de la superficie específica del mineral y del mecanismo de alteración.
- El contenido de minerales reactivos en la roca encajante.
- La accesibilidad del agua subterránea para la alteración mineral y la reacción de los constituyentes disueltos, con el CO<sub>2</sub>.

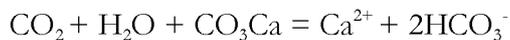
En la mayoría de las **rocas ígneas y metamórficas** la permeabilidad y la porosidad son muy pequeñas. La permeabilidad está determinada principalmente por la presencia, tipo y orientación de las fracturas. Los minerales que constituyen la roca normalmente son bastante cristalinos y de pequeña superficie específica, por lo que reaccionan lentamente. Por otra parte, la forma irregular de los cuerpos de este tipo de rocas limita la extensión a la cual el CO<sub>2</sub> inyectado sería confinado. Por todo ello, las formaciones ígneas y metamórficas no serían almacenes satisfactorios para albergar o secuestrar el CO<sub>2</sub>.

La **rocas ígneas extrusivas** están sujetas a limitaciones similares para albergar el CO<sub>2</sub> que las enumeradas para las rocas anteriores. Las rocas más frecuentes son los basaltos, que cubren grandes áreas en zonas localizadas de la Tierra. Los basaltos normalmente están muy fracturados y poseen también una porosidad vesicular. Tanto los componentes minerales microcristalinos

como el vidrio residual contienen importantes cantidades de Ca, Mg y Fe. Por lo tanto, estas rocas podrían ser importantes candidatas a roca almacén para el secuestro del CO<sub>2</sub>. Sin embargo, la permeabilidad y porosidad, generalmente bajas, producen una lenta velocidad de reacción mineral.

Entre las **rocas sedimentarias**, las areniscas y las calizas (u otras rocas carbonatadas), pueden presentar una porosidad y permeabilidad relativamente altas para contener agua y poder transmitirla, por lo que son rocas adecuadas para constituir acuíferos. Las **calizas** suelen presentar una baja porosidad primaria debido a la disposición original de sus componentes texturales, y por ello, las calizas sanas y no fracturadas tienen normalmente escasa capacidad de almacenar fluidos. Sin embargo, tienden a tener una alta porosidad secundaria, bien por fracturación o por disolución, debido a que el carbonato cálcico es muy soluble en agua, pudiendo llegar a ser buenos acuíferos subterráneos. Por otro lado, no presentan minerales reactivos, por lo que no se favorecerá el atrapamiento mineral del CO<sub>2</sub>.

Al inyectar el CO<sub>2</sub> en la formación, parte se disolverá en el agua, produciendo un ácido carbónico débil. El incremento de la acidez creada por la adición del CO<sub>2</sub> produce la disolución de muchos de los minerales carbonatados, siendo así parcialmente neutralizada. La reacción dominante para la calcita será:



En esta reacción un mol de CO<sub>2</sub> es almacenado en forma de bicarbonato, debido a la solubilidad del CO<sub>2</sub>. Este proceso se denomina atrapamiento iónico del CO<sub>2</sub>, que formaría parte del atrapamiento por solubilidad (*apartado 2.3 Mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub> en las formaciones geológicas*). Una reacción similar se producirá para la disolución de otros carbonatos (Rosenbauer *et al.*, 2005). Habrá un incremento de la solubilidad del CO<sub>2</sub>, que estará fundamentalmente relacionado con la composición química del agua de la formación (cuanto más salina es el agua, menos soluble es el CO<sub>2</sub>), pero no precipitarán nuevos minerales (Gunter *et al.*, 1993). Estas serían las reacciones en un sistema cerrado. Sin embargo, en un sistema abierto, si las condiciones del reservorio se modifican, puede haber precipitación de carbonatos. Según Czernichowski *et al.* 1993 (en van der Meer, 2005a), si hay una disminución de la presión o un aumento de la temperatura, podría darse precipitación de carbonatos en áreas alejadas del pozo de inyección. Las reacciones en cada caso van a depender principalmente de la mineralogía y la textura de la roca, la composición del agua de formación, la temperatura y la presión del almacén y de la velocidad del flujo.

Por lo tanto, en presencia de formaciones carbonatadas, habrá un aumento de la solubilidad del CO<sub>2</sub> y los principales mecanismos de almacenamiento serán el atrapamiento iónico e hidrodinámico, siendo las cinéticas de estas reacciones geoquímicas rápidas (Rosenbauer *et al.*, 2005). Aunque también puede haber atrapamiento mineral de CO<sub>2</sub>, por precipitación de carbonatos, si varían las condiciones de presión y temperatura.

Las **areniscas** generalmente tienen mayor porosidad primaria que las rocas carbonatadas. Se consideran las rocas sedimentarias de mayor porosidad y permeabilidad, y muchos de los acuíferos se localizan en estas rocas. Además, pueden presentar minerales capaces de reaccionar con el agua acidificada por el CO<sub>2</sub> y disolverse aportando cationes (Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup> y Fe<sup>2+</sup>) que pueden precipitar como carbonatos.

La capacidad de secuestro mineral de CO<sub>2</sub> de las rocas siliciclásticas dependerá de la cantidad de minerales reactivos que aporten Ca, Mg y Fe. Los minerales detríticos (reactivos) más abundantes en estas rocas generalmente son los feldespatos y las arcillas, seguidos de anfíboles, piroxenos y ceolitas, en forma de accesorios. En general, cuanto mayor contenido de feldespatos y arcillas presente la roca almacén, mayor cantidad de carbonatos se producirán y, por lo tanto,

mayor será el atrapamiento de CO<sub>2</sub>. En principio, las formaciones ricas en silicatos magnésicos y cálcicos serían las que presentan mejores condiciones para el atrapamiento mineral (Gunter *et al.*, 1993; Bachu *et al.*, 1994).

El atrapamiento mineral ocurrirá principalmente en forma de carbonatos de Ca, Mg y Fe. Además, debe mencionarse la dawsonita [NaAlCO<sub>3</sub>(OH)<sub>2</sub>], que se genera a partir de la disolución de feldespato potásico en aguas acidificadas y con un alto contenido en Na. Este mineral se ha observado, entre otros, en el análogo natural de Springerville-St Johns (EEUU) (Moore *et al.*, 2005). Las modelizaciones geoquímicas realizadas indican que la dawsonita puede formarse rápidamente en comparación con otros carbonatos, por lo que esta fase mineral es considerada como un sumidero potencialmente importante para el atrapamiento mineral (Johnson *et al.*, 2004). Además de la precipitación de carbonatos, si la lixiviación es muy importante, se formará caolinita, y si no es tan intensa, precipitarán illita, clorita o albita (Czernichowski *et al.*, 1993, en van der Meer, 2005a).

Sin embargo, debe señalarse que el atrapamiento del CO<sub>2</sub> mediante la precipitación mineral es un mecanismo lento. Según Gale (2004) cabe esperar que en los primeros años del almacenamiento (5 a 25 años) el atrapamiento mineral sea bajo (2-8%). A partir de ese momento, las reacciones serán más lentas, pudiendo ocurrir durante miles de años.

Por otro lado, Bachu *et al.* (1994), en un estudio sobre el atrapamiento mineral en la cuenca de Alberta (Canadá) indican que en cuencas sedimentarias grandes, con largos periodos de residencia del CO<sub>2</sub> (atrapamiento hidrodinámico), las reacciones con minerales básicos en los acuíferos podrían eliminar un porcentaje importante del CO<sub>2</sub> (entorno al 90% del CO<sub>2</sub> inyectado) y que la combinación de un sistema hidrodinámico abierto, junto con el mecanismo de atrapamiento mineral en algunos acuíferos de la cuenca de Alberta, pueden dar lugar a unas condiciones muy favorables para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>, eliminando la necesidad de las trampas estratigráficas de un sistema cerrado.

Otro aspecto a tener en cuenta es que las interacciones del agua-CO<sub>2</sub> y los minerales de la formación van a influir sobre la porosidad y la permeabilidad de la roca, mediante procesos de disolución y precipitación de minerales.

Dado que la disolución será el proceso dominante en las etapas tempranas del almacenamiento, la porosidad y la permeabilidad del acuífero deberían aumentar a escala local, cerca del pozo de inyección. La precipitación, en cambio, tendrá lugar en la región lejana del pozo y no será importante hasta que no haya transcurrido un largo periodo de tiempo, como se ha descrito anteriormente. Durante este tiempo, las aguas de la formación cargadas de CO<sub>2</sub> serán expuestas a una gran masa de roca, incrementándose el volumen de CO<sub>2</sub> inmovilizado (Bachu *et al.*, 1994).

Los efectos del CO<sub>2</sub> a largo plazo sobre las propiedades de la roca almacén (mineralogía, porosidad y permeabilidad) se han estudiado en dos formaciones diferentes del análogo natural “*Otway Basin*” (Australia) (Watson *et al.*, 2003):

- Una de ellas, la formación *Prety Hill*, está compuesta por un número elevado de minerales reactivos (feldespatos, fragmentos de roca y cemento de calcita, clorita y laumontita (ceolita)). Los productos de las reacciones son principalmente caolinita y cuarzo, y cantidades menores de anquerita (dolomita rica en Fe) y siderita. Como consecuencia de estas reacciones del CO<sub>2</sub>, la porosidad y la permeabilidad del reservorio sólo se encuentran ligeramente modificadas, debido a que los procesos de alteración han sido más importantes que los de disolución. Pese a haber un volumen considerable de CO<sub>2</sub> libre en la formación, una cantidad importante se ha consumido en las

reacciones minerales. Los resultados parecen tener importantes implicaciones para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

- La otra formación estudiada, *Waarre sandstone*, es una arenisca rica en cuarzo y con un bajo contenido en minerales reactivos, pero con una excelente porosidad y permeabilidad. Se ha observado una porosidad secundaria resultante de la disolución de los minerales de la matriz y del cemento por la acción del CO<sub>2</sub> y no han aparecido carbonatos en ninguna muestra, por lo que se deduce que no se ha producido atrapamiento mineral del CO<sub>2</sub>.

Según Watson *et al.* (2003), el atrapamiento mineral de CO<sub>2</sub> produce un atrapamiento permanente del CO<sub>2</sub>. El almacén ideal para esta forma de atrapamiento sería aquél que tuviera una permeabilidad y porosidad efectiva adecuadas y un tamaño fino de grano para incrementar la velocidad de reacción. También debería tener alto contenido en feldespatos y fragmentos de rocas lábiles, las cuales pueden reaccionar con el CO<sub>2</sub> para producir nuevos minerales. Estos autores concluyen que es necesario el entendimiento de las reacciones minerales con el CO<sub>2</sub> en la roca almacén y, por lo tanto, el conocimiento del potencial reactivo, para la selección de lugares de almacenamiento y para realizar la modelización del comportamiento del CO<sub>2</sub> en condiciones subterráneas (Watson *et al.*, 2003).

En cuanto al almacenamiento en capas de **carbón**, las características propias de la roca juegan un papel importante a la hora de seleccionar una formación para alojar el CO<sub>2</sub>. El rango (grado de alteración del carbón, que aumenta del lignito a la antracita), la composición maceral (componente orgánico del carbón cuyos grupos más importantes son: inertinita, liptinita y vitrinita) y la materia mineral influyen en la capacidad de adsorción del carbón (White *et al.*, 2005), mecanismo principal de retención del CO<sub>2</sub> a altas presiones en capas de carbón (Shi and Durucan, 2005). Cuando aumenta el rango del carbón, generalmente disminuyen la porosidad y la capacidad de adsorción. Para la mayoría de los proyectos comerciales de CBM, los carbones de medio rango presentan un contenido óptimo de gas y permeabilidad (White *et al.*, 2005). En cuanto a la composición maceral del carbón, la capacidad de adsorción generalmente es mayor para carbones ricos en vitrinita que para los ricos en inertinita. La vitrinita es el componente maceral que tiene mayor capacidad de adsorción del CO<sub>2</sub> de los tres grandes grupos (White *et al.*, 2005).

Por otro lado, la presencia de materia mineral en el carbón reduce el área superficial y la capacidad de adsorción, por lo que la capacidad de CO<sub>2</sub> en carbones con bajo contenido en materia mineral será mayor que en aquellos que tienen un mayor contenido.

Además, el CO<sub>2</sub> puede interaccionar con minerales presentes en el carbón y producir procesos de disolución y precipitación, como se ha explicado para el caso de formaciones permeables profundas. Cuando el CO<sub>2</sub> se inyecta en capas de carbón, se disuelve en el agua y se produce la acidificación de ésta. Si esta solución reacciona con los minerales, las altas presiones que se dan cerca del pozo de inyección puede producir la disolución de los carbonatos. Si la solución se transporta hacia el pozo de producción de CH<sub>4</sub>, donde la presión es más baja que cerca del pozo de inyección y, si se dan las condiciones adecuadas (como un índice de saturación positivo) pueden precipitar de nuevo los carbonatos. Esto produciría la obstrucción de los poros y fisuras y, por lo tanto, una disminución de la permeabilidad de las capas de carbón, lo que alteraría las características de adsorción del carbón. Además podría tener repercusiones económicas en el almacenamiento y en la recuperación del CH<sub>4</sub> (Smith and Revees, 2002).

Por último, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones de **sal** implica unas características litológicas diferentes a las demás formaciones estudiadas. El CO<sub>2</sub> se almacena en una cavidad disuelta en la sal y queda atrapado por la halita, que es un mineral prácticamente impermeable al CO<sub>2</sub>. El estudio de las características litológicas es importante a la hora de seleccionar un

almacén, pues estas formaciones contienen intercalaciones de rocas sedimentarias no salinas, que pueden constituir zonas para la liberación del CO<sub>2</sub> (Dusseault *et al.*, 2001).

#### 4.3.2. Formación de sellado

Las rocas que presentan una buena capacidad de sellado de la formación almacén normalmente son **pizarras** (Sleipner, Noruega), **arcillas** (Otway basin, Australia) y **rocas evaporíticas** (Weyburn Field, Canadá) (Bentham and Kirby, 2005).

Estas rocas reúnen buenas condiciones de sellado por su pequeño tamaño de poro, que requiere presiones capilares altas para saturar la roca y transmitir los fluidos. Además, en el caso de las pizarras, su disposición en láminas favorece el flujo horizontal del agua, y les hace ser barreras efectivas a la migración vertical del CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, tanto las rocas arcillosas como las pizarras suelen presentar altas concentraciones de minerales que pueden aportar cationes para atrapar el CO<sub>2</sub> en forma de carbonatos, como son los feldespatos y arcillas ricas en Fe y Mg, fundamentalmente cloritas, que son las arcillas mayoritarias de las pizarras. Las rocas evaporíticas también suelen presentar arcillas en su composición, además de carbonatos cementando la roca.

En general, las condiciones físicas y de composición en las que ocurre el atrapamiento mineral en la roca de sello son distintas a las que se producen en la formación alojante. Según Johnson *et al.* (2004), para una pizarra que actúe como formación de sello, las interacciones químicas entre el fluido rico en CO<sub>2</sub> y la mineralogía de la pizarra se localizan, principalmente, en el límite entre ésta y la formación alojante. Pero estas interacciones también se producen a lo largo de microfisuras de la pizarra (*intra-shale*) por donde puede penetrar el CO<sub>2</sub>. En estas condiciones, el fluido se mueve por advección y difusión, bastante más lentamente que en el acuífero, mientras el CO<sub>2</sub> interactúa con la roca constituida principalmente por clorita, cuya concentración total en Fe y Mg es mucho mayor que en el acuífero. Este escenario es bastante más favorable para la precipitación de carbonatos, debido a que se puede alcanzar una mayor concentración de Fe y Mg en el fluido a través de la disolución de silicatos. Este proceso de atrapamiento mineral es de gran importancia porque reduce continuamente la porosidad y permeabilidad de la pizarra (rellenando fracturas y poros) y, por lo tanto, favorecerá el aislamiento de la roca almacén.

Los resultados de una modelización del transporte reactivo del CO<sub>2</sub> en las areniscas selladas por **pizarras** de la formación Utsira (Sleipner, Noruega), en la que se analiza la evolución de la permeabilidad de la roca de sello durante y después de la inyección del CO<sub>2</sub> (Johnson *et al.*, 1994) indican que, después de 20 años, la porosidad y permeabilidad de los primeros 5 metros del muro de la roca de sello se han reducido, por este proceso, en un 8% y un 22%, respectivamente y, extrapolando a 130 años, la porosidad inicial se reduciría a la mitad y la permeabilidad disminuiría en un orden de magnitud, por lo que mejoraría significativamente su integridad.

Un proceso similar se ha observado en el análogo natural de Pine Lodge (*Otway Basin*, Australia). Éste presenta una formación sellante constituida por una roca arcillosa (*Late Cretaceous Belfast Mudstone*) y constituye un excelente análogo para estudiar las modificaciones del sellado en un almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Se ha observado que la interacción del CO<sub>2</sub> con los minerales de la roca de sello ha producido alteración de feldespatos, arcillas y fragmentos volcánicos, que ha liberado Fe<sup>2+</sup> y ha dado lugar a la precipitación de caolinita y siderita rellenando fracturas y poros. Esto ha originado una reducción de la porosidad y de la permeabilidad y, por lo tanto, una mejora en la capacidad de sellado de la roca original. (Watson *et al.*, 2004).

El almacenamiento de *Weyburn Field* (Canadá) presenta una formación de sello constituida por un alto contenido de anhidrita (*Formación Lower Watrous*). Es una roca siliciclástica bien

consolidada, cementada principalmente por anhidrita y, en menor proporción, por calcita, lo que forma un efectivo sellado (Le Nindre and Gaus, 2004). Los resultados de la modelización de los procesos de interacción del CO<sub>2</sub> con la roca de sello predicen un pequeño impacto del CO<sub>2</sub> sobre los minerales en la base de la formación, al igual que en la pizarra de Sleipner. La modelización muestra tres procesos principales: 1) Disolución de la calcita y siderita induciendo la precipitación de anhidrita a través del ión Ca. Este proceso estaría limitado principalmente al primer metro debido a la rapidez de la reacción. 2) Alteración de feldespatos, precipitando calcedonia y dawsonita. Estas reacciones son mucho más lentas y, por lo tanto, ocurrirían también a mayor altura en la roca de sello afectando a una sección de 10 metros en altura y en un periodo de 20.000 años. 3) Disolución de algunas arcillas, como illita y caolinita. Esta reacción es muy lenta y tendría un impacto muy bajo. Estos procesos van a producir un ligero aumento de la porosidad en el primer metro de la formación debido a la disolución de los carbonatos ( $\approx 0.3\%$  de porosidad absoluta en varios miles de años), mientras que en los metros superiores, probablemente tendrá lugar una reducción de la porosidad producida por la alteración de feldespatos.

Según Le Nindre and Gaus (2004) la reactividad en la roca de sello en *Weyburn* es limitada porque actúa casi como un sistema cerrado, debido a que el proceso de difusión es extremadamente lento. Desde este punto de vista, su comportamiento es similar al de la pizarra de sello en Sleipner (Noruega), pese a sus diferencias litológicas. Sin embargo, el alto contenido de carbonatos en la formación *Lower Watrous* indica un gran potencial de disolución, en el caso de que se diera un flujo constante de agua con CO<sub>2</sub> hacia la roca de sello, por la presencia de fisuras. En ese caso, el impacto geoquímico sobre la roca de sello sería más importante.

Por otro lado, aunque las rocas puedan aportar los cationes esenciales para el atrapamiento mineralógico del CO<sub>2</sub>, puede que una vez disueltos los minerales, los cationes no reaccionen con el ión bicarbonato y se produzca el lixiviado de los mismos sin producirse precipitación, por lo que aumentará la permeabilidad de la formación de sello, y por lo tanto, su degradación y la posibilidad de escape del CO<sub>2</sub> a la atmósfera (Moore *et al.*, 2005). Por lo tanto, el estudio de los procesos de interacción del CO<sub>2</sub> y los posibles cambios en las propiedades de la roca de sello es un requerimiento para cualquier proyecto de almacenamiento a largo plazo.

#### **4.4. Régimen geotérmico y de presión**

El régimen geotérmico y de presión de una cuenca sedimentaria es uno de los aspectos más importantes en la selección de formaciones favorables para el almacenamiento 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.

Las condiciones geotérmicas y de presión varían de cuenca a cuenca y de un sitio a otro dentro de cada una de ellas, dependiendo de muchos factores cuya interacción puede dar lugar a una amplia variedad de situaciones, teniendo distintos efectos sobre el estado y destino del CO<sub>2</sub> inyectado.

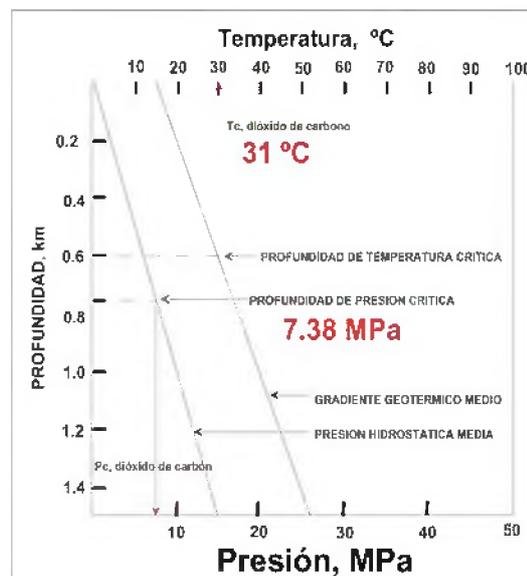
##### **4.4.1. Efectos de la geotermia y la presión sobre el almacenamiento del CO<sub>2</sub>**

Como se expone en el Cap. 2 de este informe, el comportamiento y la variación de las propiedades del CO<sub>2</sub> libre con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad, es uno de los elementos más importantes en el desarrollo de algunos de los criterios para la evaluación de la idoneidad de cuencas sedimentarias (Bachu, 2003).

La profundidad a la que se alcanzan las condiciones supercríticas del CO<sub>2</sub> es muy variable, incluso dentro de una misma cuenca, dependiendo de la temperatura superficial y de los gradientes geotérmico y de presión existentes.

El régimen geotérmico dentro de una cuenca sedimentaria viene determinado por la magnitud e interacción de las distintas fuentes de calor y los mecanismos de transferencia por los que el calor terrestre se transfiere a la superficie (Bachu and Brwash, 1991). Depende específicamente del tipo, edad y tectónica de la cuenca, de la proximidad a fuentes de calor corticales, tales como cámaras magmáticas, intrusiones y volcanes, del flujo calorífico del basamento, de la conductividad térmica y producción de calor en la secuencia sedimentaria, que a su vez es función de la litología y la porosidad de las rocas y, de la temperatura en el techo de la secuencia sedimentaria (Bachu, 2000).

La presión en un punto de la geosfera es función de la presión litostática (columna de sedimentos que soporta) y la hidrostática (columna de agua por encima del punto). La presión en los poros de las rocas sedimentarias generalmente está próxima a la presión hidrostática debido a que el volumen de huecos generalmente está relleno con agua más o menos conectada tortuosamente con la superficie, existiendo una relación lineal con la profundidad de 1 MPa por cada 100 m (Fig. 4.4.1.1). Sin embargo, cuando no existe tal conexión, la presión existente puede superar la hidrostática (sobrepresiones), debido a que el fluido puede estar sufriendo compresión desde las formaciones circundantes, de tal forma que parte del peso de los estratos superiores es soportado por el agua de la formación. También se pueden dar formaciones subpresurizadas de manera natural o como consecuencia de la extracción de fluidos, como gas o petróleo, desde los yacimientos.

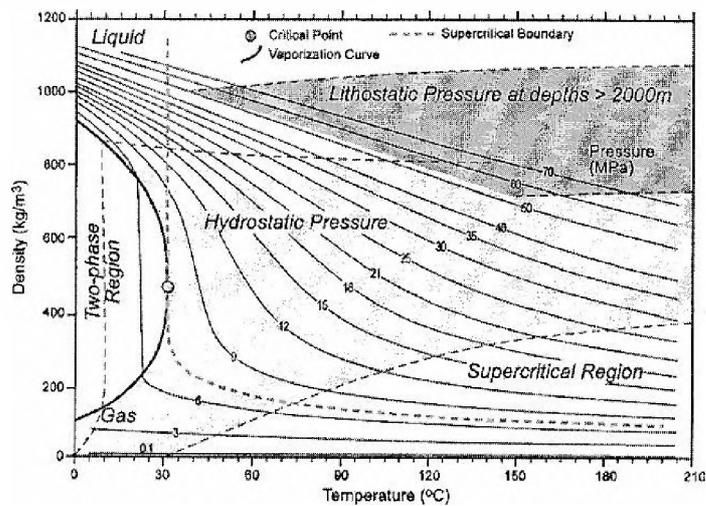


**Fig. 4.4.1.1.- Gradientes de presión y temperatura medios y profundidades estimadas para las presiones y temperaturas del CO<sub>2</sub> supercrítico (modificada de Holliday et al., 1991).**

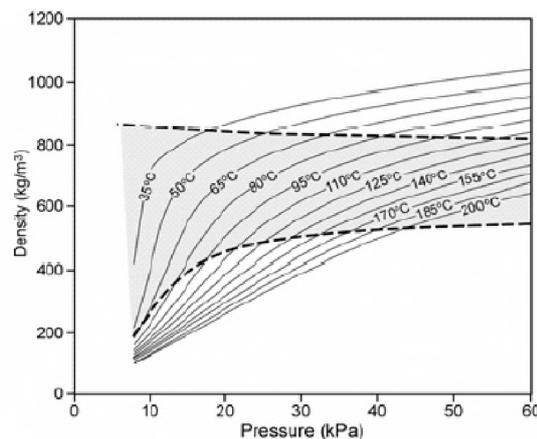
La distribución de temperaturas en una cuenca sedimentaria se puede calcular ya que es un parámetro que suele variar de manera continua a lo largo de la secuencia sedimentaria, mientras que la distribución de presiones es necesario establecerla de manera individual para cada tramo sedimentario de interés, debido a los acuitardos que separan los distintos acuíferos, a las variaciones de salinidad del agua de la formación, al flujo lateral en acuíferos buzantes y a los distintos mecanismos que controlan el flujo en la cuenca (Bachu, 2001).

El rango de densidades del CO<sub>2</sub> correspondiente a las condiciones características de las cuencas sedimentarias<sup>6</sup> muestra que la máxima densidad del CO<sub>2</sub> que se puede obtener es de unos 850kg·m<sup>-3</sup>, y que se necesitan mayores presiones, esto es, profundidades, para alcanzar mayores densidades del CO<sub>2</sub> en cuencas ‘calientes’ (gradientes geotérmicos elevados) que en cuencas ‘frías’ (gradientes geotérmicos pequeños) (Fig. 4.4.1.2a y b).

En algunas cuencas sedimentarias a grandes profundidades, generalmente superiores a los 2000m, se generan y mantienen altas presiones, alcanzando algunas veces las litostáticas como consecuencia de desequilibrios en las compactaciones, transformación de yeso a anhidrita y/o generación de gas. En estos casos se pueden obtener mayores densidades del CO<sub>2</sub>, hasta 1060kg·m<sup>-3</sup>, pero los costes de inyección y los aspectos de seguridad pueden desaconsejar el uso de este tipo de zonas sobrepresurizadas para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> (Bachu, 2003).



**Fig. 4.4.1.2a. Variación de la densidad del CO<sub>2</sub> en función de la temperatura y la presión, ilustrando el rango de densidad que se encontraría en distintas cuencas sedimentarias para distintas temperaturas superficiales y gradientes geotérmicos, asumiendo condiciones de presión hidrostática y litostática (tomada de Bachu, 2003).**

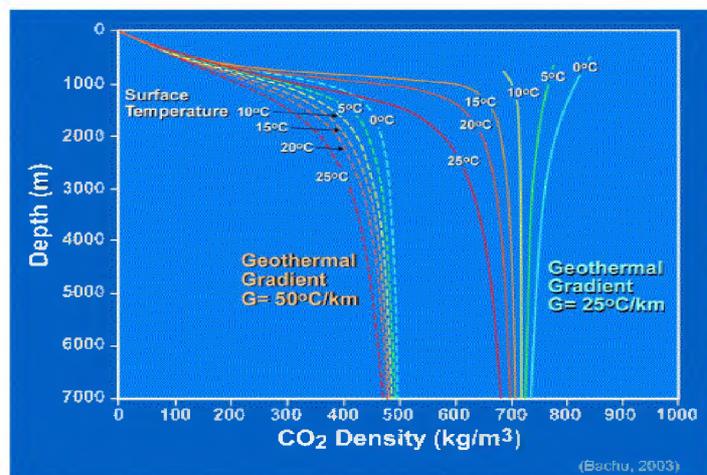


**Fig 4.4.1.2b. Variación de la densidad del CO<sub>2</sub> con la presión y la temperatura para condiciones características de las cuencas sedimentarias (tomada de Bachu et al., 2004).**

<sup>6</sup> Temperaturas superficiales entre ~0°C para las cuencas árticas y sub-árticas y ~30°C para cuencas tropicales de baja altitud y gradientes de presión hidrostática y de temperatura típicos que varían entre 20 y 60°C·km<sup>-1</sup>.

Para cuencas ‘calientes’, la densidad del  $\text{CO}_2$  siempre aumenta con la profundidad: al principio de manera rápida como consecuencia de los efectos de la presión y, después, mucho más lentamente debido a los fuertes efectos contrapuestos de la temperatura (Fig. 4.4.1.3). Para la misma profundidad, la densidad del  $\text{CO}_2$  disminuye a medida que el gradiente geotérmico o la temperatura superficial aumentan. Para condiciones geotérmicas opuestas, es decir, cuencas ‘frías’, la variación de la densidad con la profundidad tiene generalmente un comportamiento diferente. Los efectos de la temperatura sobre la densidad son más fuertes que los de la presión, de tal forma que en muchos casos, la densidad disminuye con la profundidad o permanece casi constante (Fig. 4.4.1.3, ver casos de  $G=25^\circ\text{C}/\text{km}$  y  $T_s < \sim 10^\circ\text{C}$ ).

Estas variaciones de la densidad del  $\text{CO}_2$  con la profundidad tienen implicaciones sobre el almacenamiento y flujo del  $\text{CO}_2$  (Bachu, 2003). La ausencia de un incremento significativo de la densidad del  $\text{CO}_2$  por debajo de ciertas profundidades en cuencas ‘calientes’, y la disminución real, en muchos casos, en cuencas ‘frías’, sugiere la existencia de una **profundidad óptima** para almacenar el  $\text{CO}_2$  como fase libre. Para la misma porosidad, la **capacidad de almacenamiento** aumenta con el incremento de la densidad del  $\text{CO}_2$  y, por tanto, la profundidad óptima es aquella que maximiza esta capacidad y al mismo tiempo, minimiza los costes de perforación, compresión e inyección de  $\text{CO}_2$  a esa profundidad. A la vista de la Fig. 4.4.1.3 la profundidad óptima varía entre 800-1000 m para cuencas ‘frías’ y entre 1500 y 2000 m para cuencas ‘calientes’. Para las primeras, cualquier profundidad superior a ese rango va a ser menos eficiente y más costosa. Para cuencas ‘calientes’, un pequeño incremento en la capacidad de almacenamiento probablemente se contrarreste con unos mayores costes y emisiones de  $\text{CO}_2$  durante la compresión para alcanzar esas profundidades, por lo que el incremento neto ganado en el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  puede ser muy pequeño o nulo (Bachu, 2003).



*Fig. 4.4.1.3. Variación de la densidad del  $\text{CO}_2$  con la temperatura en cuencas sedimentarias, asumiendo condiciones de presión hidrostática y distintas temperaturas superficiales y gradientes geotérmicos representativos de cuencas ‘frías’ y ‘calientes’ (tomada de Bachu, 2003)*

La naturaleza fría o cálida de las cuencas sedimentarias tiene además efectos significativos sobre el **comportamiento del flujo del  $\text{CO}_2$**  libre. Las Fig. 4.4.1.2 y 3 muestran que las fuerzas de flotabilidad que actúan sobre el  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  inyectado y la del agua de la formación, que varía entre  $\sim 1000$  y  $1300 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ , dependiendo de la salinidad. Además, en las cuencas ‘calientes’, a medida que el  $\text{CO}_2$  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, 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 las ‘frías’ (Bachu, 2003).

Por otra parte, la temperatura y la presión también tienen influencia en relación con otros mecanismos de atrapamiento. Específicamente, influyen sobre la adsorción del CO<sub>2</sub> en el caso de almacenamiento en capas de carbón o pizarras bituminosas. Conocer estos parámetros en formaciones con esta litología es importante por dos razones: 1) la adsorción de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> en carbón dependen de la temperatura y la presión (*ver apartado 5.3. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en capas de carbón*) y 2) el CO<sub>2</sub> alcanza su estado supercrítico por encima de 31°C y 7.4 Mpa (Pashin *et al.*, 2003). Toribio *et al.*, (2004) analizaron la capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub> en carbones bajo condiciones subcríticas y supercríticas y observaron que la cantidad de gas adsorbido disminuía a medida que se incrementaba la temperatura y el contenido en humedad, especialmente en condiciones de alta presión.

En resumen, el significativo efecto del régimen geotérmico y de presiones de una cuenca sedimentaria sobre la capacidad y la seguridad de las operaciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub> indican la necesidad de introducir parámetros como la temperatura superficial y las condiciones geotérmicas y de presión (profundidad), como criterios individualizados para la selección de cuencas sedimentarias para la inyección de CO<sub>2</sub> (Bachu, 2003).

Tal y como se ha descrito hasta aquí, conocer el régimen geotérmico y las condiciones de presión de las cuencas sedimentarias es importante debido a que permite identificar un rango óptimo de profundidad para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> para el cual la capacidad se optimiza maximizando la densidad del CO<sub>2</sub> (estado supercrítico), a la vez que los costes de perforación, compresión e inyección se minimizan. Para profundidades someras, el almacenamiento es menos eficiente por la baja densidad del CO<sub>2</sub> y más inseguro debido a la gran flotabilidad del mismo. Para profundidades mayores, el coste de las operaciones 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 (Fig. 4.4.1.3) (Bachu, 2003).

De manera general se puede afirmar que son preferibles cuencas cuya **temperatura superficial** sea **baja**, como es el caso de las regiones frías, ya que a menor temperatura superficial, mayor capacidad de almacenamiento y menor flotabilidad del CO<sub>2</sub> a menor profundidad, independientemente del gradiente geotérmico. No obstante, si se tienen en cuenta aspectos operacionales (fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>, infraestructura, accesos, etc.) estas cuencas serían mucho menos favorables que las situadas en regiones de clima templado (Bachu, 2003).

Asimismo y de modo general, las cuencas que presenten gradientes geotérmicos elevados (cuencas ‘calientes’) serán menos favorables para el almacenamiento del CO<sub>2</sub> que aquellas que tengan un gradiente bajo (cuencas ‘frías’) 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>, que controla el movimiento ascendente del mismo, para una misma profundidad. Por tanto, un **gradiente geotérmico bajo** (~25° C·km<sup>-1</sup>) es un **criterio favorable** ya que permite la inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones supercríticas a menores profundidades que con gradientes geotérmicos altos y porque la densidad de almacenamiento es superior a cualquier profundidad.

Respecto a las **temperaturas y presiones de la formación almacén**, es necesario seleccionar cuencas que incluyan formaciones que **garanticen** el estado de **supercriticidad del CO<sub>2</sub>**, es decir, formaciones que estén a la profundidad adecuada, a fin de optimizar la eficiencia

(cantidad de CO<sub>2</sub> por unidad de volumen) y la seguridad del almacenamiento, ya que la flotabilidad será menor cuanto más denso sea el CO<sub>2</sub>. En este sentido, la transformación del espacio geológico en fases del CO<sub>2</sub> es una herramienta útil para eliminar cuencas con almacenes que no son adecuados y para estimar la capacidad de almacenamiento de aquellos que sí lo son (Bachu, 2001).

Por último, de los rangos de profundidad óptima del techo de la formación almacén que garantizan el estado supercrítico del CO<sub>2</sub> se deriva la necesidad de buscar cuencas sedimentarias que superen o tengan en torno a los **1000 m de potencia de sedimentos** (en el Proyecto GEODISC, en un cribado inicial de cuencas sedimentarias, se siguió el criterio de seleccionar aquellas cuencas con potencia de sedimentos superior a los 1000m, que no estuvieran tectonizadas ni metamorfozadas de una manera significativa, Rigg *et al.*, 2001). Para cuencas sedimentarias con formaciones permeables profundas, será criterio excluyente que la potencia mínima de sedimentos sea inferior a los 1000 m.

#### **4.5. Régimen hidrodinámico**

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> requiere acceder a grandes volúmenes subterráneos, bien el espacio de poro de las rocas de las cuencas sedimentarias, bien cavidades que puedan actuar como depósitos a presión.

Inicialmente, el espacio de poro está ocupado por fluidos geológicos tales como aguas salinas, hidrocarburos y gases (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> fundamentalmente) que tienen que ser desplazados en las operaciones de inyección.

Van der Meer (1993) señala que el almacenamiento eficiente de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas depende de muchos factores, factores que se pueden agrupar en tres categorías principales:

- Propiedades del fluido a almacenar: densidad, viscosidad y solubilidad del CO<sub>2</sub> en el mismo,
- Propiedades geoquímicas: reactividad de la roca con el agua de la formación saturada en CO<sub>2</sub> tras la inyección, y
- Variables hidrogeológicas: espacio de poro (porosidad), permeabilidad suficiente para admitir la inyección a una tasa razonable, y presencia de un sello impermeable a techo de la formación-almacén.

Cuanto mayor es la densidad del CO<sub>2</sub>, más eficientemente puede utilizarse el espacio de poro. Como se ha dicho, las propiedades del CO<sub>2</sub> como fluido son muy dependientes de la presión, temperatura y de la presencia de otros gases.

Las presiones necesarias para mantener al CO<sub>2</sub> a densidades similares a las de un líquido se encuentran a profundidades superiores a los 800 m (equivalentes a una presión hidrostática de 8 MPa), es decir, por debajo de los acuíferos de agua potable.

Las cuencas sedimentarias están formadas por potentes acumulaciones de sedimentos que han sufrido enterramiento, compactación, litificación y finalmente emersión o levantamiento en periodos de millones de años. Las rocas detríticas de grano más grueso, como las areniscas, frecuentemente tienen un espacio de poro interconectado y presentan permeabilidad intergranular. En las rocas de grano más fino, como arcillas y pizarras, el espacio de poro está más pobremente interconectado y tienen, por tanto, mucha menor permeabilidad. Por su parte, las rocas evaporíticas tienen una permeabilidad extraordinariamente baja.

Como consecuencia de los procesos de sedimentación, tectónicos y erosivos, las cuencas sedimentarias tienen un particular sistema hidráulico definido por la superposición de esas formaciones de alta y baja permeabilidad, así como por el sistema de fracturación, que controla el flujo en la cuenca. El camino que tome el CO<sub>2</sub> estará determinado por el complejo sistema hidráulico de la cuenca sedimentaria, buscando los caminos de alta permeabilidad, acuíferos interconectados, fallas y fracturas, que lo llevarán hacia la superficie por efecto de la flotabilidad.

En las formaciones de alta permeabilidad (acuíferos), el flujo de aguas de formación, salmueras, hidrocarburos y gases tiene lugar a lo largo de los planos de estratificación. En las formaciones de baja permeabilidad (acuitardos), el flujo tiene lugar a través de la estratificación entre dos acuíferos adyacentes, a velocidades varios órdenes de magnitud inferiores a las de los acuíferos.

Para el denominado atrapamiento hidrodinámico, en primer lugar, el CO<sub>2</sub> debe ser retenido bajo rocas poco permeables, tales como arcillas, pizarras o capas de sales, para evitar la rápida migración del CO<sub>2</sub> hacia la superficie. En estas trampas físicas, los fluidos son quasi-estáticos; algunas están ocupadas por gas o petróleo y la mayoría por aguas salinas. Si la parte superior de la trampa está cerrada, como en la mayoría de los yacimientos de gas o petróleo, podría esperarse que el CO<sub>2</sub> vaya a permanecer atrapado durante periodos de tiempo de índole geológica. Por tanto, el tipo más seguro de atrapamiento físico e hidrodinámico se da en los yacimientos de gas o petróleo bajo la forma de trampas estructurales (anticlinales y fallas no transmisivas) o estratigráficas (inconformidades y cambios de facies), también denominadas hidroestratigráficas, que han retenido gas o petróleo durante millones de años (Gunter *et al.*, 2004).

El régimen de presión y de flujo de las aguas de la formación son factores importantes en la selección de emplazamientos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En estrecha relación con los factores estratigráficos y estructurales del emplazamiento, será necesario establecer el régimen hidrogeológico regional de la formación almacén y de las formaciones geológicas circundantes, tanto a techo como a muro de la misma. Será muy importante determinar las zonas de carga y descarga, las direcciones de flujo principales y las posibles conexiones entre los acuíferos superiores e inferiores, para, entre otros aspectos, poder hacer estimaciones de los tiempos de tránsito desde las zonas de inyección a los potenciales puntos de descarga así como conocer el grado de conexión entre aguas someras y profundas para evitar contaminaciones de acuíferos explotables.

Los mecanismos que controlan la hidrodinámica de la cuenca y el flujo subterráneo son fundamentales para definir las estrategias de inyección y el almacenamiento geológico.

Parece existir una estrecha relación entre el tipo de cuenca sedimentaria y el flujo de las aguas de la formación (Fig.4.5.1) (Bachu, 2000). En las **cuencas situadas en la plataforma** continental y en las zonas de subducción, el flujo de las aguas está controlado por la compactación, siendo expulsadas verticalmente de los acuitardos y lateralmente, hacia los márgenes de la cuenca, a través de los acuíferos correspondientes.

En **cuencas próximas a cinturones orogénicos activos**, las aguas de la formación de los acuíferos profundos están controladas por la compresión tectónica y son dirigidas lateralmente hacia sus márgenes por compresión. Estas aguas expelidas por los procesos orogénicos suelen estar presurizadas, calientes y ser muy salinas, por lo que no son recomendables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En **cuencas intracratónicas** que han sufrido una reciente elevación y una erosión importante, el flujo viene controlado por el rebote erosivo (par elevación isostática - erosión), verticalmente en los potentes acuitardos de pizarras y lateralmente hacia dentro de la cuenca en

los acuíferos adyacentes poco potentes. Estos acuitardos y acuíferos vecinos se encuentran bajo unas condiciones de sub-presión (observado en la cuenca de Alberta) y son precisamente estos acuíferos los mejores candidatos para el atrapamiento hidrodinámico a largo plazo (escala de tiempos geológicos) del CO<sub>2</sub>.

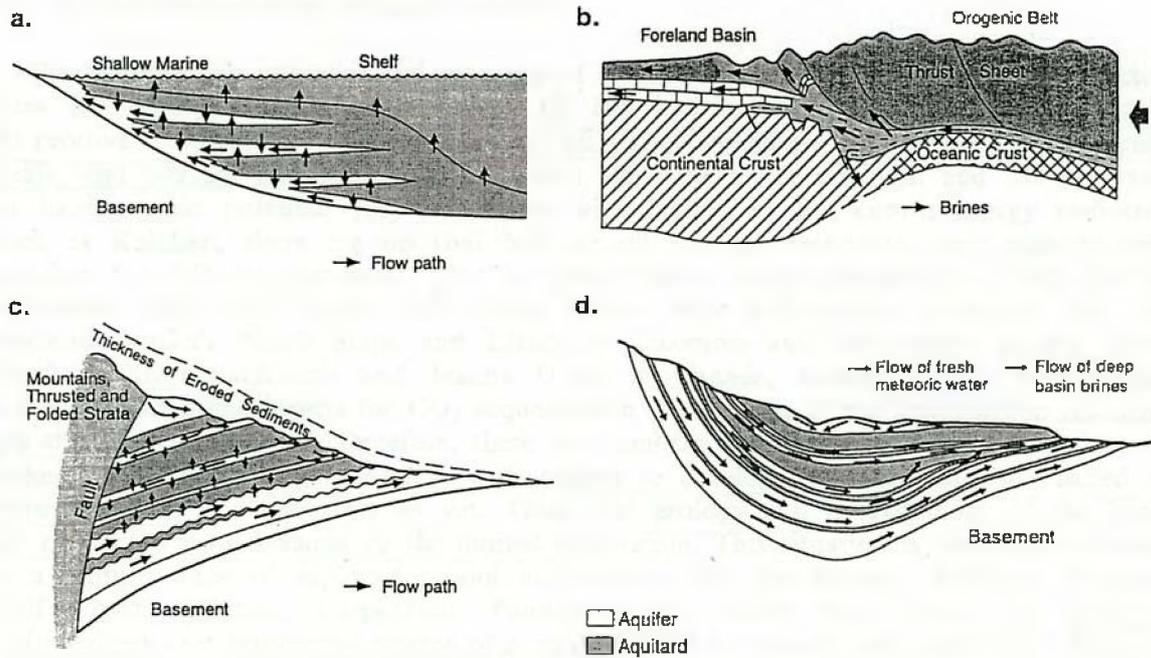


Fig. 4.5.1.- Representación gráfica del flujo controlado por: a) compactación, b) compresión tectónica, c) rebote erosivo y d) topografía (fuente: Bachu, 2000).

En las **cuencas continentales**, el sistema de flujo está controlado principalmente por la topografía (zonas altas o de recarga y bajas o de descarga) siendo las presiones en el acuífero habitualmente próximas a la hidrostática (ligeramente por encima o por debajo) y están controladas por la distribución de la permeabilidad. En estas situaciones la inyección de CO<sub>2</sub> es preferible en las zonas de recarga, a fin de aumentar la longitud de las líneas de flujo y, por tanto, de los tiempos de tránsito.

En algunas cuencas de borde e intracratónicas, tales como la de Alberta y Williston, las aguas salinas profundas congénitas tienden a mantenerse estancadas o con velocidades extremadamente bajas (Alberta <1cm/a o <10km/Ma) y normalmente aparecen aisladas de los acuíferos someros con aguas de origen meteórico. Esta situación favorece el atrapamiento hidrodinámico a largo plazo, que unido a los tiempos de residencia tan largos este tipo de atrapamiento pueden incluso propiciar la mineralización del CO<sub>2</sub>.

A escala regional, el acuífero almacén deberá estar cubierto por un importante acuitardo (pizarras) o acuícludo (capas de sal o anhidrita) 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.

En las cuencas geológicamente más jóvenes, las rocas tienen, en general, mayor permeabilidad que en las más antiguas. A su vez, las cuencas en proceso de compactación y las cuencas en áreas tectónicamente activas, incluidas las regiones orogénicas, son menos adecuadas

para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> que las más estables tipo “foredeep” e intracratónicas (Hitchon *et al.*, 1999). En estos dos últimos tipos, los vertidos se dan en los afloramientos en superficie de los acuíferos que fuerzan a la pluma de CO<sub>2</sub> a recorrer largas distancias lateralmente, si bien la tasa de fuga por flujo lateral hasta las superficies de rezume es insignificante a escala humana. En las cuencas tectónicamente activas, la fuga de CO<sub>2</sub> puede darse verticalmente, a través de fracturas y fallas abiertas, lo que hace desaconsejables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> las regiones tectónicamente activas, así como aquellas zonas de las cuencas sedimentarias proclives a los escapes, como son las zonas de fallas transmisivas.

En conclusión, todas las cuencas sedimentarias van a presentar fugas a escala geológica, pero no necesariamente a escala humana. Durante ese dilatado periodo de tiempo, el atrapamiento mineral puede entrar en juego para retener al CO<sub>2</sub> de forma permanente en el medio geológico, siempre y cuando no se vea afectado por sucesos metamórficos o volcánicos (Bachu *et al.*, 1994).

#### **4.6. Factores hidrogeoquímicos**

Una vez inyectado el CO<sub>2</sub> y tras la disolución del mismo en el agua de formación, se van a producir una serie de procesos que van a tener efectos en el almacenamiento. La acidificación del agua de poro por efecto de la disolución del CO<sub>2</sub> reduce la cantidad de CO<sub>2</sub> que se puede disolver. Como consecuencia de ello, las rocas que tamponan el pH del agua de poro hacia valores mayores (reduciendo la acidez) facilitarán el almacenamiento de CO<sub>2</sub> como fase disuelta. Las aguas ricas en CO<sub>2</sub> pueden reaccionar con los minerales de la roca almacén o de la unidad sellante, o con el fluido primario presente en la roca. También pueden reaccionar con los cementos y los aceros de los pozos de inyección. Tales reacciones pueden provocar la disolución mineral y la ruptura potencial de la roca (o cemento) o la precipitación mineral y el taponamiento del sistema de poros, reduciendo, por tanto, la permeabilidad (IPCC, 2005).

##### **4.6.1. Roca almacén**

La inyección del CO<sub>2</sub> en la formación almacén supone un cambio en las condiciones fisicoquímicas (pH, etc.) en la zona próxima al cono de influencia que se generará en las proximidades al punto de inyección. La cinética del comportamiento del CO<sub>2</sub> en tales condiciones y sus consecuencias (cambios por disolución/precipitación en las fases minerales, cambios texturales, modificación de las propiedades hidráulicas del medio, etc.) no están claras aún, requiriendo un esfuerzo de I+D adicional.

En el caso de acuíferos salinos profundos, una parte del CO<sub>2</sub> inyectado se disolverá en el agua de la formación, mientras que el resto se desplazará hacia el techo de la formación: cuanto más se asemeje la densidad del CO<sub>2</sub> inyectado a la densidad del agua de la formación, menor será el proceso ascendente del CO<sub>2</sub> dentro del acuífero. En estas situaciones el CO<sub>2</sub> permanecerá durante largos periodos de tiempo en las proximidades de la zona de inyección, dado el escaso movimiento del agua en estos acuíferos, con velocidades generalmente inferiores a 0,1m/a y la escasa dispersión hidrodinámica que tiene lugar.

La existencia de atrapamiento hidrodinámico cuando el flujo en el acuífero es suficientemente lento, favorece los procesos de difusión, dispersión y convección (Bentham and Kirby, 2005) aumentando las posibilidades de atrapamiento (Bachu *et al.*, 1994). La fijación del CO<sub>2</sub> de modo permanente mediante atrapamiento mineral puede darse en estas situaciones, si bien requerirá muy largos periodos de tiempo. Las reacciones de la roca encajante en respuesta a la adición de CO<sub>2</sub> a la presión de inyección y a la temperatura del nivel de almacenamiento son más complejas que la mera dilución del CO<sub>2</sub> (de hecho, el propio secuestro mineral del CO<sub>2</sub> supone una reducción de la presión parcial de éste, reduciéndose los flujos controlados por los

gradientes de presión -White *et al.*; 2005-, y modificándose las condiciones químicas). Tanto el tipo de reacciones como la escala de tiempo en que éstas se puedan producir dependen en gran medida de las características químicas del agua de poro, de la mineralogía de la roca, así como de la longitud de los caminos de migración. Junto a lo anterior, se deberá tener en cuenta la textura de la roca, la temperatura y la presión del lugar de almacenamiento y las características de los flujos (van der Meer, 2005b). La existencia de equilibrios locales (abundancia relativa de los distintos minerales primarios de la roca) podría influir en la aparición de distintas fases minerales, que junto a la capacidad de tamponamiento de los minerales presentes de la acidez introducida por el CO<sub>2</sub>, podrían controlar, en última instancia, la forma de almacenamiento del CO<sub>2</sub> (Kirste *et al.*, 2004).

El estudio de análogos naturales puede ayudar a conocer el tipo de reacciones que podrían tener lugar a largo plazo, y ayudar en el desarrollo de modelos geoquímicos para realizar predicciones de las reacciones agua-CO<sub>2</sub>-roca (IPCC, 2005). Algunos análogos naturales han revelado reacciones minerales en presencia de CO<sub>2</sub>, como la disolución de silicatos de Ca, Fe y Mg (feldespatos y arcillas como la clorita) y la formación de nuevas fases minerales como carbonatos (dolomita y siderita) y silicatos (p.e. la caolinita) (*ver apartado 4.3 Litologías favorables*). Tales reacciones pueden suponer una disminución o aumento de la porosidad y cambios texturales en las rocas, según las condiciones geoquímicas en cada caso.

Algunos cálculos realizados en el Proyecto GEODISC considerando acuíferos salinos profundos en unas areniscas, estiman en 10<sup>4</sup>-10<sup>5</sup> años, el tiempo necesario para la completa disolución del CO<sub>2</sub> en el agua de la formación, dependiendo en gran medida de la permeabilidad vertical y que el CO<sub>2</sub> únicamente se desplazaría unas decenas de km desde el punto de inyección.

En las formaciones de carbón y los yacimientos agotados y/o abandonados de hidrocarburos, también suele ser abundante el agua de formación, la cual se verá afectada en sus condiciones de presión, régimen de flujo y salinidad por la inyección del CO<sub>2</sub>. En medios geológicos con ciclotemas de carbón abundantes pero de entidad limitada es frecuente la presencia de capas de carbonatos, así como fracturas (caso de las cuencas del Norte Peninsular). En tales casos, la inyección de CO<sub>2</sub> provoca un aumento de la acidez del agua de la formación con la consiguiente disolución de los carbonatos presentes en el medio y en las fracturas rellenas de calcita. La presencia de pozos en producción determina un descenso de las presiones en las zonas próximas, lo que puede conducir a una precipitación, en otros puntos, de los carbonatos disueltos (*ver apartado 4.3 Litologías favorables*).

#### **4.6.2. Formación de sellado**

Las reacciones hidrogeoquímicas entre el CO<sub>2</sub> disuelto y los minerales presentes en la capa sello también pueden tener efectos sobre el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo. Dada la tendencia a ascender del CO<sub>2</sub> supercrítico, será en la base de la capa sello donde tengan lugar los procesos de acidificación de las aguas de formación y de interacción con los minerales presentes en la misma. Estos procesos pueden conducir a modificaciones en la porosidad, induciendo cambios en la permeabilidad del sello: un incremento en la porosidad podría facilitar el transporte del CO<sub>2</sub> a través de la roca, en tanto que una disminución mejoraría la capacidad sellante. Los procesos de difusión son muy lentos (incluso en aquellos casos en los que existan importantes gradientes de concentración) por lo que sólo la base de la roca sello podría ser potencialmente afectada por las interacciones geoquímicas (Gaus *et al.*, 2004). Al igual que ocurre con la roca almacén, las reacciones que pueden tener lugar son muy dependientes de cada emplazamiento, debiendo estudiarse de manera particular en cada caso.

## 5. CRITERIOS A ESCALA DE FORMACIÓN GEOLÓGICA O DE EMPLAZAMIENTO

Los **criterios específicos de cada formación** dependen de la opción geológica de almacenamiento:

- reservorios de gas y petróleo: estado de agotamiento del yacimiento, densidad y fases del CO<sub>2</sub> para la viabilidad de operaciones EOR, etc.
- formaciones permeables profundas: profundidad, potencia mínima, rangos de permeabilidad y porosidad idóneos, etc.
- capas de carbón: rango del carbón, contenido en CH<sub>4</sub>, régimen de esfuerzos, etc.
- cavidades en sal: potencia mínima de la formación salina (volumen de la cavidad), régimen de esfuerzos, etc.

A continuación se describen los criterios geológicos de favorabilidad a escala de formación geológica o de emplazamiento.

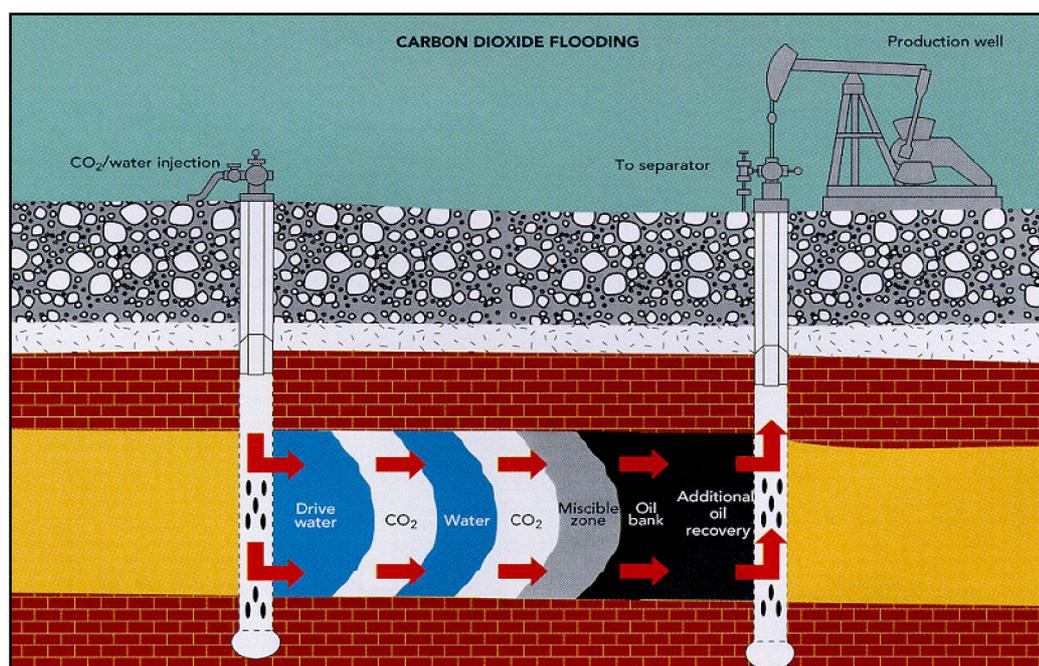
### 5.1. Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en campos de petróleo o gas

#### 5.1.1. Introducción

La industria del **petróleo** viene utilizando desde los años 30 del siglo XX la inyección de CO<sub>2</sub> para favorecer la recuperación del petróleo residual de un yacimiento (normalmente más del 60% del volumen total del yacimiento) ya que no fluye espontáneamente por diferencia de presión cuando la presión interior del yacimiento se aproxima a la presión atmosférica tras la perforación. Esta técnica, conocida como *Enhanced Oil Recovery*, EOR, no tiene por objeto el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sino la disminución de la viscosidad del petróleo remanente para facilitar su migración y recuperación por bombeo.

Desde hace tiempo se está inyectando CO<sub>2</sub> para EOR en muchos países, especialmente en EEUU (6900 toneladas diarias de CO<sub>2</sub>). Desde los momentos iniciales de la producción de petróleo la recuperación es baja, entre un 5 y un 40% (25% de media) del petróleo presente en el yacimiento. La recuperación “secundaria” por inyección de agua (*waterflooding*) puede usarse para estimular la producción. Como proceso “terciario” puede inyectarse vapor o CO<sub>2</sub>. El principal propósito de la inyección de agua es la represurización del reservorio tras la primera explotación. Un nivel alto de presión en el reservorio hará que el CO<sub>2</sub> sea miscible en el petróleo, incrementando la eficiencia de la EOR. Normalmente, la inyección del CO<sub>2</sub> se iniciaría tras un estado avanzado de la operación de inyección de agua.

El CO<sub>2</sub> mejorará la movilidad del crudo si se alcanza la miscibilidad, que es función de la presión de inyección, principalmente. Dentro de cierto rango de presión el CO<sub>2</sub> es miscible con petróleo al primer contacto, dependiendo del tipo de petróleo, dando lugar al proceso de EOR con CO<sub>2</sub> miscible, en el que se reduce la viscosidad del crudo al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento. En el caso de producirse un proceso de EOR con CO<sub>2</sub> inmisible, el CO<sub>2</sub> se utiliza para represurizar el depósito, empujando el crudo hacia los productores, dándose la circunstancia de que se movilizan con más facilidad los componentes ligeros del crudo. De esta manera se produce un ligero aumento de la calidad del petróleo obtenido.



**Fig. 5.1.1.1.- Funcionamiento de una instalación de EOR con inyección de CO<sub>2</sub> (Fuente: MIDCARB [3]).**

Una vez agotados los campos petrolíferos pueden utilizarse como almacén de CO<sub>2</sub>. Quedan despresurizados o con la presión hidrostática original. En este último caso la situación es similar al almacenamiento en formaciones con agua salada. Sin embargo, el relleno de un yacimiento despresurizado hasta su presión original es más razonable que sobrepresurizar un acuífero. Potencialmente, en Europa este tipo de almacenamiento es más modesto que el de los campos de gas natural (6 Gt según el proyecto GESTCO, y 50 -1200 Gt en el mundo, 240 de media).

Existen gran cantidad de trabajos teóricos y genéricos sobre EOR. Las compañías de petróleo tienen más información práctica y de lugares específicos. Otra de sus principales ventajas es que en este tipo de almacén puede calcularse con fiabilidad la capacidad máxima de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que puede alcanzarse física y económicamente, y puede predecirse la distribución de CO<sub>2</sub> en el interior y los mecanismos de atrapamiento.

Hasta ahora el objetivo del EOR era inyectar la mínima cantidad de CO<sub>2</sub> para conseguir un aumento máximo en la producción de petróleo. Ahora se pretende inyectar el máximo de CO<sub>2</sub> posible, sin disminuir la producción de petróleo, incluso aumentándola. En este sentido trabaja el Proyecto Weyburn (Canadá), dirigido a la cooptimización de ambos efectos. Generalmente se recicla parte del CO<sub>2</sub> inyectado y se alterna con inyección de agua (WAG, *water alternate gas*), de manera que el rendimiento del almacenamiento de CO<sub>2</sub> disminuye.

Sin embargo, los trabajos del proyecto GEO-SEQ indican que con inyección de CO<sub>2</sub> puro puede conseguirse una producción similar al WAG habitual optimizado, pero con una cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado 2,5 veces superior. También se ha comprobado que la producción de petróleo puede aumentarse en un 30% si en lugar de CO<sub>2</sub> puro se utiliza una mezcla de gas solvente constituida por una proporción de 2/3 por mol de CO<sub>2</sub>. Además, el CO<sub>2</sub> también puede desplazar crudos pesados (hasta ahora los procesos de EOR se han realizado con crudos ligeros).

La producción primaria de petróleo en Weyburn tuvo lugar entre 1955 y 1964, año en el que se optó por inyectar agua para mejorar el rendimiento de la producción. En el año 2000 se

comenzó la inyección de CO<sub>2</sub> en la formación carbonatada que contiene el petróleo, a más de 1.000 m de profundidad, donde permanece en condiciones supercríticas.

Un experimento de campo reciente es la inyección de 2100 toneladas de CO<sub>2</sub> durante dos meses en una capa de arenas de 12 m de espesor, que constituye el yacimiento de petróleo agotado de West Pearl Queen (EE.UU), y la extracción de parte del CO<sub>2</sub> a los 6 meses. Se observó una acumulación de CO<sub>2</sub> en torno al punto de inyección, que permaneció estacionaria, sin alejarse. Las muestras extraídas indican que se produjo reacción entre el CO<sub>2</sub> y el petróleo remanente, disolviéndolo.

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 rellenos de gas a baja presión que, por otra parte, no suele ser colmatado por el flujo de agua y que puede ser utilizado para almacenar CO<sub>2</sub>.

La limitación más inmediata a la utilización de los campos exhaustos de petróleo o gas es la potencial existencia de pozos sin sellar, que pueden actuar como vías de escape, o la creación de nuevas vías por la reactividad química del CO<sub>2</sub> sobre la roca almacén.

No obstante, los yacimientos de hidrocarburos han demostrado su capacidad de retener tanto fluidos como gases durante periodos de tiempo que se miden en millones de años. Más dudosa es esta situación en relación con las trampas “secas” de petróleo o gas, en las que la ausencia de hidrocarburos puede estar motivada bien por inexistencia de roca-madre productora, bien por fugas desde la roca almacén por ineficacia de las trampas. En este último caso, aún cabría preguntarse por las tasas de fuga para evaluar la permanencia del CO<sub>2</sub> en el supuesto de ser utilizadas como almacenamientos de CO<sub>2</sub>.

El mecanismo de atrapamiento es el contraste de permeabilidad entre las formaciones almacén y cobertera. Los conceptos esenciales y los criterios-guía son el de trampa, estructural o estratigráfica (*ver apartado 4.2.1 Confinamiento*) y el de “área cerrada”.

El objeto de prospección y de valoración precisa y cuantitativa es el “grado de cierre” o “cierre de la trampa”. Se distingue entre un “cierre estructural”, que es independiente de la presencia de petróleo o gas, y un “cierre práctico” que es el volumen realmente impregnado de petróleo o gas.

El “cierre estructural” se define sobre el mapa estructural de la trampa y es igual al desnivel entre el punto más alto de la trampa, su “techo”, y la curva de nivel más baja que se cierra alrededor de él.

La determinación del “valor” del cierre estructural permite valorar el volumen máximo del fluido que puede ser almacenado en una trampa ya que, como máximo, el “cierre práctico” es igual al cierre estructural.

Por lo general, los mayores volúmenes corresponden a los mayores valores de cierre. Sin embargo, no es raro que estructuras muy grandes y aparentemente bien cerradas sean estériles. Las causas de esta esterilidad son variadas. Entre las más importantes está la fracturación que acompaña a pliegues intensos.

El valor del cierre no es el único elemento a tener en cuenta. Es necesario atender al concepto de “área cerrada”, que es la superficie encerrada por la curva de nivel más baja que rodea a la estructura.

Los yacimientos de hidrocarburos se encuentran hasta profundidades de 7000 m, pero la profundidad media es de 1500 m. En un 80% de los casos están a profundidades superiores a 800 m y, para valores medios de los gradientes geotérmico y hidrostático, los yacimientos a más de

740 m tendrán una presión superior a la crítica del CO<sub>2</sub> (7.4 MPa), un requisito básico para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en forma de fluido denso. A esta profundidad la temperatura será de unos 18-19°C por encima de la temperatura media en superficie, muy próxima a la del punto crítico del CO<sub>2</sub> (31.1 °C) (Ormerod, 1994).

Los buenos yacimientos de hidrocarburos tienen rocas almacén con porosidades altas, superiores al 15% y altas permeabilidades intrínsecas (>0.01 μm<sup>3</sup>). Los yacimientos de gas pueden tener menores permeabilidades y ser más someros que los de petróleo debido a la mayor movilidad del gas.

Entre los **criterios favorables** de selección de este tipo de formaciones geológicas como almacenamientos potenciales de CO<sub>2</sub> están, por una parte, el grado de conocimiento geológico y geofísico del yacimiento, especialmente cuando son campos agotados, lo que supone una gran cantidad de datos disponibles, así como acerca de la experiencia de su comportamiento en explotación. Por otra parte, la infraestructura de transporte e inyección puede, con las modificaciones y mejoras que resulten necesarias, reutilizarse para la inyección de CO<sub>2</sub>.

Una limitación es la posibilidad de utilizar estos campos agotados de hidrocarburos como depósitos subterráneos intermedios en la red de distribución de gas natural.

Los campos de gas han sido contenedores efectivos durante millones de años. Puede usarse un campo abandonado como almacén de CO<sub>2</sub> si no ha sido inundado por agua de la formación y, en este caso, no diferiría del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en una formación permeable profunda. Los mecanismos que entran en juego en caso de inyección de CO<sub>2</sub> son la expulsión del agua que ha penetrado en el antiguo yacimiento de gas debido a la entrada de CO<sub>2</sub> y la compresión del conjunto agua-roca. La situación óptima es rellenar el almacén con CO<sub>2</sub> inmediatamente después de haberse agotado el gas natural, pues más tarde habrá sido parcialmente inundado por agua en gran parte de los casos, aunque se conocen casos en los que no hay circulación de fluidos.

No hay experiencias de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en campos de gas, pero no parecen existir barreras técnicas. Son frecuentes, en cambio, las experiencias de almacenamiento de gas natural en EE.UU. y Alemania. En un estudio genérico sobre campos de gas en Holanda realizado en 1990 se concluía que el CO<sub>2</sub> podría rebasar al gas natural presente, de manera que no funcionaría la EGR (*Enhanced Gas Recovery*, recuperación asistida de gas natural por inyección de CO<sub>2</sub>). Sin embargo, estudios similares realizados más recientemente (GEO-SEQ) indican que en algunos depósitos de California la producción puede mejorarse con EGR.

Hay dos tipos de yacimientos de gas natural: los que una vez perforados se vacían de gas por la propia presión existente en el almacén y los que son inundados por el agua de las formaciones circundantes al depósito. En el primer caso la presión disminuye conforme va saliendo el CH<sub>4</sub>, y puede recuperarse entre el 75% y el 90% del gas contenido en ellos. En el segundo caso la presión no disminuye tanto y la recuperación suele oscilar entre el 50% y el 75%, ya que el agua acaba alcanzando los sondeos de extracción y los inutiliza. Los procesos de EGR son más interesantes, por tanto, en este último caso, y es preferible llevarlos a cabo en almacenes en proceso de agotamiento, pero no completamente agotados, ya que así la presión se mantiene con el CO<sub>2</sub> inyectado y se aprovecha la infraestructura existente, todavía en buen funcionamiento.

Las propiedades del CO<sub>2</sub> supercrítico parecen favorecer los mecanismos de EGR, ya que el CO<sub>2</sub> en dicho estado es más denso y viscoso que el CH<sub>4</sub>, lo cual tiende a disminuir la posibilidad de mezcla entre ambos durante el desplazamiento y el proceso de represurización. La represurización es mucho más rápida que el transporte en masa en el almacén, asegurando que la presión de CH<sub>4</sub> puede aumentarse, con la consiguiente mejora en la tasa de producción durante cierto tiempo sin degradar la calidad del gas obtenido.

Las estrategias de inyección y producción pueden diseñarse, por tanto, para aprovechar el contraste de propiedades entre  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  para limitar la mezcla y retrasar la llegada de  $\text{CO}_2$  a los pozos de producción. En este sentido la mejora es sustancial mediante la inyección en la parte baja del almacén y la producción en la parte superior, fenómeno favorecido especialmente en depósitos con suficiente extensión vertical (más de 20 m). Se calcula que puede obtenerse  $\text{CH}_4$  bastante puro durante 5-10 años mediante EGR. Después comienza a salir  $\text{CO}_2$ , en progresivo aumento, hasta llegar a dejar de ser rentable.

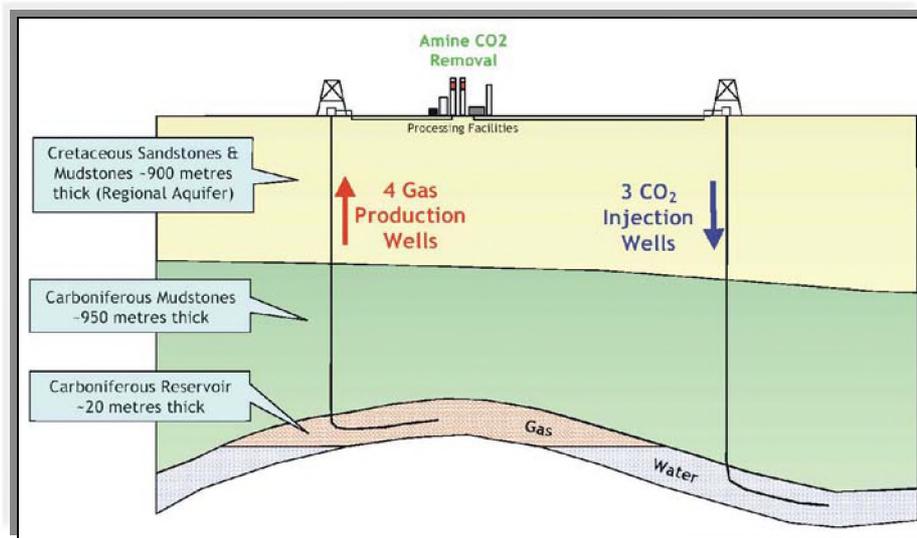


Fig. 5.1.1.3.- Esquema de funcionamiento de una instalación de EGR (Fuente: Proyecto de In Salah, Argelia)

En el proyecto GEO-SEQ se han realizado simulaciones con mezclas  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$  basadas en el Campo de Gas Río Vista (Bahía de San Francisco). Las simulaciones con herramientas informáticas indican que la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua de la formación tiene una relevancia muy escasa.

En cualquier caso, las experiencias actuales confirman la gran complejidad de las operaciones EGR, que necesitan de un desarrollo tecnológico de gran alcance, por lo que en este capítulo se considerarán los criterios de favorabilidad para campos de petróleo y operaciones EOR. Previamente, se realizan unas breves consideraciones para los campos de gas, pendientes de que el mencionado desarrollo tecnológico las confirme:

- Ha de hacerse una modelización geomecánica para calcular la presión máxima de almacenamiento sin inducir fracturas, así como determinar si se han producido durante la etapa de vaciado del yacimiento. Existe, sin embargo, una limitación en la máxima presión de almacenamiento a utilizar, ya que no es aconsejable sobrepasar la presión original.
- Debe valorarse también la reactividad del sello con fluidos ricos en  $\text{CO}_2$  disuelto, especialmente si se trata de materiales carbonatados, pues su disolución puede dar lugar a un aumento de la porosidad.
- En cuanto a la cantidad de  $\text{CO}_2$  almacenable, dependerá de la permeabilidad y el diseño de la inyección. Así, si la permeabilidad es baja, un solo sondeo inyector no puede alcanzar una tasa de inyección suficiente para impedir que el agua de la formación ocupe definitivamente una parte sustancial del espacio previsto para el  $\text{CO}_2$ . En cambio,

la inyección simultánea con tres sondeos a menor presión de inyección cada uno, mejora notablemente el volumen final de CO<sub>2</sub> almacenado.

- Otro factor importante, pero de comportamiento no bien comprendido es la compresibilidad del volumen de poros, que incide sensiblemente en la tasa de inyección y en el volumen total inyectado. Dicha compresibilidad sufre un efecto de histéresis si se sobrepasa el límite elástico.

- A pesar de haber demostrado su estanqueidad durante millones de años, las operaciones de extracción e inyección realizadas para su explotación pueden inducir deformaciones que afectan a la integridad hidráulica del confinamiento (cizallamiento y dilatación que aumenta la permeabilidad del confinamiento, reapertura de fisuras, fracturación hidráulica). Además, los sondeos constituyen elementos críticos, pues pueden comportarse como vías de escape preferentes. La integridad de los sondeos también queda fuertemente afectada por el vaciado del propio sondeo. Es necesario, además, garantizar la integridad de los sondeos de exploración realizados.

### 5.1.2. Criterios específicos para almacenamiento en campos de petróleo

Los **criterios específicos** a considerar para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios de petróleo son:

#### ***Densidad y grados API***

Tiene mucha importancia porque afecta a la solubilidad del CO<sub>2</sub>. Hay una amplia colección de criterios de clasificación relacionados con los grados API<sup>7</sup> y el flujo de CO<sub>2</sub> (Kirkpatrick *et al.*, 1985; Haskin & Alston, 1989; Klins & Bardon, 1991; Bradley, Taber *et al.*, en Holtz *et al.*, 1999). Por lo general, **para operaciones EOR**, los grados API deben estar entre los 13 y los 55: crudos muy pesados o muy volátiles presentan una muy pobre eficiencia de barrido.

Las condiciones ideales para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> corresponden a reservorios con petróleos de una densidad mayor a 27 °API (petróleos ligeros con densidades < 900 kg · m<sup>-3</sup>) y con una viscosidad < 10 centipoise (cp) (Nelms *et al.*, 2004). Del mismo modo, el petróleo debería estar compuesto de un gran porcentaje de hidrocarburos con cadenas de una longitud de 5-12 carbonos para potenciar la miscibilidad del petróleo y el CO<sub>2</sub>. También, en este sentido, es preferible una alta proporción de alcanos de cadena recta frente a compuestos aromáticos (Kovscek, 2002).

#### ***Saturación residual de petróleo***

La fracción del petróleo que no puede ser desplazado por el fluido es muy variable y depende de la heterogeneidad de la formación sedimentaria, de la presión capilar, de la *wettability*<sup>8</sup>, y del tipo de porosidad. Tiene importancia tanto en operaciones EOR como en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que el petróleo residual ocupará una proporción del volumen de poros, reduciéndose el volumen total de CO<sub>2</sub> que podría ser almacenado.

Según Kovscek (2002), el producto de la saturación media de petróleo y la porosidad, S<sub>o</sub>φ, (habitualmente se denomina “SoPhi”), es una medida del petróleo residual o remanente por volumen de roca. Casos de S<sub>o</sub>φ mayores a 0.05-0.07 generalmente garantizan la rentabilidad del

---

<sup>7</sup> Grados API (American Petroleum Institute): denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua (*ver Anexo A1*).

<sup>8</sup> La “*wettability*” de un líquido se define como el ángulo del contacto entre una gota del líquido en equilibrio termal en una superficie horizontal (*ver Anexo A2*).

almacén. Obviamente, a mayor  $S_{o\phi}$ , más atractivo será el proyecto debido a la gran cantidad de petróleo en la zona y la posibilidad de una mayor recuperación. Para valores de  $S_{o\phi}$  inferiores a 0.05, la posibilidad de recuperación de petróleo debe sopesarse cuidadosamente frente a los costos. En este último caso, tendría más sentido considerar el almacén para almacenamiento puro sin EOR.

### ***Porosidad***

Es el factor fundamental en la capacidad de almacenamiento del reservorio. Los valores de porosidad varían ampliamente para distintos reservorios, pero generalmente están en un rango comprendido entre un 11-30 % (Beige & Holtz, 1996 en Holtz *et al.*, 1999). El almacén más deseable sería aquél que posee poros de tamaño similar y bien conectados entre sí. Una elevada porosidad, a igualdad de condiciones en el resto de propiedades del reservorio, incrementa la viabilidad del almacenamiento.

### ***Permeabilidad***

Una alta permeabilidad permitirá que grandes volúmenes de  $\text{CO}_2$  puedan ser inyectados a través de un mismo sondeo, reduciendo los costes. Una alta permeabilidad significa que el  $\text{CO}_2$  se moverá más rápidamente dentro del reservorio, lo que es también una característica favorable para el almacenamiento de  $\text{CO}_2$ . Importantes variaciones de permeabilidad, tanto horizontales como verticales, pueden ser causa de baja efectividad tanto en operaciones EOR como en el almacenamiento de  $\text{CO}_2$ . Estratos con valores de permeabilidad muy altos, podrían reducir la eficiencia en el barrido del petróleo (Holtz *et al.*, 1999).

Según algunos autores, una buena roca almacén debería mostrar una permeabilidad efectiva  $> 10$  mdarcys y una porosidad de la formación  $>$  del 12 %. (Nelms *et al.*, 2004).

En este punto resulta de notable interés el cálculo de los valores de inyectividad. La inyectividad es una medida cuantitativa de la facilidad con la que un fluido, tanto gas como agua, se introduce dentro de una formación geológica por unidad de espesor de la formación (*ver Anexo A3*).

La inyectividad es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional a la viscosidad de la fase inyectada. La inyección es más difícil para fluidos viscosos y/o formaciones de baja permeabilidad. Sin embargo, una interesante característica para la inyección de  $\text{CO}_2$  es la relativa baja viscosidad de éste (Kovscek, 2002).

Es importante destacar que a mayor inyectividad, menor número de sondeos se requieren, reduciéndose por tanto los costes del almacenamiento así como el número de potenciales vías de escape del  $\text{CO}_2$  almacenado. Por otra parte, estimulaciones periódicas del reservorio y frecuentes cambios en los parámetros de inyección, ayudan a disminuir los efectos de la pérdida de inyectividad (Holtz *et al.*, 1999).

Kovscek (2002) propone un parámetro útil que calcula la calidad del almacén:  $kh$ , producto de la permeabilidad media y el espesor de la zona que contiene el petróleo. Por lo que, dado un espesor y una permeabilidad del reservorio ( $kh > 10^{-13} - 10^{-12} \text{ m}^3$ ) con un valor importante de  $S_{o\phi}$ , describen las condiciones preferibles que deberá tener una buena roca almacén con recuperación de petróleo.

### ***Permeabilidad relativa***

La permeabilidad de una fase en relación con otra determina la ratio de movilidad en el desplazamiento por flujo de  $\text{CO}_2$ . Los fenómenos de permeabilidad relativa se producen porque la porosidad de la roca contiene múltiples fases, incluyendo el petróleo, el agua y el gas. La

permeabilidad relativa afecta a la inyectividad del CO<sub>2</sub> y, por tanto, es un factor importante que afectaría a la cantidad de CO<sub>2</sub> que podría ser secuestrado (Holtz *et al.*, 1999).

### **Viscosidad**

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinado y petroquímica. La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede variar de 0.2 hasta más de 1.000 centipoise (cp). Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente en el caso de los crudos pesados y extrapesados.

En 38 proyectos estudiados, realizados en Cuencas Pérmicas en almacenes carbonatados de petróleo y considerados económicamente viables, se han obtenido valores de viscosidad media de 1.52 cp (0.5 c.p -2.6 c.p). (Nelms *et al.*, 2004).

**Tabla 5.1.2.1.- Criterios de selección para la inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones de miscibilidad sugeridos por algunos autores (Gozalpour *et al.*, 2005).**

<b>Parámetros del almacén</b>	<b>Carcoana (1982)</b>	<b>Taber &amp; Martin (1983)</b>	<b>Klins (1984)</b>	<b>Taber et al. (1997)</b>
Profundidad (m)	< 3000	> 700	>914	>1219; >1006; >853 ; >762
Temperatura (°C)	< 90			
Presión (MPa)	> 83		>1003	
Permeabilidad (mdarcy)	>1			
Composición (° API)	>40	>26	>30	22-27.9; 28-31.9; 32-39.9; >40
Viscosidad (cp)	<2	<15	<12	<10
Fracción de petróleo restante	>0.30	>0.30	>0.25	>0.20

**Tabla 5.1.2.2.- Valores óptimos de algunos parámetros (Gozalpour *et al.*, 2005).**

<b>Parámetros del almacén</b>	<b>Valores óptimos</b>	<b>Pesos paramétricos</b>
Composición (°API)	37	0.24
Saturación de petróleo restante	60%	0.20
Presión sobre MMP (MPa)	1.4	0.19
Temperatura (°C)	71	0.14
Espesor neto de petróleo (m)	15	0.11
Permeabilidad (mdarcy)	300	0.07
Porosidad	20 %	0.02

Asimismo, el proyecto GEO-SEQ ha desarrollado unos criterios de discriminación para la selección de lugares aptos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con EOR (Kovscek, 2002). Aunque se relacionan en la Tabla 5.1.2.2, los aspectos generales a considerar son: **profundidad del yacimiento, capacidad, espesor de la formación, permeabilidad y estado del confinamiento.**

Tabla 5.1.2.2.- Criterios de discriminación para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con EOR asociada (Kovscek, 2002).

	Indicadores positivos	Indicadores de precaución
<b>Propiedades del almacén</b>		
S <sub>o</sub> φ	≥ 0.05	<0,05 Considerar el relleno si la capacidad es grande
kh (m <sup>3</sup> )	≥ 10 <sup>-14</sup> – 10 <sup>-13</sup>	<10 <sup>-14</sup> Si kh es menor, considerar si la inyectividad será suficiente
Capacidad (kg/m <sup>3</sup> )	> 10	< 10
Confinamientos	Adecuada caracterización del superior, mínimo daño en la formación	Áreas próximas a zonas de falla
<b>Propiedades del petróleo</b>		
ρ (°API, kg/m <sup>3</sup> )	> 22 hasta 900	<22 Considerar EOR con CO <sub>2</sub> inmisible, rellenar el almacén si la capacidad es grande
μ (mPa s)	< 10	>10 Considerar EOR con CO <sub>2</sub> inmisible
Composición	Alta concentración de C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub> , relativamente pocos aromáticos	
<b>Instalaciones de superficie</b>		
Corrosión	CO <sub>2</sub> puede separarse al 90% de pureza; desarrollo de tubería cubierta con epoxy e inhibidores de la corrosión	Concentración de H <sub>2</sub> S y H <sub>2</sub> O superiores a 500 ppm cada una
Gasoductos	Distancia del emisor de CO <sub>2</sub> inferior a 500 km	Distancia superior a 500 km
Sinergia	Especialización preexistente en producción de petróleo e instalaciones de superficie	Escasa o nula especialización en EOR con CO <sub>2</sub> en los alrededores

ρ = densidad

°API = grados API de gravedad (medida de la densidad)

μ = viscosidad

φ = porosidad

S<sub>o</sub> = saturación de petróleo kh = producto espesor-permeabilidad

## 5.2. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones permeables profundas

### 5.2.1. Introducción

Los estudios en curso para el almacenamiento en este tipo de formaciones comprenden rocas carbonatadas y rocas areníticas, entre las sedimentarias, y rocas ultramáficas (peridotitas o serpentinitas) entre las endógenas, plutónicas o volcánicas.

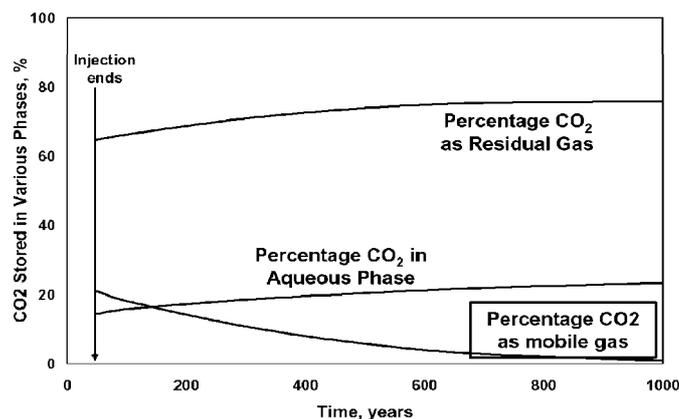
Es la opción más considerada, debido a la ubicuidad de las capas acuíferas en el subsuelo (presentes en casi cualquier cuenca sedimentaria) y el enorme volumen ocupado por ellas. Sin embargo, para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> sólo se consideran opciones viables los acuíferos **confinados y salinos**. El carácter “confinado” es evidente para evitar la fuga de gas hacia la superficie, y el carácter “salino” es necesario para evitar la inutilización de recursos de agua potable. Además, sólo suelen considerarse los **acuíferos profundos**, que se encuentran a más de ~800 metros bajo la superficie, ya que a esta profundidad el CO<sub>2</sub> inyectado se encuentra en estado supercrítico. Esta profundidad ha de considerarse orientativa, pues la profundidad a la que se dan las condiciones supercríticas para el CO<sub>2</sub> es función de los gradientes locales de T y P (*ver apartado 4.4 Régimen geotérmico y de presión*).

Los mecanismos esenciales de atrapamiento -aunque generalmente no los únicos- en las formaciones permeables profundas son el de **solubilidad** y el **hidrodinámico**. Sin embargo, estos sistemas tienen también la posibilidad de dar lugar a reacciones geoquímicas conducentes a la precipitación de minerales, singularmente carbonatos, por lo que el atrapamiento **mineral** estará más o menos presente en el comportamiento a largo plazo de estas formaciones.

La experiencia de Sleipner de inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones supercríticas en un acuífero arenoso cuarcífero, muestra que un 80-85% (en peso) del CO<sub>2</sub> migra como fase inmisible, el 15-20% se disuelve, y menos del 1% precipita (en forma de carbonato). De todas formas, la reactividad es un proceso muy lento, del orden de cientos de años, y más efectiva en aguas con baja salinidad. Sin embargo, aun siendo muy escaso el atrapamiento mineral, es un proceso fundamental, pues la precipitación tiene lugar principalmente en el contacto del acuífero con la formación confinante superior, aumentando notoriamente su carácter impermeable por disminución de la porosidad.

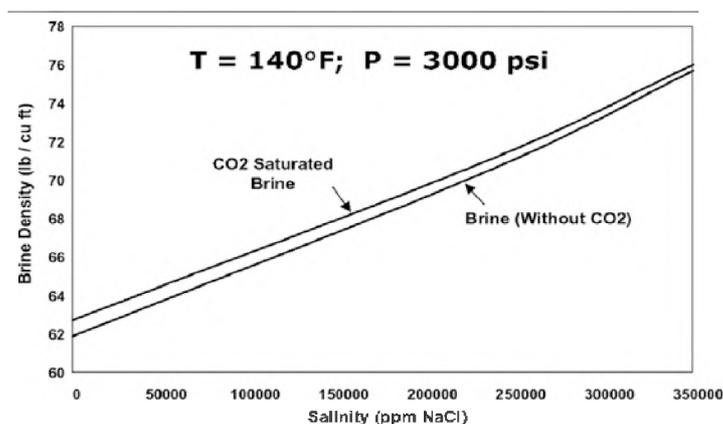
Experiencias de laboratorio realizadas en muestras de la Fm. Frío (Texas, EEUU) muestran que también se retiene CO<sub>2</sub> como fase residual (inmovilizado) en formaciones saturadas de salmuera, garantizando el almacenamiento a escala de tiempo geológico. Esta **saturación residual** (saturación de CO<sub>2</sub> por debajo de la cual el CO<sub>2</sub> gas o líquido permanece inmovilizado en los poros) depende de la porosidad, temperatura y presión, así como de la densidad del CO<sub>2</sub>, todos ellos parámetros relacionados con la profundidad; las simulaciones realizadas permiten obtener una curva de optimización del almacenamiento de CO<sub>2</sub> como fase residual en relación a la profundidad, curva parabólica con un máximo extenso que indica la profundidad de almacenamiento óptima para este tipo de retención de CO<sub>2</sub> (en el caso de la Fm. Frío es de 3300 m, y supone que en 1000 años el 5% del CO<sub>2</sub> inyectado quedaría retenido como gas residual).

Entre la información aportada por la experiencia de Sleipner se encuentra el hecho de que el CO<sub>2</sub> inyectado tiende a subir (es algo menos denso que la salmuera), se acumula en el contacto con la capa confinante superior y desde allí se extiende lateralmente, movimiento controlado por la topografía del recubrimiento.



**Fig. 5.2.1.1.- Cantidad de CO<sub>2</sub> almacenada como fase gaseosa residual, en función del tiempo (IGME-ELCOGAS, 2005).**

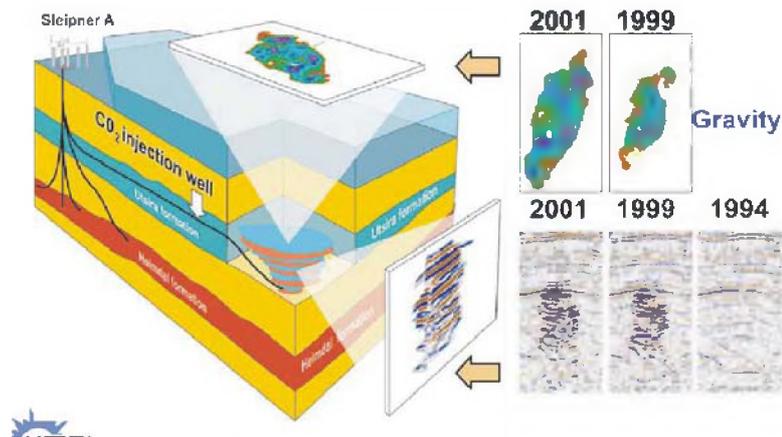
Las simulaciones realizadas indican que en el contacto con la salmuera infrayacente los procesos de difusión son muy activos, de manera que el techo de la salmuera se hace más denso por saturación en CO<sub>2</sub> (Fig. 5.2.1.2), lo cual origina corrientes de convección que aumentan enormemente la velocidad de disolución del CO<sub>2</sub> en la salmuera.



**Fig.5.2.1.2.- Aumento de la densidad de la salmuera (brine) con la salinidad, siendo siempre algo superior si dicha salmuera se encuentra saturada en CO<sub>2</sub> supercrítico (IGME-ELCOGAS, 2005).**

La modelización indica que la burbuja de CO<sub>2</sub> alcanza su tamaño máximo a los 300 años del cese de la inyección, y después domina la disolución, que hace desaparecer la burbuja a los 4000 años. Sin embargo, la presencia de intercalaciones impermeables ha obligado al CO<sub>2</sub> a migrar lateralmente varios cientos de metros bajo cada una de ellas, que retrasan el ascenso y provocan la diseminación de la burbuja, lo que aumenta los procesos de disolución y, por tanto, la capacidad de almacenamiento definida por el volumen de las “trampas” (Fig. 5.2.1.3). Además, estas intercalaciones provocan la reducción (a corto plazo) de la migración horizontal global del CO<sub>2</sub>, que queda confinado en las inmediaciones del sondeo de inyección.

Gran parte de la investigación se ha enfocado a la identificación de situaciones favorables a partir de datos geofísicos y de sondeos procedentes fundamentalmente de la industria petrolífera. Este hecho condiciona la ubicación de los almacenamientos potenciales a las zonas con suficiente información disponible, es decir, las cuencas con investigación de hidrocarburos.



**Fig. 5.2.1.3.- Monitorización del CO<sub>2</sub> inyectado en Sleipner. Muestra cómo el CO<sub>2</sub> queda frenado en su ascenso por la presencia de intercalaciones arcillosas, menos permeables (IGME-ELCOGAS, 2005).**

### 5.2.2. Criterios específicos para almacenamiento en formaciones permeables profundas

La investigación se centra especialmente en la máxima capacidad de almacenamiento de los acuíferos, la máxima presión de almacenamiento y el efecto de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua de la formación. A gran profundidad no hay espacio vacío, de manera que el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> reside únicamente en la roca y la fase fluida. La capacidad de almacenamiento depende, pues, de la compresibilidad del conjunto roca-fluido en función de la presión.

En cuanto a la **capacidad de almacenamiento** de CO<sub>2</sub>, los resultados finales del proyecto JOULE II comparando escenarios de inyección muy variados en medios porosos concluyen que no puede considerarse como capacidad de almacenamiento el volumen total de poros del almacén, sino que la eficiencia del almacenamiento es mucho menor, y dependiendo del tipo de estructura puede ser el 2% del volumen total de poros (almacenes confinados), el 6% (almacenes fracturados y almacenes con capa sellante superior horizontal muy extensa) o variable entre el 2 y el 17% (capas con buzamiento mediano que presentan una zona de rebosamiento inferior o “*spill point*”). En el caso de almacenes con una hidrodinámica muy grande, sin embargo, la capacidad puede considerarse casi ilimitada.

La creación de un almacén subterráneo en formaciones permeables profundas requiere cuatro **condiciones indispensables**:

- la existencia de una formación porosa y permeable que actúe como almacén, la existencia de una formación impermeable que intervenga como confinante en el almacenamiento,
- la inalterabilidad de las propiedades de las formaciones anteriormente expuestas como consecuencia de la inyección del fluido y
- la inexistencia de recursos explotables como fluidos originales de la formación almacén.

El **almacén** debe presentar ciertos parámetros cuantitativos y cualitativos que se reconocen como importantes a la hora de realizar una inyección en profundidad. Estos parámetros son los siguientes:

### ***Extensión del almacén***

La capacidad total de almacenamiento depende del tamaño del almacén, de modo que cuanto mayor sea éste, mayor volumen de fluido podrá albergar en su interior.

En el caso de las formaciones horizontales, deberán presentarse mayores extensiones que en las estructuras geológicas debido a que, en este último caso, el fluido ocupará solamente las partes más superficiales de la formación, tales como pequeños domos y ondulaciones, con la consiguiente reducción de su capacidad total.

### ***Profundidad del techo del almacén***

La profundidad también es un criterio del que depende la capacidad total del almacén ya que, cuanto mayor sea la profundidad del techo del almacén, podrá admitirse una presión máxima de almacenamiento más alta y una compresión del fluido mayor.

Asimismo, para la inyección de CO<sub>2</sub> y su mantenimiento en condiciones supercríticas, se deben considerar profundidades superiores a los 800 m, lo que elimina de la búsqueda las formaciones menos profundas y, además, exige que al realizarse la inyección del fluido, la presión hidrostática sea tan elevada que permita mantener la presión del CO<sub>2</sub> inyectado y, por tanto, su almacenamiento en la formación.

Pese a esto, la profundidad de las formaciones almacén se encuentra limitada por algunos condicionantes operativos, como el de selección de bombas, y otros económicos que tienen que ver, sobre todo, con los costes de las instalaciones y los costes de bombeo. Esta es la razón por la que, en muchos casos, habrá que llegar a una solución de compromiso entre la profundidad deseada y los recursos que deseen emplearse en la inyección.

### ***Potencia de la formación almacén***

La potencia también es un aspecto importante a tener en cuenta en la búsqueda de formaciones potencialmente favorables para la inyección, ya que a mayor espesor, mayor será la tasa de inyección y, por tanto, mayor la capacidad del almacén.

No se conoce un valor determinado de espesor que resulte conveniente para el almacenamiento profundo de CO<sub>2</sub>, por lo que la elección de uno u otro vendrá determinada por la capacidad de inyección que sea necesaria para unas características hidráulicas, de permeabilidad y de transmisividad, concretas para cada formación.

### ***Porosidad de la roca almacén***

En la porosidad influyen varios factores como la forma de los granos (determinante de la forma y las dimensiones de los poros), la disposición de éstos y su tamaño, por lo que cada tipo de roca presentará intervalos de porosidad distintos. Así, la porosidad total de las areniscas suele variar entre un 5% y un máximo de un 30 %, dependiendo ésta de la clasificación más o menos homogénea de los granos que las componen, de su forma geométrica, del tipo de empaquetado y del grado de cementación. En cuanto a las rocas carbonatadas, fundamentalmente calizas y dolomías, puede decirse que los cambios más importantes en la porosidad primaria (relativamente elevada en la mayor parte de las calizas de edad reciente) pueden ser debidos a los procesos de compactación, de disolución del aragonito y de la calcita, de precipitación de cemento calizo y de formación de mineralizaciones de dolomita, de modo que, por ejemplo, en este último caso se produce la aparición de nuevos espacios porosos de cierta consideración y, por tanto, la aparición de cierta porosidad secundaria. En algunos casos, incluso, puede aparecer cierta porosidad inducida como consecuencia de un proceso de fracturación originada, sobre todo, en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.

La roca almacén debe tener elevada porosidad, alrededor de un 12 %<sup>9</sup>, para que pueda albergar en su interior gran cantidad de fluido. Por esto, los materiales preferibles serán las rocas siliciclásticas y, en algunos casos, las rocas carbonatadas, descartando, en principio, las rocas plutónicas y las metamórficas, ya que su gran dureza y su reducida porosidad elevarían considerablemente el coste de perforación de los sondeos. No obstante, por lo que respecta a las rocas ultramáficas, tales como peridotitas y serpentinitas, la inyección de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> podría verse favorecida por la presencia de rocas silicatadas ricas en Mg y Ca, cuya disolución potenciaría el atrapamiento como carbonatos (precipitación de magnesita), además de su atrapamiento por solubilidad. Sin embargo, la precipitación de magnesita (y de sílice), redundaría en la progresiva disminución de la porosidad efectiva de la roca almacén así como del área superficial efectiva, lo que supondría una limitación de la capacidad de almacenamiento. Este es uno de los temas abiertos a la investigación con modelos y en laboratorio.

### **Permeabilidad de la roca almacén**

En el caso de la permeabilidad, al igual que sucede con la porosidad, cada uno de los tipos de rocas se caracteriza por presentar determinados valores. La permeabilidad de las areniscas de grano medio, por ejemplo, varía entre 1 mm/día y 0,5 m/día y, además, el gran número de variables que intervienen en ella hace imposible su predicción a partir de la simple consideración de la porosidad; en las rocas carbonatadas, en cambio, la permeabilidad puede variar desde menos de 1 mm/día, en el caso de las calizas compactas ricas en minerales de arcilla, hasta varios miles de metros por día, en el caso de las brechas groseras y las lumaquelas, apenas cementadas; finalmente, en el caso de calizas que poseen cierta porosidad primaria, los valores más frecuentes de la permeabilidad suelen estar comprendidos entre 10 mm/día y 0,5 m/día. Probablemente, la mayor transmisividad de casi todas las calizas es debida a la presencia de fracturas y grietas ensanchadas por un efecto secundario de disolución por el agua, a lo largo de los planos de estratificación y las zonas de porosidad primaria. En la Tabla 5.2.1.1 se muestran las permeabilidades de algunas formaciones:

**Tabla 5.2.1.1.- Permeabilidades de distintas formaciones (Custodio y Llamas, 1976).**

Permeabilidad(m/día)	10 <sup>4</sup>	10 <sup>3</sup>	10 <sup>2</sup>	10 <sup>1</sup>	1	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-5</sup>	10 <sup>-6</sup>
<b>Tipo de terreno</b>	Grava limpia		Arena limpia; mezcla de grava y arena			Arena fina; arena arcillosa; mezcla de arena, limo y arcilla; arcillas estratificadas			Arcillas no meteorizadas		
<b>Calificación</b>	Buenos acuíferos					Acuíferos pobres			Impermeables		
<b>Capacidad de drenaje</b>	Drenan muy bien					Drenan mal			No drenan		

Un buen acuífero no implica necesariamente un buen almacén de CO<sub>2</sub>, ya que una permeabilidad excesiva impediría un control adecuado del fluido inyectado, por lo que se considera que los almacenes de CO<sub>2</sub> deben tener unas características límite entre los acuíferos buenos y los pobres, resultando un buen valor de permeabilidad para la formación almacén 0,25 m/día (300 mD)<sup>10</sup>, valor mínimo para asegurar un desplazamiento fluido del CO<sub>2</sub> a lo largo de toda la extensión de la roca almacén.

<sup>9</sup> Fuente ENAGAS

<sup>10</sup> Fuente ENAGAS.

### ***Salinidad del agua de formación***

La formación receptora no ha de contener recursos explotables, especialmente agua subterránea aprovechable, por lo que la salinidad de sus aguas debe ser elevada.

Según lo establecido por las normas americanas, el valor de salinidad a partir del cual un acuífero es considerado como no recurso es 10000 mg/l (*Underground Source of Drinking Water, USDW, Pashin et al., 2003*), con lo que las formaciones buscadas deberán presentar un contenido en sales superior al establecido como referencia. No obstante, no conviene utilizar aguas con elevada salinidad ya que la solubilidad del CO<sub>2</sub> disminuye con el aumento de ese parámetro y, por tanto, el volumen de fluido almacenado podría llegar a ser menor del esperado.

### ***Presión hidrostática de la formación***

Sea cual sea la profundidad de la formación, la presión hidrostática requerida para el mantenimiento del CO<sub>2</sub> en condiciones supercríticas es de 80 bares, pudiendo ser ésta igual o superior a este valor de referencia.

### ***Estructura y tectónica regional del área de almacenamiento***

Una estructura compleja, junto con la abundancia de fenómenos tectónicos y de diapirismo, pueden dificultar la continuidad de las formaciones integrables en un sistema de inyección, por lo que será un parámetro a tener muy en cuenta a la hora de seleccionar posibles almacenes.

Por un lado, la presencia de fallas de gran desplazamiento así como la existencia de diapiros, podría causar la compartimentación del nivel almacén provocando, por tanto, una merma significativa de su capacidad receptora. Sin embargo, por otro lado, sería posible que la existencia de estas fracturas y diapiros facilitara los contactos entre las formaciones almacén y sello actuando a modo de trampa, de manera que la capacidad de almacenamiento potencial se viera aumentada de forma apreciable.

El conocimiento de la existencia de estas estructuras geológicas, así como el de la presencia de fracturas por las que pueda migrar el fluido hacia los estratos más superficiales, hace necesaria la realización de una campaña geofísica previa a la perforación del sondeo de inyección.

### ***Dirección de flujo en la formación almacén***

La dirección preferencial del flujo hidrodinámico es un parámetro muy importante para la selección de almacenes, ya que permite evitar la elección de aquellas formaciones receptoras en las que el desplazamiento de los fluidos inyectados se produzca hacia las zonas de recarga del almacén.

La misión del **sello** es impedir que el fluido migre hacia la superficie o hacia otras formaciones permeables superiores. Para poder comportarse de esta forma, esta formación debe presentar ciertas características que se detallan a continuación.

### ***Permeabilidad y características geomecánicas del sello***

La permeabilidad del sello depende no sólo de las características litológicas y texturales de la roca, sino también de las características geomecánicas de la misma. Por tanto, es necesario tratar con precaución los resultados de la testificación geofísica y todos los análisis exhaustivos de los testigos que se realicen en el laboratorio, ya que pueden llevar a conclusiones demasiado optimistas sobre la calidad del sello.

Según lo anteriormente expuesto, un sello que en principio es adecuado según sus características petrofísicas (formado por materiales impermeables como las arcillas o las evaporitas) y su geometría, puede presentar ciertas fracturas en algunos puntos no interceptados por los sondeos, de manera que la calidad no sea entonces la demandada para sellar el almacén subyacente. Esta es la razón por la que resulta fundamental tener en cuenta las fracturas de la formación ya que, si éstas son importantes, pueden llegar a romper el equilibrio del confinante y, por tanto, invalidar una formación aparentemente favorable para la inyección de CO<sub>2</sub>.

### ***Potencia del sello***

El espesor de la capa confinante es un parámetro de gran importancia en la determinación de la favorabilidad de las estructuras para el almacenamiento profundo ya que, cuanto mayor es éste, menor es la probabilidad de que se produzcan migraciones del fluido inyectado por el interior de la estructura hacia los dominios más superficiales.

De este modo, para la inyección de CO<sub>2</sub> en profundidad deben buscarse aquellos espesores que, para una permeabilidad concreta, garanticen el almacenamiento del fluido durante un periodo de tiempo determinado.

### ***Conexión con acuíferos en explotación***

En muchos casos, por encima de la formación almacén, aparecen niveles suprayacentes de elevada porosidad y permeabilidad que pueden contener agua. Los ensayos hidráulicos permiten averiguar la existencia o no de comunicación entre la formación permeable profunda propuesta y las que aparecen por encima del sello, dando como resultado la evaluación de la calidad de éste último y la probabilidad de contaminación de un acuífero en explotación.

Se pueden realizar medidas del sistema estático o dinámico, por lo que se tienen dos tipos diferentes de ensayos:

- 1) Medidas de los niveles piezométricos estáticos antes de la inyección del fluido.
- 2) Medida inmediata de la variación de presión producida en la formación almacén tras el bombeo de agua a partir de un pozo.

Con respecto al almacenamiento en formaciones salinas *off-shore* cercanas a la costa, se deberá asegurar que no hay conexión con acuíferos *on-shore* de agua dulce, ya que el CO<sub>2</sub> inyectado podría desplazar la salmuera hacia dichos acuíferos, contaminándolos.

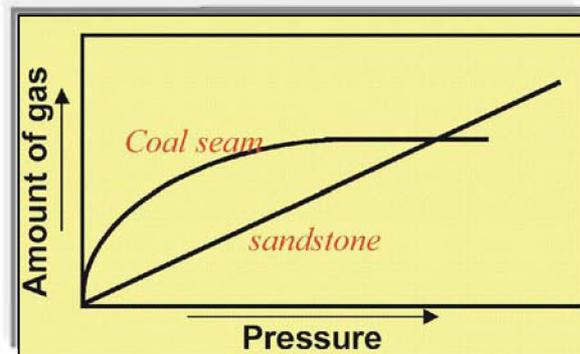
Un caso especial de este tipo de formaciones son los **acuíferos termales**. Las conclusiones iniciales de los estudios en el proyecto GESTCO parecen descartar este tipo de sistemas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, tanto por la pequeña velocidad de inyección como por los reducidos volúmenes que podrían ser almacenados.

## ***5.3. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en capas de carbón***

### **5.3.1. Introducción**

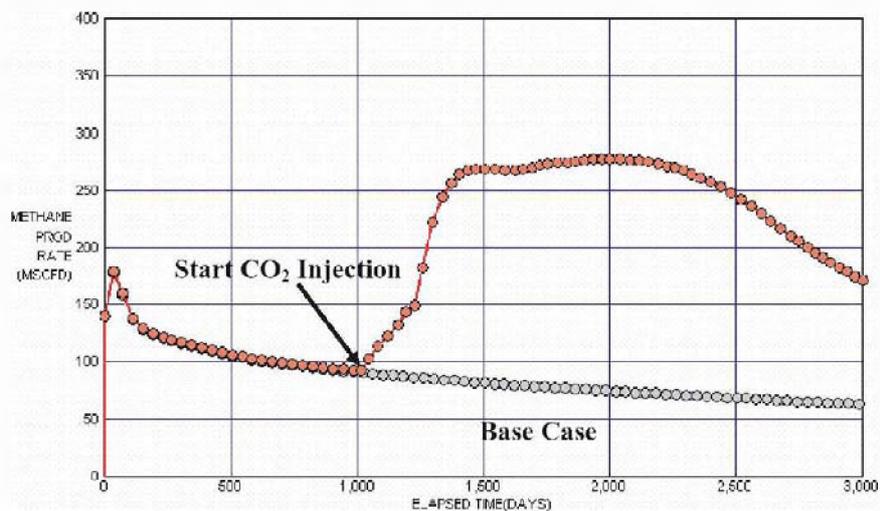
El **carbón** contiene infinidad de microporos ( $\phi < 2$  nm) en los que quedan adsorbidos diversos gases (en condiciones naturales contienen preferentemente CH<sub>4</sub>), pero que son demasiado pequeños para las moléculas de agua. Las moléculas de gas no se unen a la matriz del carbón mediante enlaces químicos, sino que quedan adsorbidas en su superficie en una capa monomolecular. El sistema de poros y microporos es tal que una tonelada de carbón puede tener una superficie específica de 93 millones de m<sup>2</sup>.

El contenido en gas que puede almacenarse en los microporos depende, entre otros factores, de la presión y del rango del carbón (Fig. 5.3.1.1.), que es el grado o estado de carbonificación o maduración.



**Fig.5.3.1.1.- Cantidad de gas contenido en el carbón. Éste puede contener mucha mayor cantidad de gas que formaciones muy porosas, a presiones moderadas.**

La mayor afinidad del CO<sub>2</sub> para ser adsorbido que el CH<sub>4</sub> naturalmente presente en las capas de carbón ha hecho que se valore la posibilidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en capas de carbón a la vez que se recupera CH<sub>4</sub> como gas de valor económico en sí mismo, lo que reduce los costes globales de la inyección. Es lo que se conoce como CO<sub>2</sub> “Enhanced Coalbed Methane Production”, ECBM (Fig. 5.3.1.2).

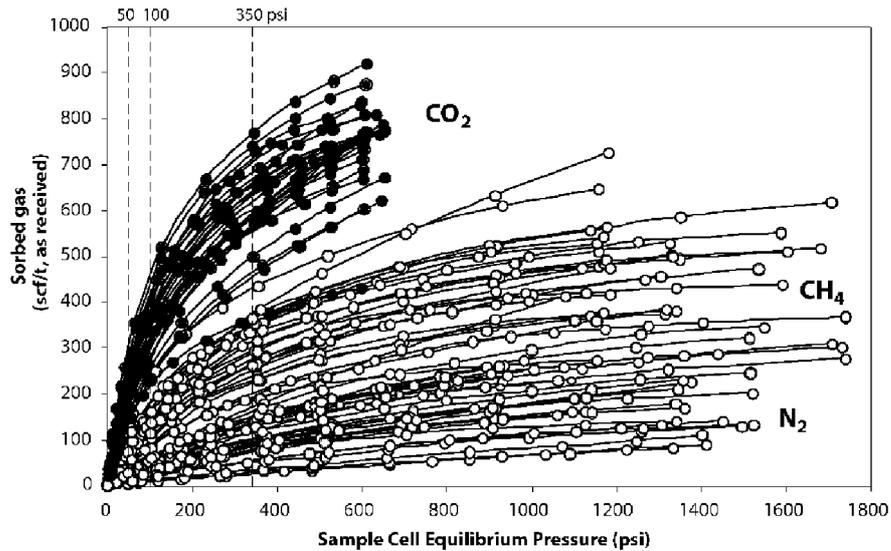


**Fig. 5.3.1.2.- Tasa de producción de CH<sub>4</sub> con y sin inyección de CO<sub>2</sub>**

El CO<sub>2</sub> sería adsorbido a razón de 2 moléculas de CO<sub>2</sub> (en algunos carbones hasta 6) por cada molécula de CH<sub>4</sub> desplazada (Fig. 5.3.1.3). El mecanismo de atrapamiento es netamente distinto al de los dos tipos de formaciones vistos con anterioridad. Aquí es un mecanismo de retención superficial en la superficie accesible de los macerales de las capas de carbón. Eventualmente, el grado de microfracturación sería positivo desde la consideración de la accesibilidad y el aumento de superficie de intercambio. Sin embargo, el potencial de escape del CO<sub>2</sub> a través de las fracturas, preexistentes o inducidas por la inyección o la hidrofracturación para aumentar las capacidades de almacenamiento, es uno de los limitantes de esta alternativa de almacenamiento. Pero no sólo puede escapar el CO<sub>2</sub>, lo que haría inefectivo el almacenamiento

previsto, sino el propio CH<sub>4</sub> en la maniobra de recuperación forzada, y el CH<sub>4</sub> tiene un efecto invernadero 23 veces superior al del CO<sub>2</sub>.

Si se provoca una disminución en la presión, se facilita la liberación del CH<sub>4</sub>. La mayoría de los carbones presentan su porosidad saturada en agua, que de ser extraída por bombeo, provoca una disminución en la presión, lo que facilita la desorción del CH<sub>4</sub> de los microporos. El CH<sub>4</sub> presente se difunde lentamente por las fisuras hasta alcanzar el sondeo desde el que se ha provocado la depresión. Esta técnica de explotación se denomina CBM (*Coalbed Methane Production* o recuperación de CH<sub>4</sub> desde capas de carbón).



**Fig. 5.3.1.3-Isotermas de adsorción. El CO<sub>2</sub> es adsorbido en mayor proporción que el CH<sub>4</sub> y el N<sub>2</sub>.**

Los supuestos de inyección para campos de petróleo o gas y formaciones permeables profundas son CO<sub>2</sub> supercrítico y profundidades superiores a los 800 m ya que implican temperaturas en el entorno de los 31°C y presiones superiores a 7.4 MPa. Para profundidades menores, en el rango de hasta los 600m, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es factible en forma gaseosa sobre capas de **carbón** en minas profundas desde el punto de vista de la explotación, o difícilmente explotables por razones económicas.

Pese a la gran cantidad de microporos (los carbones suelen tener una porosidad entre 3-10%), la permeabilidad del carbón suele ser muy baja (0.1 a 20 mdarcys), fundamentada en la existencia de unos sistemas de fisuras perpendiculares a la estratificación denominadas “*cleats*”. Por tanto, al ser la permeabilidad del carbón muy baja, en los proyectos de CBM se recurre a la fracturación hidráulica del carbón para favorecer el flujo de gas.

Para la viabilidad de un proyecto de CBM se considera que el contenido en CH<sub>4</sub> del carbón debe superar los 4-8 m<sup>3</sup>/t, pudiendo existir una capacidad adicional de almacenamiento en formaciones arenosas circundantes o adyacentes.

La producción de CH<sub>4</sub> 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 no está todavía bien desarrollada. 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 y del elevado coste por el gran número de sondeos necesarios. Se han

realizado estudios piloto de campo en la Cuenca de San Juan, Nuevo México (Allison Unit) y en la Cuenca de Alberta (Canadá), pero parece existir una retención de información por la existencia de intereses económicos. Se están llevando a cabo proyectos similares en Polonia (Proyecto RECOPOL) ya en estado avanzado, Japón (Coal Sequestration Project) y China (China ECBM Project), en fase preliminar. Se necesitan más pruebas de campo (bajo diferentes condiciones geomecánicas, geoquímicas, procesos de absorción-adsorción multigas, procesos que afectan a las propiedades de flujo en el carbón...) y conocer el grado de extrapolabilidad de los resultados de laboratorio sobre la adsorción multicomponente en condiciones geomecánicas muy diferentes a las del laboratorio.

Se está estudiando la posibilidad de utilizar una mezcla de gases en la inyección ( $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$ , fundamentalmente) para mejorar el rendimiento de las operaciones. Una mezcla rica en  $\text{N}_2$  proporciona una tasa inicial de recuperación de  $\text{CH}_4$  mayor, pero el  $\text{N}_2$  alcanza con rapidez los sondeos de producción al ser su avance mucho más rápido que el del  $\text{CO}_2$ , de manera que hay que añadir el coste de separación de  $\text{N}_2$  y  $\text{CH}_4$ . Empleando una mezcla rica en  $\text{CO}_2$  se obtiene un gas de recuperación más rico en  $\text{CH}_4$  durante un intervalo de tiempo mayor, reduciéndose los costes de separación.

También se está estudiando la posibilidad de combinar ECBM y gasificación del carbón, así como la utilización de bacterias anaerobias para aumentar la producción de  $\text{CH}_4$  por medio de ECBM. En esta opción se debe considerar el tratamiento del agua posiblemente contaminada que se extraiga del carbón.

Un inconveniente importante de este tipo de actuación es que el  $\text{CH}_4$  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 quiere mantener el  $\text{CO}_2$  en el almacén).

Se están llevando a cabo también estudios preliminares sobre las posibilidades de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en **pizarras bituminosas**, en Kentucky, donde ocupan una gran extensión. En ellas el gas natural se encuentra adsorbido en las superficies de la arcilla y el kerógeno y al igual que en el caso del carbón, el  $\text{CH}_4$  puede desorberse en presencia de  $\text{CO}_2$ . Se están tomando muestras de sondeos para recopilar las isothermas de adsorción de  $\text{CO}_2$  y para investigar el desplazamiento del  $\text{CH}_4$  por el  $\text{CO}_2$ . También se investiga la posible relación de la capacidad de adsorción con la mineralogía (parece estar relacionada con el carbono orgánico total, y la reflectividad de la vitrinita, es decir, la madurez del carbón). La capacidad de adsorción a 2.7 MPa (unas 30 atmósferas o 300 m de columna de agua) oscila entre 0.6 y 2.7 metros cúbicos por tonelada.

### 5.3.2. Criterios específicos para el almacenamiento en capas de carbón

#### *Potencial minero de las capas de carbón (profundidad y potencia)*

La profundidad y la potencia constituyen dos factores importantes en la selección de áreas favorables para la inyección de  $\text{CO}_2$ , ya que la rentabilidad económica será discriminante para seleccionar un área como posible almacén, por lo que parece claro que sólo se almacenará  $\text{CO}_2$  en capas de carbón no explotables que contengan gas natural.

La **profundidad** de las capas de carbón es importante desde distintos puntos de vista: por un lado, para poder realizar operaciones de fracturación hidráulica, el carbón debe estar a una profundidad mínima de 150 m, de forma que la presión hidrostática y la litostática puedan cotrarrestar la del fluido inyectado; por otro lado, la explotabilidad de una capa de carbón depende, entre otros factores, de la profundidad de la misma, tomándose 300 m. como la profundidad mínima para el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  ya que a partir de ella la rentabilidad

económica de explotación disminuye considerablemente. Desde aquí hasta los 800 m, el CO<sub>2</sub> se almacenaría en estado gaseoso mientras que a partir de unos 800 m, (en función de los gradientes de temperatura y presión) estaría como supercrítico.

La profundidad también influye sobre la permeabilidad de las capas de carbón. En general, el contenido de gas que podría ser almacenado aumenta con la profundidad de la capa de carbón: bajo condiciones supercríticas se superan los volúmenes de almacenamiento predichos por las isoterms de adsorción de Langmuir, aunque la movilidad y reactividad de fluidos supercríticos en capas de carbón son todavía poco conocidas (Pashim and McIntyre, 2003 en Shi and Duruncan, 2005).

En relación con la **potencia**, se consideran de interés aquéllas áreas en las que la potencia acumulada de carbón sea grande, de tal forma que un mismo sondeo sirva para aproximarse a varios almacenes de entidad. En principio, se establece esa potencia en 10 m, aunque éste es sólo un valor orientativo. En estudios realizados en la cuenca Black Warrior (Pashin, *et al.*, 2003), se han considerado capas de carbón objetivo para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> aquéllas que presentan espesores de aproximadamente 60 cm y densidades de al menos 1.5 g/cm<sup>3</sup>. Las capas con espesores inferiores a unos 30 cm en raras ocasiones se han elegido para la producción de gas, aunque dependiendo de la región considerada, el espesor dependerá de las capas disponibles.

### **Calidad del carbón**

Los parámetros que definen la calidad del carbón y que van a tener un efecto significativo en las características del almacén de carbón son principalmente el **rango**, el **grado** y la **composición maceral** (Pashin, *et al.*, 2003).

El **rango** de un carbón es el grado o estado de carbonificación o maduración del carbón, indicando la evolución del mismo. El rango es una clasificación del carbón que indica el grado de metamorfismo, o progresiva alteración, desde lignito a antracita (ASTM, 2000 en Stanton *et al.*). En definitiva es una descripción cualitativa de la secuencia de carbonificación. La carbonificación es la transformación progresiva de la turba pasando a través del lignito pardo/lignito, después al sub-bituminoso, del carbón bituminoso hasta llegar a la antracita. Estos rangos están basados en aquellos usados en la clasificación ASTM.

Para averiguar el rango de un carbón se utilizan una serie de indicadores, entre los que se encuentran las materias volátiles (Mv), el poder calorífico, la reflectancia de la vitrinita, el contenido fijo de carbono y la humedad: al aumentar el rango de un carbón, aumenta su poder calorífico, la reflectancia de la vitrinita y el porcentaje de carbono y disminuye su contenido en volátiles (Tabla 5.3.3.1). La transformación química que supone un aumento del rango consiste en un aumento del contenido en carbono a la vez que se produce una pérdida de oxígeno e hidrógeno. Las reacciones individuales que ocurren durante la carbonificación no tienen lugar simultáneamente; la pérdida de oxígeno por ejemplo, comienza en los primeros estadios de la diagénesis de la materia orgánica, proceso que es bastante anterior al inicio de la producción de CH<sub>4</sub> termogénico. El hidrógeno también puede perderse por deshidratación, pero la reacción de mayor interés es la desmetilación (pérdida de CH<sub>4</sub>). El carbono alifático y el hidrógeno se pierden principalmente como CH<sub>4</sub> y el carbón se va enriqueciendo en carbonos y en aromáticos.

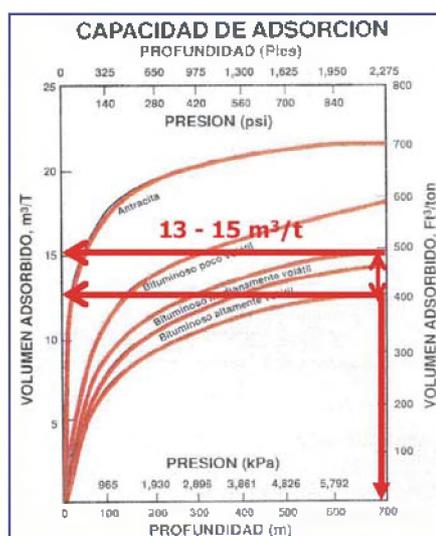
Hay un pico en la producción el CH<sub>4</sub> que coincide con la etapa de formación del carbón bituminoso. En términos de rango de carbón, este pico se encuentra a menudo en la separación entre el rango bituminoso medio en volátiles (Bmv) y el bajo en volátiles (Bbv). Muchos autores han indicado que la cantidad de CH<sub>4</sub> producida durante la carbonificación puede superar a la cantidad de gas encontrado en los yacimientos de carbón debido a que o bien se ha escapado a la atmósfera o bien ha migrado a las capas adyacentes [1].

Según Gan *et al.*, 1972; Sharkey & McCartney, 1981 (en Stanton *et al.*), los carbones con contenidos en carbono inferiores al 75%, presentan principalmente poros >20 nm (macroporos). La densidad del carbón inicialmente disminuye desde lignito a carbones bituminosos con alto contenido en volátiles como resultado de la expulsión de agua y compactación, así como por la formación de microporos (<2 nm). Por otra parte, en los carbones con alto contenido en volátiles hasta antracita, la densidad aumenta como resultado del proceso de maduración que implica una liberación de hidrógeno y oxígeno. Los poros en estos carbones son principalmente microporos y en menor grado poros de transición (2-20 nm). En cambio, Parcas y Chakrabartty (1986) en Stanton *et al.* concluyen que en los carbones sub-bituminosos los microporos son más abundantes que los macroporos y son responsables de la porosidad en los rangos bajos.

**Tabla 5.3.3.1.- Propiedades del carbón según su rango**

	<b>Lignito</b>	<b>Hulla</b>	<b>Antracita</b>
Densidad	1.1-1.3	1.2-1.5	1.4-1.8
Humedad (%)	20-50	3-25	3-5
% C	27-31	37-86	89-98
% volátiles	25-55	25-50	2-14
P. Calorífico (Cal/Kg)	2000-4000	3500-7500	7000-8350

La capacidad de adsorción es función tanto de la superficie específica de reacción de los poros como de las posibles fracturas existentes y del rango del carbón (Gan, *et al.*, 1972; Majan, 1989 en Stanton *et al.*) (Fig. 5.3.3.1). Los carbones de bajo rango tienen superficies específicas de reacción tan altas como las antracitas y/o los carbones bituminosos con bajo contenido en volátiles, mientras que se han obtenido los valores más bajos para carbones bituminosos de alrededor de un 80 % de contenido en carbono. Las superficies específicas de reacción están influenciadas por: la interacción del momento cuadrupolar de la molécula de CO<sub>2</sub> con grupos funcionales de O<sub>2</sub> en las superficies del carbón (Sharley & McCartney, 1981; Mahajan, 1989 en Stanton *et al.*); por la solubilización o extracción de hidrocarburos de baja temperatura de volatilidad adsorbidos fuertemente en microporos; y por el aumento de volumen (Mahajan, 1978 en Stanton *et al.*).



**Fig. 5.3.3.1.- Disminución de la capacidad de adsorción de gas con la profundidad en función de la presión y el rango.**

Pashin, *et al.*, 2003, consideran que:

- Lignitos a carbones bituminosos tipo B (Fig. 5.3.3.2) con alto contenido en volátiles **favorecen** el secuestro de CO<sub>2</sub> en operaciones de recuperación de CH<sub>4</sub>.
- 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 presentan tan baja permeabilidad que podrían **descartarse** para el secuestro de CO<sub>2</sub>.

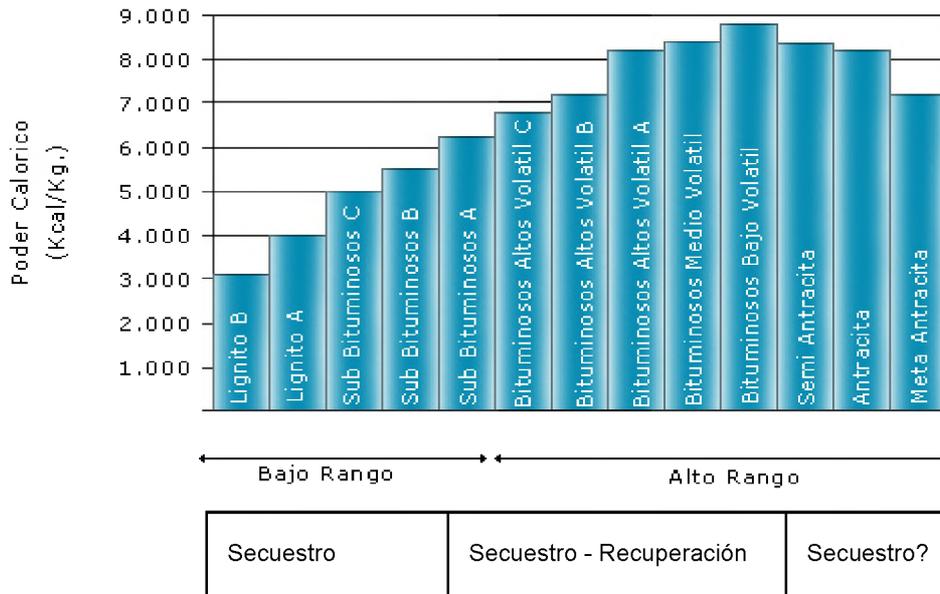


Fig. 5.3.3.2.- Posibilidad de Secuestro-Recuperación en carbones según su rango [2]

El **grado** o calidad de un carbón (según EIA- *Energy Information Administration of USA*) es un parámetro que hace referencia a la idoneidad del mismo para un determinado uso. Los principales parámetros del grado que afectan la capacidad de sorción y al contenido en gas de los carbones bituminosos son el contenido en materia mineral y la composición maceral. Las cenizas incluyen residuos del material incombustible del carbón en forma de materia mineral y de sulfuros (pirita, sulfuros orgánicos y sulfatos).

- Materia mineral
  - Cenizas: Es el material inerte del carbón cuyo exceso rebaja el poder calorífico y disminuye, por tanto, su valor. Por definición, el contenido de cenizas de un carbón es menor del 50 % en peso. Según el estudio desarrollado en la Formación Pottsville de Alabama (Pashin *et al.*, 2003), se han considerado como criterios de selección:
    - a) <25% cenizas: presentan la máxima capacidad potencial de sorción
    - b) >25 % cenizas: capacidad de sorción reducida.
  - Sulfuros: El contenido total en sulfuros puede ser un factor importante, ya que su presencia reduce notablemente la calidad. La formación de estos sulfuros se produce por la acción de bacterias anaerobias, bajo condiciones anóxicas o

ácidas, por reducción de sulfatos a sulfuros de hidrógeno, siendo el hidrógeno desplazado por Fe, formándose pirita.

- Macerales

El carbón puede verse como un compuesto de agua, minerales y componentes orgánicos (macerales). El porcentaje de agua en el carbón (humedad) se emplea para diferenciar carbones de alto y bajo rango, comenzando la serie de alto rango en los carbones bituminosos con alto contenido en volátiles (ASTM, 2000 en Stanton *et al.*).

Los macerales son los componentes más combustibles del carbón y pueden variar mucho incluso dentro de una misma capa. Los grupos generales de macerales son vitrinita, liptinita e inertinita.

La *vitrinita* está formada por restos de plantas leñosas tales como troncos, raíces, etc. y es una forma de kerógeno con tendencia a almacenar gas. La *inertinita* contiene restos vegetales alterados y se piensa que tiene poco potencial para generar hidrocarburos. La *liptinita* corresponde a las partes más resistentes de la planta, tales como restos de esporas, cutículas, algas, etc. (*Tablas B1 y B2 del Anexo B1*).

De todos los grupos de macerales, la liptinita es rica en hidrógeno y la inertinita es más rica en carbón que la vitrinita. Todos los macerales cambian químicamente mediante los procesos de carbonificación, pero a diferentes velocidades. La vitrinita es generalmente el principal maceral sorbente de gas en el carbón.

Propiedades como la adsorción varían con la composición del carbón. Los gases podrían ser adsorbidos mejor por facies ricas en vitrinita que por aquellas con bajo contenido en minerales (Clarkson and Bustin, 1997a en Stanton *et al.*). Las facies más permeables son aquellas capas ricas en fuseno, y las más impermeables son facies con impurezas del carbón ricas en minerales, o litotipos opacos (Clarkson and Bustin, 1997b en Stanton *et al.*).

El agua puede competir con algunos gases como el CH<sub>4</sub> por los lugares de adsorción en los poros del maceral. El CO<sub>2</sub> puede disolverse en agua y desplazar tanto al agua como al CH<sub>4</sub> en los lugares de adsorción (Gentis, 2000 en Stanton *et al.*).

### **Capacidad de sorción**

La **capacidad de sorción** es un factor importante en el secuestro de CO<sub>2</sub> debido a que las operaciones de inyección pueden dar como resultado una isoterma completa de saturación del carbón en CO<sub>2</sub> y una vez superada la capacidad de sorción, producirse fugas del gas dentro de la roca y por último regresar a la superficie.

La sorción del gas en el carbón, considerando tanto CH<sub>4</sub> como CO<sub>2</sub>, es sensible a la presión y a la temperatura. La capacidad de sorción de los carbones bituminosos disminuye significativamente con el aumento de la temperatura. El bajo porcentaje de humedad en carbones bituminosos tiene un efecto poco significativo sobre la sorción, mientras que el contenido en cenizas tiene un efecto considerable con el aumento de las mismas (Juntgen and Karweil, 1966; Yang and Saunders, 1985; Scout, 2002 en Stanton *et al.*).

Numerosos estudios muestran que la humedad disminuye también la capacidad de sorción, compitiendo con el gas por ocupar el sitio. Se ha demostrado que para una muestra de carbón dada, la reducción de capacidad de sorción tiene lugar sólo hasta alcanzar la humedad crítica (humedad de equilibrio). Sin embargo, los coeficientes de correlación determinados para las muestras de carbón consideradas pueden estar indicando que la influencia de la humedad en la capacidad de sorción no es necesariamente causal, sino un subproducto de las variaciones del contenido de carbono en las muestras de carbón ya que se ha observado que existe una

correlación positiva significativa entre la capacidad de sorción y el contenido de carbonos fijos en los hidrocarburos (Kolak and Burruss). Así pues, carbonos con alto rango tendrán una mayor capacidad de sorción debido al incremento de microporos y consecuentemente, un mayor número de posiciones de adsorción en comparación con los carbonos de bajo rango. En estudios desarrollados por Kolak and Burruss; Shi and Duruncan, 2005, la mayor capacidad de sorción fue medida en muestras de antracita, mientras que la capacidad de sorción más baja se midió en lignitos y muestras de carbón sub-bituminosas tipo C.

La capacidad de sorción presenta una correlación negativa con el contenido en materia volátil, una cierta correlación positiva con el aumento del contenido en cenizas en aquellas muestras analizadas libres de materia mineral, no habiéndose encontrado correlaciones significativas con el contenido en macerales del carbón.

Los tres gases que pueden intervenir en el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  y en la recuperación de  $\text{CH}_4$  son:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2$ . Según Pashin *et al.*, 2003:

- Bajos ratios de sorción de  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$  en carbonos con alto rango, parecen favorecer la recuperación de  $\text{CH}_4$  frente al almacenamiento.
- Altos ratios de sorción  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$  en carbonos de bajo rango, parecen favorecer el almacenamiento frente a la recuperación de  $\text{CH}_4$ .

Otros gases tales como los óxidos de azufre y nitrógeno, así como el ácido sulfhídrico, pueden contribuir significativamente tanto en el almacenamiento como en la recuperación de  $\text{CH}_4$  (Chikatarla and Bustin, 2003 en Pashin *et al.*, 2003).

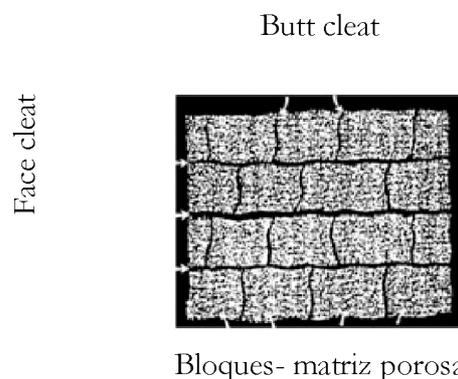
El conocimiento de la física y química del proceso de adsorción y desorción del sistema  $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2$  requiere un mayor estudio.

### **Porosidad**

Las capas de carbón se pueden caracterizar por dos sistemas distintos de porosidad:

- un sistema bien definido y una red casi uniformemente distribuida de fracturas naturales o “*cleats*”
- bloques matriz que contienen una estructura porosa muy heterogénea entre las “*cleats*”.

Las fracturas naturales (*cleats*), pueden subdividirse en “*face cleat*” que son continuas a lo largo de todo el reservorio, y las “*butt cleat*” que son discontinuas y terminan en la intersección con las anteriores (Fig. 5.3.3.3). El espacio entre las fracturas es muy uniforme y varía de milímetros a centímetros.



**Fig. 5.3.3.3.- Estructura esquemática del carbón (Shi and Duruncan, 2005).**

La estructura de los poros del carbón es muy heterogénea, con un tamaño de poro que varía de unos pocos Angstroms hasta un micrómetro. Este volumen y su distribución en el carbón son importantes para entender cómo se almacenan el CH<sub>4</sub> y el CO<sub>2</sub> en las capas de carbón.

Los gases<sup>11</sup> se almacenan en los carbones mediante tres mecanismos:

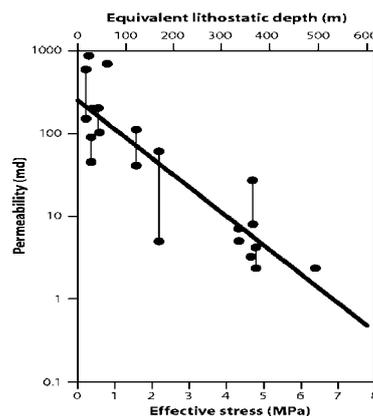
- Adsorbidos físicamente sobre las superficies internas del carbón
- Absorbidos dentro de la estructura molecular
- Dentro de poros y fracturas naturales.

El gas almacenado por adsorción en la matriz del carbón es aprox. del 95-98 %, lo que pone de manifiesto la importancia de la porosidad secundaria originada por las “cleats”, que ponen en contacto los microporos estructurales, que de otra forma permanecerían aislados. La adsorción de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> en carbones se describe mediante una isoterma tipo Langmuir (*ver Anexo B2*), indicando que la adsorción es predominantemente por procesos que rellenan microporos (Shi and Duruncan, 2005).

### **Permeabilidad**

La permeabilidad es el principal factor de producción tanto en la explotación de CH<sub>4</sub> como en la recuperación del mismo mediante inyección de CO<sub>2</sub>. Según datos norteamericanos se requiere una permeabilidad absoluta de 1 mdarcys para lograr ratios de producción comerciales. Una permeabilidad inferior a 1-5 mdarcys imposibilita, en la práctica, un buen funcionamiento dinámico del gas inyectado y del gas producido, causando un hinchamiento 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. En cualquier caso, tan sólo se excluirán las áreas con carbones de muy baja permeabilidad, ya que para los de más alta podrían existir pronto soluciones fiables.

Pese a la gran cantidad de microporos (los carbones suelen tener una porosidad entre el 3-10%) la permeabilidad del carbón suele ser muy baja (0.1 a 20 mdarcys) y disminuye exponencialmente con la profundidad (Fig. 5.3.3.4). La permeabilidad del carbón depende de la profundidad máxima alcanzada en su enterramiento post-sedimentario (antes de su levantamiento orogénico, si éste se ha producido). Por ello es importante conocer bien la geología de la región.



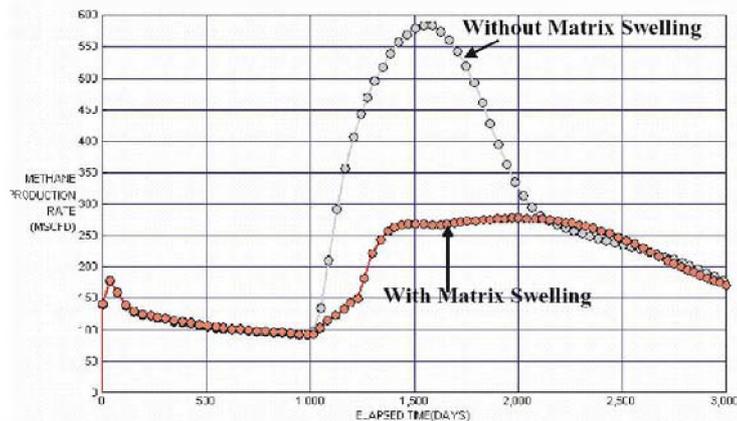
**Fig.5.3.3.4.- Disminución de la permeabilidad con la profundidad.**

<sup>11</sup> Para conocer la viabilidad económica de un almacén para recuperación de CH<sub>4</sub> se debe conocer el contenido en gas original. Se ha observado que la cantidad de gas contenido en las capas de carbón es variable y que generalmente aumenta con la profundidad de la capa de carbón, el rango del carbón y la presión del almacén.

Capas con profundidades superiores a 1500 m son generalmente consideradas como no idóneas para la extracción de CBM debido a la excesiva presión litostática.

La permeabilidad de la capa de carbón varía en función de la adsorción/desorción de los gases. La adsorción del CO<sub>2</sub> en carbones causa el hinchamiento de la matriz, produciéndose la disminución de la abertura de fracturas, reduciéndose, por tanto, la permeabilidad y la producción en torno al sondeo.

La mayor parte de las capas de carbón son delgadas (0.5-5m) y de baja permeabilidad (1-5mdarcys), y a veces están muy falladas. En estos casos el hinchamiento puede provocar la fracturación del encajante pudiendo constituir posibles vías de escape de CO<sub>2</sub> (Fig. 5.3.3.5). Además, si se necesita fracturación hidráulica reiterada para mantener conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón podría acabar por fracturar el encajante por encima y por debajo del carbón.



**Fig. 5.3.3.5.- Efecto de la dilatación de la matriz del carbón producida por la inyección de CO<sub>2</sub>.**

En la planta piloto de Allison (Cuenca de San Juan, EEUU), se han observado también importantísimas reducciones de la permeabilidad tras la inyección de CO<sub>2</sub> al producirse un hinchamiento de la matriz (Pekot and Reeves, 2003). Asimismo, se han producido pérdidas de inyectivida en la Cuenca Qionshui (provincia de Shanxi, China) (Law, 2004 en Shi & Duruncan, 2005). Por el contrario, Mavor and Gunter (2004) (en Shi & Duruncan, 2005) han observado un aumento de permeabilidades en Fenn Big Valley (Canadá).

### **Edad geológica y estructura**

La edad geológica puede influir sobre la capacidad de adsorción del carbón debido a que carbones de diferentes edades están compuestos de materias vegetales que tienen diferentes tamaños de partícula, lo cual, a escala de capa, puede afectar al tamaño de poro y a la conexión de los mismos, así como a la permeabilidad. Por ejemplo, capas de carbón del Carbonífero contienen restos vegetales compuestos de tallos aplastados, huecos de plantas ricas en peridermo que sufren una compactación de al menos 13 mm de espesor. Sin embargo, capas de carbón de edad Terciaria compuestas por plantas leñosas pueden variar en espesor de milímetros a centímetros.

Las capas de carbón de diferentes edades no sólo difieren en textura litológica sino también en la arquitectura de las facies que componen la capa. La arquitectura de las facies de una capa de carbón puede afectar a su capacidad para almacenar gas. La heterogeneidad de las capas de carbón tanto en composición vertical como trasversal, puede jugar un papel fundamental en la selección de estas capas como posibles zonas de almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Stanton *et al.*). En este sentido la continuidad lateral de las capas es importante ya que la presencia de arrosamientos y

tramos estériles dificulta enormemente los cálculos de capacidad, dando lugar a una pérdida de precisión, que puede ser fatal en una posterior experiencia de inyección. Por tanto, hay que buscar las cuencas y áreas con la mayor continuidad posible en las capas. Por otro lado, la intensidad de plegamiento y fracturación también pueden constituir un factor importante en la adsorción de CO<sub>2</sub>.

#### **5.4. Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones de sal**

##### **5.4.1. Introducción**

Las formaciones salinas tienen, en general, un menor interés y una menor prioridad que otros tipos de formaciones para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Pero aun así pueden ser almacenes “permanentes” (>1000 años) o temporales (décadas) de CO<sub>2</sub>. Sus principales ventajas son su gran capacidad, su alta velocidad de llenado y el valor potencial de la salmuera resultante. Por ser el método de almacenamiento de CO<sub>2</sub> más costoso es probablemente una opción para aquellas regiones donde no se encuentren otros tipos de formaciones. La halita en sí es impermeable al CO<sub>2</sub> supercrítico. Esta opción de almacenamiento requiere la previa excavación de la roca salina mediante disolución para habilitar un volumen que puede ser ocupado por el CO<sub>2</sub> supercrítico gracias a la impermeabilidad de la halita. Esta excavación impone condiciones mínimas de potencia y extensión de la formación salina y supone la creación de una salmuera que habrá que gestionar, como residuo o como producto industrial, según los casos.

Por tanto, aun partiendo de la menor prioridad de las formaciones salinas frente a las opciones de formaciones permeables profundas o de inyección en trampas estructurales o estratigráficas de campos de petróleo o gas agotados, pueden ser de interés por las siguientes razones:

- La excavación en sí misma y la producción de salmuera resultante puede ser de interés económico y justificar los grandes costes fijos de instalación del campo de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- La operación de almacenamiento de CO<sub>2</sub> puede iniciarse nada más terminar la excavación de la bóveda.
- La sal es muy impermeable ( $10^{-19}$  a  $10^{-21}$  m<sup>2</sup>), lo que reduce el riesgo de migración al exterior de la formación salina (Dusseault and Bachu, 2001).
- Porosidad < 1%.
- La sal tiene capacidades autosellantes por sus condiciones reológicas (*creep*) y las fracturas o fisuras que puedan formarse como reacción a los reajustes tensionales o por procesos de disolución cicatrizarán en un corto periodo de tiempo por recristalización, reconstruyendo las condiciones de impermeabilidad precedentes.
- Es una posibilidad no desdeñable donde no existan otras formaciones adecuadas. Es el caso de la provincia de Alberta en Canadá.
- El almacenamiento como CO<sub>2</sub> puede realizarse en cavidades relativamente someras sin necesidad de mantener las condiciones termodinámicas de criticidad, lo que es más rentable que almacenar CO<sub>2</sub> como gas o líquido o por adsorción en pizarras bituminosas o en capas de carbón.
- La velocidad de llenado no depende de las condiciones del medio poroso de la roca-almacén (porosidad o permeabilidad), sino sólo de las características hidráulicas del sistema de alimentación.

- El CO<sub>2</sub> es recuperable en forma de CO<sub>2</sub> puro en cualquier momento en el futuro y con facilidad.

Otra ventaja es que puede servir como almacén temporal, limitado a menores periodos de tiempo que el permanente, y actuar como almacenamiento transitorio de fácil utilización en tanto se adecúan almacenamientos permanentes o para laminar puntas de producción.

Existen dos tipos de formaciones salinas que se pueden encontrar en la naturaleza y que son susceptibles de almacenar CO<sub>2</sub> (Fig. 5.4.1.1):

- Domos salinos: presentan una composición química bastante homogénea.
- Formaciones salinas estratificadas: presentan intercalaciones de materiales sedimentarios no salinos, y las capas de sal pueden contener un importante contenido en impurezas, por lo tanto una composición heterogénea.

El principal aspecto a tener en cuenta es el comportamiento de material salino cuando se ve sometido a un campo de esfuerzos: la cavidad se ajustará a esas condiciones mediante el proceso de fluencia o “creep”, comportándose como una sustancia viscoplástica (*ver Anexo C1*), de manera que los estados iniciales y finales de tensión a los que se vería sometida la sal serán isotrópicos (*ver Anexo C2*). Ello provocará una reducción del volumen de la misma hasta que la presión del interior se ajuste a las tensiones externas (Bachu and Rothernburg).

### Cavernas o minas de sal (estratos salinos)

#### Domos salinos

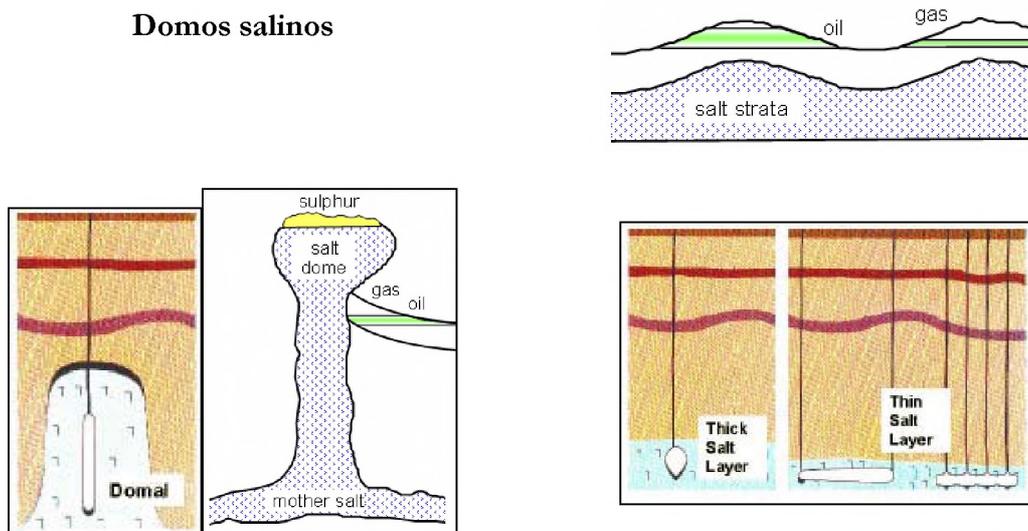


Fig. 5.4.1.1. Distintos tipos de formaciones salinas (tomado de Dusseault 2005 and Favret, 2003).

Teóricamente, si una cavidad es rellenada con algún fluido a una presión inicial  $P_0$ , a largo plazo, la presión  $P$  en el interior de la misma podría cambiar como resultado de distintos procesos o mecanismos (Berest *et al.*, 2000 en Bachu and Rothernburg):

- Proceso de fluencia salina
- Expansión térmica del fluido
- Pérdidas a través del sondeo (pérdidas a lo largo de la interfase roca-cemento en el sondeo)
- Pérdidas de fluido a través del material de la caverna
- Reacciones dentro de la caverna (disoluciones, precipitaciones, etc)

Aplicado al caso concreto de una caverna salina<sup>12</sup> que contenga CO<sub>2</sub>, las anteriores posibilidades se pueden concretar de la siguiente forma:

- Debido a las propiedades de la fluencia de la sal, una caverna rellena con CO<sub>2</sub> en estado supercrítico irá reduciendo su volumen hasta que las presiones internas se igualen con las tensiones externas (campo tensional isotrópico). En un domo salino relativamente homogéneo, la sal, con un comportamiento viscoplástico, redistribuirá<sup>13</sup> el campo de tensiones al que se ve sometido alcanzando unas condiciones de tensiones isotrópicas, con valores muy próximos a las tensiones litostáticas (Bruno and Dusseault, 2002). Dados los valores intermedios de compresibilidad del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico, la presurización de la caverna será gradual y mucho más lento que para un líquido, aunque mucho más rápido que para un gas (Bachu and Rothernburg). Como resultado de las propiedades térmicas, y a efectos prácticos, se puede asumir que se produce un efecto de presurización isoterma. Al principio, la presurización de la caverna es rápida, alcanzándose valores cercanos al noventa por ciento de las tensiones a que está sometida la formación salina (Fig. 5.4.1.2). Después, en un periodo de tiempo relativamente corto (decenas de años), la presurización se vuelve extremadamente lenta, no dependiendo más, a partir de este punto, de la presión inicial de la caverna con respecto a los campos tensionales iniciales de la formación salina. El proceso de presurización continuará a ese ritmo por un periodo de tiempo estimado entre cientos y miles de años (*ver Anexo C3*) La presurización y pérdida de volumen de la caverna dependen en gran medida de la presión inicial de la misma en el momento de su sellado. Es muy recomendable conseguir en la caverna presiones por encima de la hidrostática, acercándose lo más posible a los valores del campo tensional a que está sometida la formación salina, pero sin superarlos (de esta manera se producen disminuciones del volumen entre un diez y un quince por ciento menores que las que se producirían si sólo se alcanzan las presiones hidrostáticas<sup>14</sup>). De esta forma se incrementa la capacidad de secuestro del CO<sub>2</sub> a la par que se mejoran las condiciones que garantizan un buen estado de los sondeos tras el sellado, al reducirse las tensiones que se producen en los estratos superiores (Bachu and Rothernburg).
- Dado que el CO<sub>2</sub> supercrítico es muy compresible comparado con una salmuera, la expansión térmica del CO<sub>2</sub> no va a jugar un papel importante (a no ser que el CO<sub>2</sub> sea introducido en estado líquido (frío) a una presión cercana a la litostática y posteriormente experimente calentamiento *in situ* tras el relleno de la cavidad, lo que

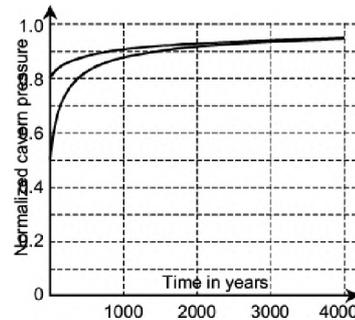
---

<sup>12</sup> El comportamiento de la sal será fuertemente dependiente de su grado de pureza. A mayor pureza, la sal tendrá una menor cantidad de materia insoluble y estará libre de materias extrañas. La pureza de la sal también influirá en la geometría de la excavación del hueco.

<sup>13</sup> Debido a las deformaciones tectónicas y efectos estructurales, el estado regional de tensiones existente en superficies profundas, generalmente, es no-hidrostatico, esto es, las tensiones horizontales son generalmente no-uniformes y distintas a las tensiones verticales litostáticas (Bruno and Dusseault, 2002).

<sup>14</sup> Dado que los procesos de fluencia, inevitablemente, producirán algún grado de pérdida de volumen y aumento de presión en el interior de la caverna tras la inyección del CO<sub>2</sub>, si la presión final de llenado es significativamente inferior a las tensiones litostáticas, los estratos superiores pueden comenzar a sufrir tensiones como resultado de la pérdida de volumen de la caverna. Estos efectos pueden reducirse sobrepresionando la caverna a valores cercanos a la de las litostáticas. Sin embargo, si las presiones son excesivas, se puede generar fracturaciones que servirían de camino de escape del CO<sub>2</sub> hacia la superficie (Shi et Durucan, 2005).

hace no recomendable su almacenamiento en forma líquida) (Dusseault, Bachu and Davidson, 2001). Debido a que la sal conduce el calor de manera relativamente rápida (la sal presenta una conductividad térmica aproximadamente tres veces superior a la de las rocas adyacentes no salinas) y dadas las características térmicas en profundidad, es razonable suponer que la temperatura del CO<sub>2</sub> en la caverna cerrada será, en un corto espacio de tiempo, igual a la temperatura de la formación, siendo posible asumir que la temperatura en la caverna es constante e igual a la temperatura inicial de la sal, por lo que las posibles expansiones térmicas del fluido podrían descartarse.



**Fig. 5.4.1.2. Efecto de la presurización isoterma (Dusseault, Bachu and Rothenburg, 2002).**

- El mayor riesgo de escape proviene de los sondeos (*ver Anexo CA*) en sí (Dusseault, Bachu and Davidson, 2001), dada la diferencia de comportamiento entre el material no salino del mismo y la propia sal. Deben seleccionarse cuidadosamente tanto los cementos como la forma de relleno de los mismos (quizás fuera necesario sellar los sondeos con sal granulada y recompactada (Fordham *et al.*, 1988 en Dusseault, Bachu and Davidson, 2001).
- En cuanto a las pérdidas de fluido a través del techo de la caverna, si se mantiene la condición de que las tensiones tangenciales sean mayores que la presión interna, no se producirá fracturación hidráulica. Dado que se producen los efectos de fluencia salina, no se producirán fracturas hidráulicas salvo en el techo de la caverna si en el mismo se produjeran pandeos excesivos (Dusseault, Bachu and Davidson, 2001). Por tanto, el diseño geométrico del hueco es uno de los factores que afectan al almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo. Con el objetivo de mantener la integridad frente a la fracturación y las posibles pérdidas, si la presión en la caverna es sólo ligeramente inferior a las tensiones litostáticas, las tensiones tangenciales en las paredes de la caverna podrían ser superiores a las radiales y por tanto, a la presión interna de la caverna. Esta diferencia, que también rige el nivel de tensión de corte y causa los efectos de fluencia, va disminuyendo conforme la presión interna se aproxima a la litostática. La clave para mantener la tensión tangencial superior a la presión interna está en el diseño del techo de la caverna (tanto el tamaño de la caverna como su forma deben ser diseñados mediante modelizaciones que contemplen los fenómenos de fluencia salina a largo plazo). La curvatura y el arco del techo de la caverna deben ser diseñados para reducir o eliminar el riesgo de generación de tensiones. Debería alcanzarse un valor de presión en el interior de la caverna en torno al noventa por ciento del valor de la presión litostática (Dusseault, Bachu and Davidson, 2001).

Por ello, de todas las anteriores posibles causas, sólo los fenómenos de fluencia salina podrían ocasionar cambios significativos en la presión de la caverna (Bachu and Rothenburg). A la par, este fenómeno en sí mismo también representa un elemento de seguridad desde el punto de vista de almacenamiento del CO<sub>2</sub> en tanto que es un mecanismo de autosellado (Dusseault, Bachu and Davidson, 2001). De hecho, el conocimiento de la respuesta de la cavidad salina y de

sus estratos superiores al proceso de fluencia es fundamental para la viabilidad del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en este tipo de sistemas (Shi and Durucan, 2005).

Los procesos geomecánicos básicos (Bruno and Dusseault, 2002) que limitan las presiones máximas y mínimas en las cavernas, en el caso de **estratos de sal** intercalados entre materiales sedimentarios no salinos, y que determinan la viabilidad del almacenamiento del CO<sub>2</sub>, son:

- La presión de fracturación para el material salino y los no salinos (el primer límite en la presión máxima de la caverna es la presión de fracturación para el material más débil: propiedades mecánicas variables conducirán a tensiones horizontales variables<sup>15</sup> y por tanto a presiones de fractura distintas<sup>16</sup>)
- Las tensiones en la formación, inducidas por la presión en la caverna (variable en el tiempo dado el efecto de fluencia salina), a las cuales pueden aparecer planos de deslizamiento (posibles escapes del gas)
- La presión mínima en la caverna que podría inducir inestabilidades en el techo de la misma o cerramientos excesivos.

#### **5.4.2. Criterios específicos de selección para formaciones salinas**

Los criterios **favorables** más destacables en formaciones salinas son los siguientes:

##### ***Formaciones con potencia y extensión suficientes***

La potencia es un aspecto importante a tener en cuenta en la búsqueda de formaciones salinas para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La extensión y espesor de la estructura salina determinan en gran medida la capacidad total de la cavidad creada mediante excavación, requiriéndose al menos una potencia de 100 m.

##### ***Volumen de almacenamiento***

El volumen de las cavidades oscila entre 100 000 y 300 000m<sup>3</sup>. La capacidad del almacén dependerá de la forma y volumen de la cavidad y de la presión máxima de almacenamiento, la cual está en función de la profundidad y de la resistencia mecánica del terreno. El control de la forma y tamaño de las cavidades es un factor fundamental para este tipo de almacenamiento.

##### ***Potencias intactas de sal a techo y muro de la formación salina***

Para garantizar la estabilidad de la cavidad creada en la formación salina es indispensable que exista una potencia intacta de sal a techo y muro de 20m. Cuanto mayor es el espesor del techo de la cavidad con respecto a su diámetro más estable será ésta.

---

<sup>15</sup> Junto a los efectos del peso litostático y a las cargas tectónicas, también deben considerarse cambios en las tensiones inducidas por la solución de disolución durante el vaciado en la capa de sal y por las presiones internas que aparezcan durante las operaciones de llenado de la caverna con el CO<sub>2</sub> (Bruno et Dusseault, 2002).

<sup>16</sup> Debido a los procesos de fluencia salina, las tensiones horizontales dentro de la sal, se igualarán a las tensiones verticales, que se incrementan con la profundidad debido al peso del material situado por encima. Junto a la gravedad, sin embargo, hay otras cargas tectónicas que pueden incrementar o reducir las principales tensiones horizontales. En las capas de otros materiales que no presentan estos comportamientos de fluencia, aparecerán diferencias en las tensiones horizontales en función de los distintos materiales. La mínima tensión horizontal controla la presión de fractura en la formación, la cual variará entre diferentes litologías (Bruno et Dusseault, 2002).

### ***Porosidad y permeabilidad***

Se requieren porosidades en torno al 1% y permeabilidades muy bajas, del orden de  $10^{-19}$  a  $10^{-21}$  m<sup>2</sup>, valores muy inferiores a los exigidos en otras opciones de almacenamiento. La sal es muy impermeable, lo que reduce el riesgo de migración al exterior de la cavidad salina.

### ***Pureza de la sal***

El contenido de intercalaciones de insolubles debe tender a ser el mínimo posible. Entre un 15 y un 20% se considera aceptable, hasta el 30% no favorable y por encima del 30%, técnicamente inviable. El grado de pureza determina el comportamiento de la sal y por tanto, influirá en la geometría de excavación de la cavidad.

### ***Grado geotérmico***

La formación salina ha de encontrarse a una temperatura entre 32° y 45°, necesario para mantener el estado supercrítico del CO<sub>2</sub>, pero evitando que se alcance una temperatura que dé lugar a reacciones o dilataciones indeseadas.

### ***Ausencia de formaciones acuíferas a techo***

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

### ***Formación impermeable y competente a techo de la formación almacén***

A techo de la formación almacén es necesaria la existencia de una formación impermeable que impida en todo momento que el fluido migre hacia la superficie, asegurando la estanqueidad en profundidad.

### ***Estabilidad tectónica, escasa fracturación a escala local y regional***

La existencia de fenómenos tectónicos podría causar la compartimentación del almacén o la creación de fracturas por las que el CO<sub>2</sub> inyectado podría migrar hacia estratos superficiales.

### ***Cobertera a techo de materiales sedimentarios***

Se debe conocer no sólo la respuesta de la cavidad salina al proceso de fluencia sino también la de los estratos superiores para asegurar la viabilidad del almacenamiento. Deben considerarse los efectos del peso litostático y las tensiones inducidas durante el vaciado y llenado de la caverna con CO<sub>2</sub>. Son preferibles los materiales carbonatados o pelíticos.

## 6. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS TECTÓNICOS Y SÍSMICOS A LA PENÍNSULA IBÉRICA.

### 6.1. Unidades geológicas de rango mayor de la Península Ibérica

Un primer criterio de selección de áreas favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> deriva de la observación de las zonas geológicas de rango mayor, es decir, de la diferenciación entre zonas crónicas, orógenos y cuencas sedimentarias (*ver apartado 4.1.1 Contexto geodinámico*).

A partir de la observación de la situación del territorio peninsular susceptible de albergar un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, dentro de su contexto geodinámico, así como su relación con determinadas características geológicas y procesos, se pueden diferenciar varias unidades de rango mayor, aunque en ocasiones sus límites no se encuentren bien establecidos.

La primera unidad, el **Macizo Ibérico** (Fig. 6.1.1) actualmente denominado **Varisco** de forma más común en Europa, corresponde a los extensos afloramientos de rocas precámbricas y paleozoicas que ocupan la mitad occidental de la Península, al norte del valle del Guadalquivir. Esta unidad está constituida por rocas que comprenden desde el Proterozoico al Carbonífero, deformadas y en parte metamorizadas e intruidas por diferentes tipos de granitoides antes del Pérmico. El Macizo Ibérico se estructura en seis zonas con características estratigráficas, estructurales, de magmatismo y de metamorfismo diferentes (Lotze, 1945; modificada por Julivert *et al.*, 1972; Farias *et al.*, 1987 y Arenas *et al.*, 1988) y estructuralmente responde a una zona cratónica que al verse afectada por varios episodios de deformación correspondientes a diferentes orogenias, además de los correspondientes episodios tanto magmáticos como volcánicos y metamórficos asociados a las diferentes orogenias, no constituyen *a priori*, un objetivo de exploración como posible área idónea para albergar un almacenamiento geológico profundo de CO<sub>2</sub>.

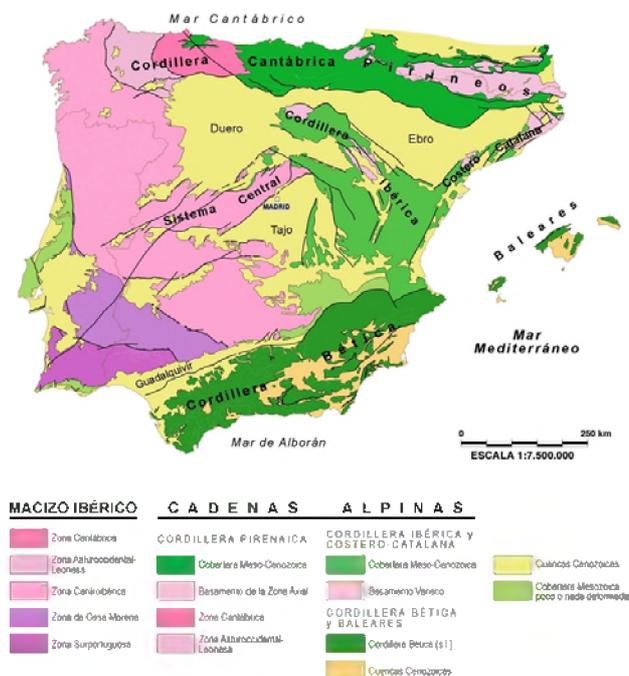


Fig. 6.1.1.- Principales unidades geológicas de España peninsular, Portugal y Baleares (Vera, 2004).

Consecuencia de la sucesión de eventos de deformación que estructuran el Macizo Ibérico, los patrones de plegamiento y fracturación que presentan los materiales no sólo modifican la geometría y continuidad de éstos, sino que también condicionan la conductividad hidráulica de las formaciones a las que afectan, ya que determinan la abundancia de espacios abiertos. Los patrones de fracturación frágil podrían en este caso, formar verdaderos canales para la comunicación hidrogeológica entre una posible zona de reservorio y la superficie. De acuerdo con ello, esta sucesión de eventos de deformación se puede considerar como un criterio excluyente en la selección de áreas favorables para el emplazamiento de un futuro almacenamiento de CO<sub>2</sub> en profundidad.

De todo ello se deduce que resulta imprescindible la caracterización precisa de los patrones de fracturación y plegamiento en las áreas seleccionadas, mediante parámetros como: población, orientación, espaciado, longitud y apertura de fracturas, entre otros, ya que, en ocasiones, la combinación de los diferentes sistemas de fracturación frágil, o la combinación de éstos con las direcciones de estratificación, así como con determinadas distribuciones estadísticas de aperturas de fracturas, pueden producir una compartimentación del reservorio y favorecer el flujo hidráulico en la formación (Pashin *et al.*, 2003).

Entre las unidades de rango mayor de la Península Ibérica, la segunda gran unidad la constituyen las **Cadenas Alpinas**: cordilleras Pirenaica, Béticas, Ibérica y Costero-Catalana y los relieves interiores de la Placa Ibérica.

La Cordillera Pirenaica es una cadena de plegamiento E-O que se extiende hacia el O englobando a la Cordillera Cantábrica y parte de las sierras de Galicia. Geológicamente se encuentra situada entre el límite de las placas Ibérica y Europea y formada por la aproximación y colisión oblicua entre ambas. Se trata de un orógeno de colisión de doble vergencia y basamento hercínico que engloba series sedimentarias mesozoicas y terciarias sinorogénicas.

La Cordillera Bética está situada al sur de la placa Ibérica y ocupa el sur y sureste de la Península extendiéndose hacia el este en las Baleares y hacia el sur por el Rift, en el norte de África. Tiene una dirección tectónica predominante OSO-ENE con vergencia hacia el NNO (excepto en el arco de Gibraltar) En ella se diferencian una zona norte donde dominan las rocas sedimentarias del Triásico-Mioceno inferior-medio intensamente deformadas y despegadas de su basamento varisco, y una zona sur constituida por un apilamiento antiforme de unidades tectónicas formadas por el zócalo y la cobertera.

A las cordilleras Ibérica y Costero-Catalana se atribuye un origen ligado a un proceso de inversión tectónica de un antiguo rift mesozoico, debido a los esfuerzos intraplaca transmitidos hacia el interior de la placa desde los bordes durante del Cenozoico. Poseen un zócalo hercínico y una cobertera mesozoica dividida por los materiales del Triásico medio- superior, que actúa como nivel de despegue.

Por último, los relieves interiores de la Placa Ibérica quedarían englobados en el grupo denominado genéricamente “Estructura Alpina del Antepaís Ibérico” (De Vicente *et al.*, 2004), que comprende todos aquellos relieves alpinos formados en el interior de la Placa Ibérica sobre el basamento hercínico, entre los que se encuentran por ejemplo Sierra Morena, los Montes de Toledo y el Sistema Central Español. Estos relieves se nuclearon sobre el Macizo Ibérico a partir de la reactivación de antiguas fallas como consecuencia de las fuerzas transmitidas desde los bordes de la microplaca Ibérica hacia el interior, produciendo una pauta bastante regular en la distribución de cuencas y cadenas en el oeste peninsular.

El patrón de deformación del Antepaís Ibérico muestra unas pautas muy constantes de direcciones de fallas (CSN, 2004), y en este patrón, adquieren especial importancia los grupos de

fracturas de orientación NO-SE, N-S y NE-SO, ya que presentan un largo recorrido, con trazas en ocasiones de varios centenares de kilómetros (De Vicente *et al.*, 2004).

Desde el punto de vista de la formulación de criterios útiles en la selección de áreas con un potencial interés para albergar un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, en este caso nos encontramos con un grupo de difícil caracterización. Las cadenas Alpinas corresponden a orógenos con alto grado de deformación, en cuyos núcleos a veces llega a aflorar el zócalo hercínico como es el caso de los Pirineos, correspondiéndose éste con materiales intensamente deformados y metamorfozados, estos materiales en cuanto a su idoneidad como albergadores de un almacenamiento de CO<sub>2</sub> seguirían el mismo tratamiento que el dado para la primera de las unidades del Macizo Ibérico.

La cobertera mesozoica por su parte, requiere un tratamiento diferente, ya que posee formaciones y rocas adecuadas que pueden actuar como formación almacén y sello en un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, por ejemplo la Formación Utrillas del límite Cretácico inferior-superior, constituida por un material detrítico poroso con una gran continuidad y gran potencial de almacenamiento o las unidades evaporíticas del Cretácico superior posiblemente idóneas como rocas de sello del almacenamiento.

Estas formaciones de la cobertera mesozoica pueden disponerse formando trampas estratigráficas creadas simplemente por la propia disposición de sus formaciones y así podrían ser capaces de albergar un futuro almacenamiento de CO<sub>2</sub> o, por el contrario, pueden presentar un patrón estructural donde el supuesto espacio para el almacenamiento estará limitado por alguna característica estructural, formando lo que tradicionalmente se han denominado trampas estructurales, idóneas también para un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

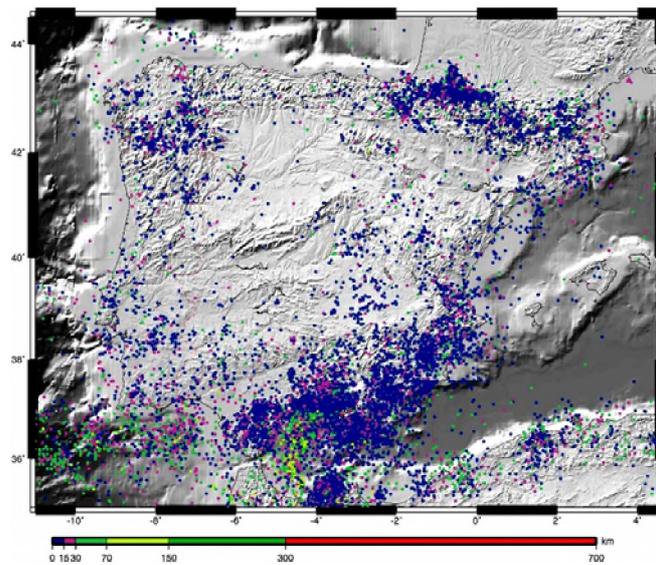
La tercera gran unidad de rango mayor de la Península Ibérica la constituyen las **Cuencas Cenozoicas** (Fig. 6.1.2). En el contexto tectónico que genera la apertura del Atlántico, además de la formación de las cadenas alpinas descritas, tiene lugar la formación de varias cuencas sedimentarias, unas asociadas a la formación de relieves alpinos intraplaca, y otras relacionadas con la formación de las cadenas montañosas en los márgenes de la placa Ibérica y algunas otras relacionadas con la extensión asociada a la formación del surco de Valencia. Así en el interior de la Península Ibérica se forman las cuencas intracratónicas del Duero y Tajo (aunque localmente al menos se las considera cuencas de antepaís). Las cuencas del Ebro, entre los Pirineos y la cordillera Ibérica y Guadalquivir, al sur del Macizo Ibérico y norte de las Béticas son, por su contexto geológico, cuencas de antepaís.

Sedimentológicamente, las cuencas del Duero y Tajo (esta última formada por la cuenca de Madrid y la cuenca de Loranca o Depresión intermedia), se caracterizan por un predominio de sedimentos terciarios de carácter continental, mientras que la cuenca del Ebro esta formada por sedimentos de transición de marinos a continentales y la cuenca del Guadalquivir, que se caracteriza por el carácter marino de sus depósitos.

Otro tipo de cuencas lo integran las localizadas en la Cordillera Ibérica, algunas de ellas, como la cuenca de Montalbán, han sufrido deformaciones compresivas ligadas a estructuras mayores, mientras que otras, como la de Teruel, los materiales se encuentran dispuestos horizontalmente y sólo están afectados por fallas de extensión o normales. Por el contrario, las cuencas ubicadas en el interior de las cordilleras Béticas y Pirineos o de la Cordillera Costero-Catalana se consideran cuencas postorogénicas.

Un ultimo grupo lo constituyen las cuencas localizadas en el Macizo Ibérico que tienen formas y dimensiones variadas, con rellenos de sedimentos continentales y normalmente con facies conglomeráticas en los bordes.





**Fig. 6.2.1.- Mapa de epicentros mostrando la distribución de la sismicidad en la Península Ibérica y el norte de África (Datos del IGN de España).**

También el interior de la Península Ibérica se caracteriza por una actividad sísmica moderada, condicionada igualmente por el proceso de convergencia entre placas, como señala De Vicente *et al.*, 1996, “... en el interior de la Península Ibérica también hay que tener en cuenta el campo de esfuerzos regional, el cual es correlacionable igualmente con la convergencia africana que actúa principalmente sobre fallas en dirección, con alguna componente inversa y fallas de componente inversa orientadas NE-SO ...”. La existencia en áreas interiores de campos de esfuerzos secundarios, también son importantes y se resuelven principalmente en fallas de componente normal.

**Tabla 6.2.1.- Terremotos históricos destructivos en la Península Ibérica, sentidos con intensidad IX o mayor, en el epicentro.**

<b>Año</b>	<b>Epicentro</b>	<b>Intensidad</b>	<b>Magnitud</b>	<b>Incidencias geológicas</b>
1396	Tabernes – Valencia	X		Desprendimientos, grietas, surgencias
1428	Querolps – Girona	IX-X		Grandes Grietas
1431	Atarfe – Granada	IX		
1504	Carmona – Sevilla	IX		Deslizamientos, grietas, cambio en el régimen de aguas
1518	Vera – Almería	IX-X		
1522	Almería	IX		Tsunami
1680	Málaga	IX	6.8-7.4	
1804	Dalías – Almería	IX		Replicas
1829	Torrevecija – Alicante	X	6.9	Replicas, grietas, cambio en el régimen de aguas
1884	Arenas Rey –Granada	IX	6.5-6.7	Deslizamientos, grietas, licuefacción, alteración en aguas, replicas fuertes.

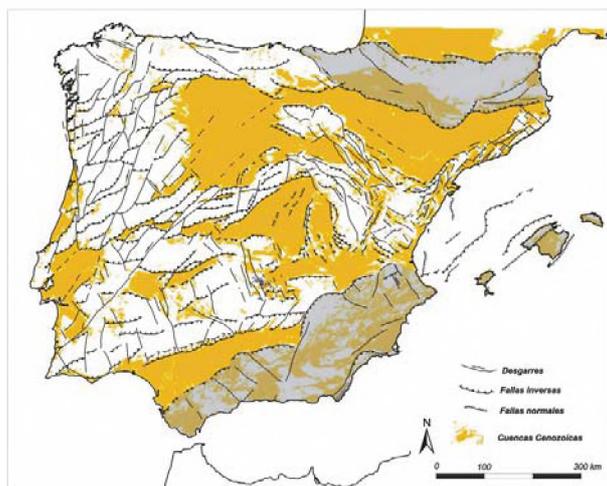
Dentro del concepto de Almacenamiento Geológico Profundo, uno de los pilares fundamentales es la existencia de un número mínimo de vías de flujo que aseguren la máxima estanqueidad del almacenamiento. En este sentido y con el mismo objetivo, para la Península Ibérica, los proyectos SIGMA (CSN, 1998), DAÑOS (CSN, 2000) y PRIOR (CSN, 2004), realizados mediante la colaboración de ENRESA, el CSN, el IGN y las universidades Complutense, Autónoma y Politécnica de Madrid, han determinado los campos de esfuerzos tectónicos activos para la Península y las fallas de primer orden (Fig. 6.2.2) favorablemente orientadas respecto a estos campos de esfuerzo.

Este trabajo ya realizado para el emplazamiento de centrales nucleares o bien para el estudio de almacenamientos geológicos profundos de residuos radioactivos de alta actividad, será muy útil en la selección de áreas potencialmente favorables para el alojamiento de un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub> en profundidad, por lo que reflejamos en este informe sus principales conclusiones.

La información analizada para la determinación de fallas de primer orden, se basó en datos procedentes de: topografía, gravimetría, discontinuidades hercínicas, medidas directas de desplazamientos, levantamiento-denudación, geometría de relleno de cuencas y asimetría, pliegues y sismicidad-paleosismicidad.

En función de la reinterpretación de los modelos digitales del terreno, se estableció un mapa de fallas de segundo orden con más de 22.000 fallas cartografiadas, que junto con el análisis de la información citada condujo al establecimiento de un mapa de fallas de primer orden para la Península Ibérica (Fig. 6.2.2).

El análisis detallado del estado de esfuerzos de un área se basó en el análisis de datos geológicos y sismológicos, dividiendo la península ibérica en 13 zonas diferentes las cuales presentan rasgos estructurales comunes.



**Fig. 6.2.2.- Fallas de primer orden en la Península Ibérica (CSN, 2004). En Blanco: relieves positivos, en marrón: cuencas cenozoicas y en gris: Pirineos y Cordilleras Béticas.**

Se determinó un tensor de esfuerzos actual para la Península Ibérica con una compresión NO-SE, excepto para los Pirineos donde es predominantemente N-S y para la zona del Golfo de Cádiz, donde se orienta en dirección E-O. La comparación de este campo de esfuerzos actual con el reciente, pone de manifiesto la semejanza entre ellos, lo que revela la continuidad en el estado de esfuerzos para la Península Ibérica en los últimos 9 m.a y proporciona un sólido fundamento para la predicción y estimación del peligro sísmico asociado a emplazamientos concretos.

## 7. SÍNTESIS DE CRITERIOS

- El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas tales como campos de petróleo o gas ya agotados, formaciones permeables profundas saturadas con aguas salinas, yacimientos de carbón no explotables y/o cavidades en formaciones de sal, es una de las nuevas aproximaciones tecnológicas que intentan mitigar el cambio climático reforzado por las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen antrópico.
- El almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> en el contexto de la mitigación del cambio climático es una idea relativamente reciente, aunque la inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos de petróleo para estimular la recuperación de hidrocarburos residuales se inició hacia los años 70 del siglo XX.
- Si gases y fluidos no acuosos tales como acumulaciones de hidrocarburos o yacimientos naturales de CO<sub>2</sub> han permanecido atrapados en las formaciones geológicas profundas durante períodos de escala geológica, el CO<sub>2</sub> inyectado podría también ser retenido durante el tiempo necesario para la estabilización de la atmósfera, un período comprendido entre 10<sup>3</sup> y 10<sup>4</sup> años.
- El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> requiere la previa selección de formaciones, cuencas o estructuras geológicas con capacidad potencial de almacenar CO<sub>2</sub> de una forma permanente, durante el tiempo necesario para la estabilización de la atmósfera.
- Como fase inicial o previa a la identificación de formaciones favorables, se deben establecer los criterios de selección de este tipo de formaciones, criterios que se detallan a continuación:

### **CRITERIOS GENERALES**

Los criterios **no geológicos** más importantes que condicionarán la selección de formaciones favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son los siguientes:

#### *Criterios excluyentes*

- Proximidad a zonas pobladas y centros urbanos por razones de seguridad y de posible oposición social
- Distancia máxima económicamente aceptable entre las fuentes de emisión y los almacenes de CO<sub>2</sub>
- Capacidad máxima de almacenamiento inferior a los volúmenes de CO<sub>2</sub> a generar en el periodo de vida activa del foco emisor
- Capacidad máxima de recepción del almacén (inyectividad) inferior a la tasa de emisión de la fuente
- Conflicto insuperable entre los usos alternativos de recursos hídricos, minerales, medioambientales, culturales, etc. en la zona y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>
- Marco legal aplicable para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>
- Derechos establecidos sobre la propiedad del subsuelo

#### *Criterios condicionantes*

- Viabilidad económica (que dependerá, entre otros factores, de la distancia entre el almacén y las fuentes de emisión)
- Existencia de infraestructuras (gaseoductos, etc) necesarias para la explotación del almacén
- Disponibilidad de información geológica de la zona

## **CRITERIOS GEOLÓGICOS**

### **Escala de cuenca y regional**

Los criterios **geológicos** para valorar la favorabilidad de una cuenca sedimentaria para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son los siguientes:

#### **Criterios tectónicos y estructurales**

##### *Criterios excluyentes*

- Escudos cratónicos y áreas cristalinas y/o metamórficas con bajas porosidad y permeabilidad intergranular
- Áreas tectónicamente activas:
  - orógenos activos,
  - cuencas sedimentarias convergentes en márgenes tectónicos activos,
  - áreas afectadas de volcanismo, actividad sísmica y fallas activas
- Cuencas con secuencias sedimentarias muy falladas o fracturadas
- Cuencas sedimentarias con importantes y frecuentes cambios de facies o afectadas de intensa diagénesis

##### *Criterios favorables*

- Cuencas sedimentarias en zonas tectónicamente estables
- Áreas de baja sismicidad regional y sin fallas activas u otros riesgos significativos
- Cuencas sedimentarias estables tipo “foredeep” o intracratónicas
- Cuencas interiores en cinturones montañosos formados por colisión de placas

##### *Criterios condicionantes*

- Existencia de fallas activas o con actividad intracuaternaria
- Régimen tectónico o campo de esfuerzos indicadores de actividad sísmica reciente (Mioceno-Plioceno)
- Fallas con orientación desfavorable respecto al campo de esfuerzos existente
- Existencia de indicios de reactivación de fallas o fracturas

## **Criterios estratigráficos**

### *Criterios excluyentes*

- Ausencia de formaciones almacén y/o formaciones confinantes a techo de las anteriores

### *Criterios favorables*

- Existencia, confirmada o previsible, del par de formaciones:
  - Almacén, con la porosidad y permeabilidad adecuadas, por encima de un valor umbral dado, extensas y de potencia y homogeneidad litológica suficientes
  - Confinantes, a techo de las anteriores, con permeabilidad al CO<sub>2</sub> libre por debajo de un umbral dado y con potencia y continuidad lateral adecuadas
- Estructuras estratigráficas o estructurales (trampas) que garanticen estanqueidad al flujo de CO<sub>2</sub> de la formación almacén

### *Criterios condicionantes*

- Cambios laterales de facies importantes en la formación almacén que impliquen cambios a mayor permeabilidad
- Cambios laterales de facies en la formación sello, especialmente en sus niveles inferiores

## **Criterios litológicos**

### *Criterios favorables para la roca almacén*

- Cuencas con formaciones siliciclásticas con alto porcentaje en aluminosilicatos (feldespatos, arcillas), especialmente variedades ricas en Fe, Mg y Ca, ya que favorecerán la liberación de cationes en aguas acidificadas por el CO<sub>2</sub> y la precipitación de carbonatos (atrapamiento mineral), bajo un hidrodinamismo eficiente
- Cuencas con formaciones calcáreas con porosidad secundaria ya que favorecen el atrapamiento por disolución o hidrodinámico
- Cuencas sedimentarias con carbones de grado medio, ricos en vitrinita y con pequeño contenido de materia mineral que facilitarán el atrapamiento por adsorción

## **Criterios geotérmicos y de presión**

### *Criterios excluyentes*

- Cuencas sedimentarias de potencia o profundidad insuficiente (menor de 1000 m) o grado geotérmico excesivo que no garanticen el estado de supercriticalidad del CO<sub>2</sub> a profundidades aceptables.

### *Criterios favorables*

- Cuencas sedimentarias que garanticen el estado de supercriticalidad del CO<sub>2</sub>, es decir, cuencas con formaciones almacén cuyo techo se encuentre a profundidades en torno a

los 800-1000 m de profundidad, en el caso de gradientes geotérmicos bajos, o 1500-2000 m, para cuencas con gradientes geotérmicos elevados.

- Cuencas con una potencia mínima de secuencia sedimentaria de unos 1000 m.
- Cuencas sedimentarias con gradientes geotérmicos bajos (en torno a  $25^{\circ}\text{C}\cdot\text{km}^{-1}$ ) por su mayor capacidad de almacenamiento y menor flotabilidad del  $\text{CO}_2$  a menores profundidades, que abaratan los costes de inyección

## **Criterios hidrodinámicos**

### *Criterios excluyentes*

- Cuencas excesivamente falladas o fracturadas o proclives a escapes por zonas de falla transmisivas o no selladas.

### *Criterios favorables*

- Cuencas con formaciones almacén acuíferas a muro y acuitardos o acuícludos a techo, que se encuentren en condiciones de sub-presión
- Cuencas con formaciones almacén acuíferas con velocidades de flujo muy pequeñas (tiempos de tránsito del orden de  $10^4$ - $10^5$  años) ya que favorecerán el atrapamiento por disolución o hidrodinámico
- Cuencas sedimentarias que hayan sufrido una reciente elevación y una erosión importante porque sus acuíferos y acuitardos se encontrarán probablemente en condiciones de sub-presión

## **Criterios hidrogeoquímicos**

### *Criterios desfavorables*

- Existencia de aguas ricas en  $\text{CO}_2$  o con alta salinidad ya que dificultan la disolución del  $\text{CO}_2$

### *Criterios favorables para la roca almacén*

- Rocas que tamponan el pH del agua de poro hacia valores altos (reduciendo la acidez) ya que facilitan el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  como fase disuelta y la fijación del  $\text{CO}_2$  de modo permanente mediante atrapamiento mineral (precipitación de carbonatos)
- Flujo en la formación permeable profunda suficientemente lento debido a que se favorecen los procesos de difusión, advección y dispersión, aumentándose así las posibilidades de atrapamiento hidrodinámico
- Formaciones almacén con tiempos de tránsito que favorezcan la completa disolución del  $\text{CO}_2$  en el agua de la formación ( $10^4$ - $10^5$  años)

## **Escala de formación o emplazamiento**

### **Campos de petróleo/gas**

Los **criterios generales** para juzgar la calidad de un almacén de petróleo agotado (o casi) para almacenamiento de  $\text{CO}_2$  son:

#### *Criterios discriminantes o excluyentes*

- profundidad inadecuada del yacimiento, especialmente si es muy somero
- capacidad insuficiente
- reducido espesor de la formación almacén ,
- permeabilidad no adecuada y
- estado del nivel confinante, trampa o sello..

#### *Criterios favorables*

- Un buen grado de conocimiento geológico y geofísico del yacimiento
- Cantidad de datos disponibles cuando son campos ya explotados
- Experiencia previa del comportamiento del campo durante su explotación
- La infraestructura de transporte e inyección que puede, con las modificaciones y mejoras que resulten necesarias, reutilizarse para la inyección de CO<sub>2</sub>
- Porosidad de la roca almacén en un rango comprendido entre un 11-30 %, o superior
- Poros de tamaño similar (granulometría homogénea) y bien conectados entre sí (alta porosidad eficaz)
- Suficiente volumen disponible antes de superar la presión de confinamiento (sobrecarga) y sin requerir compresión muy elevada
- Confinamiento satisfactorio (tanto a techo como, a veces, en la parte inferior).
- Adecuada permeabilidad que permita la inyección y también la producción, sin anisotropías importantes, tanto horizontales como verticales

Los **criterios específicos** a considerar para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en **yacimientos de petróleo** son:

- Permeabilidad efectiva de la roca >10mdarcys
- Porosidad >12%, con tamaño de poro similar y bien conectados
- Saturación residual de petróleo mínima ya que ocupa un espacio en la roca, reduciendo el volumen de CO<sub>2</sub> que podría ser almacenado
- Permeabilidad relativa, pues afecta a la cantidad que podrá ser secuestrada
- Densidad y grados API del petróleo: densidad > 27° API y viscosidad < 10 cp, con una alta proporción de alcanos de cadena recta.

## **Formaciones permeables profundas**

#### *Criterios excluyentes*

- Acuíferos no confinados y no salinos
- Conexión hidráulica, actual o potencial, con acuíferos en explotación
- Formaciones salinas *off-shore* cercanas a la costa conectadas con acuíferos *on-shore* de agua dulce, ya que el CO<sub>2</sub> inyectado podría desplazar la salmuera hacia dicho acuífero, contaminándolo
- Acuíferos termales tanto por la pequeña velocidad de inyección como por los reducidos volúmenes que podrían ser almacenados

#### *Criterios favorables de la formación almacén*

- Profundidades del techo de la formación superiores a los 800 m. para garantizar el estado de supercriticalidad del CO<sub>2</sub>
- Potencia y extensión suficientes, según las características hidráulicas, de permeabilidad y de transmisividad que determinan la capacidad de inyección

- Materiales siliciclásticos o rocas carbonatadas, fundamentalmente calizas y dolomías.
- Porosidad total entre un 12% y un 30% (areniscas), dependiendo de la clasificación granulométrica, de la forma geométrica de los granos, del tipo de empaquetado y del grado de cementación
- Permeabilidad de la formación almacén mínima de 300 mdarcys, para asegurar un desplazamiento del CO<sub>2</sub> a lo largo de toda la extensión de la roca almacén
- Capacidad de almacenamiento suficiente, calculada, como criterio de selección, en el 2% del volumen total de poros para almacenes confinados; en el 6% para almacenes fracturados y almacenes con cobertera superior horizontal muy extensa, o entre el 2 y el 17% para capas con buzamiento mediano que presenten una zona de rebosamiento inferior o “*spill point*”.

#### *Criterios condicionantes*

- Cuencas sedimentarias con estructura geológica compleja, abundancia de fenómenos tectónicos o de diapirismo, ya que pueden dificultar la continuidad de las formaciones
- Fracturas que afecten a la formación ya que, si éstas son importantes, pueden llegar a romper el equilibrio del confinante y, por tanto, invalidar una formación aparentemente favorable para la inyección de CO<sub>2</sub>
- Rocas ultramáficas, tales como peridotitas y serpentinitas
- Salinidad a partir 10000 mg·l<sup>-1</sup>

#### *Criterios favorables de la formación de sello*

- Materiales impermeables como las arcillas o las evaporitas
- Espesores que garanticen el almacenamiento del fluido durante un periodo de tiempo preestablecido en los criterios operacionales.

## **Capas de carbón**

Los criterios **específicos** para capas de carbón son los siguientes:

#### *Criterios favorables*

- Profundidad mínima de la capa de carbón: 150 m.
- No existe limitación de profundidad máxima, más que por la inevitable pérdida de permeabilidad.
- Potencia acumulada de las capas: >10 m, tomando sólo las capas con potencias de más de 30 cm
- Calidad del carbón:
  - a) Lignitos a carbones bituminosos tipo B con alto contenido en volátiles y posibilidades de recuperación de CH<sub>4</sub>
  - b) Los carbones tipo A con alto contenido en volátiles, y bituminosos con bajo contenido en volátiles
- Capacidad de adsorción: carbones de bajo rango con altas ratios de adsorción CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>
- Permeabilidad absoluta mayor de 1-5 mdarcys

*Crterios desfavorables*

- Profundidades superiores a 1500 m
- Potencia de las capas < 0,30 m
- Calidad del carbón: Las antracitas pueden descartarse por su baja permeabilidad
- Capacidad de sorción: carbones con alto rango con bajas ratios de sorción de CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>
- Permeabilidad absoluta inferior a 1-5 mdarcys

*Crterios condicionantes*

- Grado de microfracturación

## **Formaciones salinas**

*Crterios favorables*

- Formaciones con potencia y extensión suficientes: 100 m de potencia o más.
- Volumen de almacenamiento del orden de 100.000- 200.000 m<sup>3</sup>
- Potencias intactas de sal a techo y muro de 20 m de la formación salina almacén
- Porosidad < 1%
- Permeabilidad muy baja (10<sup>-19</sup> a 10<sup>-21</sup> m<sup>2</sup>)
- Gran pureza de la sal para que se pueda excavar con geometrías preestablecidas
- Grado geotérmico bajo para que la formación salina se encuentre a temperaturas entre 32 y 45°C
- Ausencia de formaciones acuíferas a techo
- Estabilidad tectónica, escasa fracturación a nivel local y regional
- Formación impermeable y competente a techo de la formación almacén
- Cobertera a techo de materiales sedimentarios, preferentemente carbonatados o pelíticos



## 8. REFERENCIAS

- Ahmad, M.U. and J.A. Smith, 1988, Earthquakes, injection wells, and the Perry Nuclear Power Plant, Cleveland, Ohio. *Geology*, 16, 739-742.
- Andeweg, B., 2002, Cenozoic tectonic evolution of the Iberian Peninsula: causes and effects of changing stress fields. Tesis Doctoral, Univ. Libre de Amsterdam, 178p.
- Arenas, R., 1988, Evolución petrológica y geoquímica de la unidad alóctona inferior del complejo metamórfico básico-ultrabásico de Cabo Ortegal (Unidad de Moeche) y del Silúrico parautoctono, Cadena Hercínica Ibérica (NW de España), *Corpus Geol. Gallaecia*, 4: 1-543.
- Bachu, S. and Rothenburg, L., Carbon Dioxide Sequestration in Salt Caverns: Capacity and Long Term Fate [http://www.ags.gov.ab.ca/activities/CO2/abstracts/Mns\\_NETL\\_Conf\\_Bachu\\_and\\_Rothenburg.pdf](http://www.ags.gov.ab.ca/activities/CO2/abstracts/Mns_NETL_Conf_Bachu_and_Rothenburg.pdf).
- 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., 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
- Bachu, S., 2001, The transform of the geological space into the CO<sub>2</sub>-phase space: A step toward the identification of CO<sub>2</sub>, *In Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5)*, D. J. Williams, R. A. Durie, P. McMullan, C. A. J. Paulson and A. Y. Smith (eds.), CSIRO Publishing, Collingwood, VIC, AU, p. 284-289, 2001.
- 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, 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. and Burwash, RA., 1991, Regional-scale analysis of the geothermal regime in the Western Canada sedimentary basin, *Geothermics*, Vol. 20, N° 5/6, pp.387-407.
- Bachu, S., 1988, Analysis of Heat Transfer Processes and Geothermal Pattern in the Alberta Basin, Canada, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 93, N° B7, pp 7767-7781, July 10.
- Baines, S.J. and Worden, R.H., 2004, Geological Storage of Carbon Dioxide, *Geological Society Special Publication* 233.
- Benson, S. and Cook, P., 2005, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Chapter 5, Underground Geological Storage, Final Draft.
- Bentham, M. & Kirby, G., 2005, CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Oil & gas science and technology*, Rev. IFP, Vol. 60, pp. 559-567.
- Brosse, É., Magnier, C. and Vincent, B., 2005, Modelling Fluid-Rock Interaction Induced by the Percolation of CO<sub>2</sub>-Enriched Solutions in Core Samples: The Role of Reactive Surface Area, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 60, No. 2, pp.287-305.
- Bruno, M.S. and Dusseault, M.B, 2002, Geochemical Analysis of Pressure Limits for Thin Bedded Salt Caverns, Spring 2002 Meeting (Banff, Alberta).

- Celia, M.A., S. Bachu, J.M. Nordbotten, S.E. Gasda and H.K. Dahle, 2005, Quantitative estimation of CO<sub>2</sub> leakage from geological storage: Analytical models, numerical models, and data needs. *Proceedings of 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, Vancouver, Canada.
- Chabrelié, M.F, *et al.*, Underground gas storage: technological innovations for increased efficiency, <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/>
- CSN, 1998, Proyecto SIGMA. Análisis del estado de esfuerzos tectónico reciente y actual en la Península Ibérica. CSN. Colección Otros documentos, 10. 239p.
- CSN, 2000, Proyecto DAÑOS. Caracterización sísmica de emplazamientos de la Península Ibérica y evaluación del daño potencial en estructuras.
- CSN, 2004, Proyecto PRIOR. Análisis de fallas de primer orden. Colección Otros documentos.
- Custodio, E. y Llamas, M.R., 1976, Hidrología subterránea.
- De Vicente, G; Muñoz, A; Guimerá, J; Vegas, R; y Cloetingh, S (2004): *Estructura Alpina del Antepaís Ibérico*. En: *Geología de España*. Cap 7, Vera *et al.*, Eds.
- Dewey, J.F., Helman, M.L., Turco, E., Hutton, D.H.W. y Knott, T S.D. (1989): *Kinematics of the western Mediterranean*. En: *Alpine Tectonics* (M.P. Coward, D. Dietrich y R.G. Park, Eds.). Geol. Soc. (London), Sp. Publ., 45: 265-283.
- Doughy, C., K. Pruess, S.M. Benson, S.D. Hovorka, P.R. Knox and C.T. Green, 2001, Capacity investigation of brine-bearing sands of the Frio Formation for geologic sequestration of CO<sub>2</sub>, *Proceedings of First National Conference on Carbon Sequestration*. Washington D.C.
- Dove *et al.*, 1998, Terrestrial sequestration of CO<sub>2</sub>- an assessment of research needs, <http://www.science.doe.gov/bes/geo/Publications/CO2report.pdf>
- Dusseault, M.B., 2005, Module G- Stress and drilling in and Around Salt Structures”. EAGE Course on Earth Stresses and Drilling Rock Mechanics. [http://www.science.uwaterloo.ca/course\\_notes/earth/earth437/requiredreading/module%20g\\_drilling%20in%20and%20around%20salt.ppt](http://www.science.uwaterloo.ca/course_notes/earth/earth437/requiredreading/module%20g_drilling%20in%20and%20around%20salt.ppt)
- Dusseault, M.B; Bachu, S.; Rothenburg, L., 2002, Sequestration of CO<sub>2</sub> in Salt Caverns”. Paper presented at the *Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference*, Calgary – Alberta (Canada).
- Dusseault, M.B.; Bachu, S.; Davidson, B.C., 2001, Carbon Dioxide Sequestration Potential in Salt Solution Caverns in Alberta, Canada, Technical Paper. *Solution Mining Research Institute, Technical Meeting Albuquerque*, New Mexico, USA.
- Earlougher, R. C., 1977, *Advances in Well Test Analysis*. Society of Petroleum Engineers of AIME, New York.
- Ennis-King, J. and Paterson, L., 2003, Abstract de Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations, *Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Pages 2521-2532.
- Ennis-King, J., Gibson- Poole, C. M., Lang, S.C. and Paterson, L., 2003, Long term numerical simulation of geological storage of CO<sub>2</sub> in the Petrel sub-basin, North West Australia. *Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*. Kyoto, Japan.
- Farias, P., Gallastegui, G., González Lodeiro, F., Marquínez, J., Martín-Parra, L.M., Martínez Catalán, J.R., Pablo Maciá, J.G. de y Rodríguez-Fernández, L.R., 1987, Aportaciones al

- conocimiento de la litoestratigrafía y estructura de Galicia Central. *Mem. Museo e Lab. Miner. Geol., Fac. Ciências, Univ. Porto*, 1: 411-431.
- Favret, F., 2003, Up-to-date researches and future trends in underground gas storage facilities: a state of the art review, Paper presented at the *NATO, Advance Research Workshop, "Security of Natural Gas Supply through Transit Countries"*, Tbilisi (Georgia).
- 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)
- Gale, J., 2004, Geological storage of CO<sub>2</sub>: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done? *Energy* 29, pp1329-1338.
- Gaus, Irina, Azaroual, Mohamed and Czernichowski-Laurio, Isabelle, 2004, Reactive Transport Modeling of Dissolved CO<sub>2</sub> Sequestration (Sleipner Site, North Sea).
- Gibbs, J.F., J.H. Healy, C.B. Raleigh and J. Coakley, 1973: Seismicity in the Rangely, Colorado area: 1962–1970, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 63, 1557–1570.
- Gibson-Poole, C.M., S.C. Lang, J.E. Streit, G.M. Kraishan and R.R Hillis, 2002, Assessing a basin's potential for geological sequestration of carbon dioxide: an example from the Mesozoic of the Petrel Sub-basin, NW Australia. In: M. Keep and S.J. Moss (eds.) *The Sedimentary Basins of Western Australia 3, Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, Western Australia, 2002, pp. 439–463.
- Gozalpour, F. *et al.*, 2005, "CO<sub>2</sub> EOR and Storage in Oil Reservoirs" *.Oil & Gas Science and Technology- Rev. IFP*, Vol. 60, No. 3, pp. 537-546.
- Gunter, W. D, Bachu, S. & Benson, S., 2004, The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage of carbon dioxide. En: Geological Storage of Carbon Dioxide, S.J. Baines and R.H. Worden (editors) *Geological Society Special Publication 233*.
- 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.
- Healy, J.H., W.W. Ruby, D.T. Griggs and C.B. Raleigh, 1968: The Denver earthquakes, *Science*, 161, 1301–1310.
- Hedde, G. *et al.*, 2003, The economic of CO<sub>2</sub> storage, Massachusetts Institute of Technology. Laboratory for Energy and Environment, [http://lfee.mit.edu/public/LFEE\\_2003-003RP.pdf](http://lfee.mit.edu/public/LFEE_2003-003RP.pdf)
- Hendriks, C.A.. and Blok, K., 1993, Underground storage of carbon dioxide, *Energy Conversion and Management*, v.34.
- Hitchon, B. Gunter, W.D. Gentzis, T. & Bailey, R. 1999, Sedimentary basins and greenhouse gases: A serendipitous association. *. Energy Conversion and Management*, 40, 825-843.
- 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.
- IGME-ELCOGAS, 2005, Informe de Proyecto ALCO<sub>2</sub>.
- IPCC, 2005, Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, *Final Draft*.

- Jimenez, J.A and R.J. Chalaturnyk, 2003, Are disused hydrocarbon reservoirs safe for geological storage of CO<sub>2</sub>? *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kioto, Japan, Pergamon, v.I, 471–476.
- Johnson, J. W., Nitao, J.J., Knauss, K.G., 2004, Reactive transport modelling of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms, and sequestration partitioning. *Geological society of London special publication on carbon sequestration technologies*. UCRL-JRNL-205627
- Johnson, J.W., J.J. Nitao and J.P. Morris, 2005, Reactive transport modeling of cap rock integrity during natural and engineered CO<sub>2</sub> storage, *Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project*, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson, (ed.), Elsevier, London, pp. 787–814.
- Julivert, M., Fontboté, J.M., Ribeiro, A. y Nabais-Conde, L.E., 1972, Mapa tectónico de la Península Ibérica y Baleares a escala 1:1.000.000. *IGME*, Memoria explicativa, 113 p.
- Kennedy J.T. & Thodes, G., 1961, The transport properties of carbon dioxide, *AIChE*, J. 7.
- Kirste, D.M., Watson, M.N. & Tingate, P.R., 2004, Geochemical modeling of CO<sub>2</sub>-water-rock interaction in the Pretty Hill Formation, Otway Basin. *PESA Eastern Australasian Basins Symposium II*.
- Kolak, J.J and Burruss, R.C., Effect of Coal Rank on the Physicochemical Interactions between Coal and CO<sub>2</sub>- Implications for CO<sub>2</sub> Storage in Coal Beds. <http://uregina.ca/ghgt7/PDF/papers/poster/121.pdf>.
- 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.
- Le Nindre, Y. M. and Gaus, I., 2004, Characterisation of the Lower Watrous aquitard as a major seal for CO<sub>2</sub> geological sequestration (Weyburn Unit, Canada) In: *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Vancouver, BC, September 5-9, 2004.
- Lotze, F. 1945, Zur Gliederung der Varisziden der Iberischen Meseta. *Geotekt. Forsch.*, 6: 78-92. (traducido al español en *Publ. Extr. Geol. España*, 5: 149-166).
- McKenna, J., B. Gurevich, Urosevic, M. and B. Evans, 2003, Rock physics- Application to geological storage of CO<sub>2</sub>, *Australian Resources Research Centre*.
- McPherson, B.J.O.L. and B.S. Cole, 2000, Multiphase CO<sub>2</sub> flow, transport and sequestration in the Powder river Basin, Wyoming, USA. *Journal of Geochemical Exploration*, 69-70.
- Moore, J., Adams, M., Allis, R., Lutz, S. and Rauzi, S., 2005, Mineralogical and geochemical consequences of the long-term presence of CO<sub>2</sub> in natural reservoirs: An example from the Springerville-St. Johns Field, Arizona, and New México, U.S.A. *Chemical Geology*. Vol. 217, pp 365-385
- 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.
- Nordbotten, J.M., Celia, M.A. and Bachu, S., 2005, Injection and storage of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers: Analytical solution for CO<sub>2</sub> plume evolution during injection. *Transport in Porous Media*, 58.

- Ormerod, B., 1994, The disposal of carbon dioxide from fossil fuel fired power stations, *IEA Greenhouse Gas R & D Programme* (IEAGHG/SR3)
- 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.
- Perkins, E.H. and Gunter, W.D., 1995, Aquifer disposal of CO<sub>2</sub>-rich greenhouse gases: Modeling of water-rock interaction paths in a siliciclastic aquifer. In Kaharaka, Y.K., Chudeev, O. V. (Eds.) *Water-rock interactions*. Brookfield, Róterdam, pp. 895-898.
- Raleigh, C.B., J.D. Healy and J.D. Bredehoeft, 1976, An experiment in earthquake control of Rangely, Colorado. *Science*, 191, 1230–1237.
- 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/pubsgiodisc.html>.
- Rochelle, C.A. and Moore, Y.A. 2002, The solubility of supercritical CO<sub>2</sub> into pure water and synthetic Utsira porewater, <http://www.iku.sintef.no/projects/>
- 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.
- Shapiro, S.A., E. Huenges and G. Borm, 1997, Estimating the crust permeability from fluid-injection-induced seismic emission at the KTB site. *Geophysical Journal International*, 131, F15–F18.
- Shi, J.Q. and Duruncan, S. 2005, CO<sub>2</sub> Storage in Deep Unminable Coal Seams, *Oil & Gas Science and Technology*, Rev. IFP, Vol. 60, n° 3, pp. 547-558.
- 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.
- Sminchak, J., N. Gupta, C. Byrer and P. Bergman, 2002, Issues related to seismic activity induced by the injection of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers. *Journal of Energy & Environmental Research*, 2, 32–46.
- Smith, L.K. and Reeves, S.R., 2002, Scoping equilibrium geochemical modeling to evaluate the potential for precipitate formation when sequestering CO<sub>2</sub> in San Juan basin Coals, *Topical report U.S. Department of Energy* DE-FC26-00NT40924.
- St John, B., Bally. A. W. & Klemme, H.D. 1984, Sedimentary provinces of the world – hydrocarbon productive and non-productive. *The American Association of Petroleum Geologists*. Tulsa. OK.
- Stanton, R.; Flores, R. *et al.*, Coal Bed sequestration of Carbon Dioxide, [http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon\\_seq/3a3.pdf](http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/3a3.pdf)
- Stewart, Sheila and Bachu, Stefan, 2001, Suitability of the Western Canada Sedimentary Basin for Carbon Dioxide Sequestration in Geological Media. Alberta Geological Survey.
- Streit, J., A. Siggins and B. Evans, 2005, Predicting and monitoring geomechanical effects of CO<sub>2</sub> injection, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations—Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 751–766.

- Streit, J.E. and R.R. Hillis, 2003, Building geomechanical models for the safe underground storage of carbon dioxide in porous rock. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kioto, Japan, Pergamon, Amsterdam, v.I., 495–500.
- Talebi, S., T.J. Boone and J.E. Eastwood, 1998, Injection induced microseismicity in Colorado shales. *Pure and Applied Geophysics*, 153, 95–111.
- Tarbuck, E.J., and Lutgens, F.K., 1999, *Ciencias de la Tierra, una introducción a la geología física*. PRENTICE HALL Iberia, S,R,L. 616 pp.
- Toribio, M.M., Oshima, Y. And Shimada, S., 2004, Coal adsorption capacity measurements using carbon dioxide at sub-critical and supercritical conditions, <http://uregina.ca/ghgt7/PDF/papers/poster/248.pdf>.
- van der Meer, B. 2005a, The underground disposal of carbon dioxide. Final report of JOULE II Project n° CT 92-003.
- van der Meer, B. 2005b. 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., 1993, The conditions limiting CO<sub>2</sub> storage in aquifers. *Energy Conversion and Management*, 34, 959-966.
- 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.
- Watson, M.N., Zwingmann, N. Lemon, N.M and Tingate, P.R., 2003, Onshore otway carbon dioxide accumulations: CO<sub>2</sub>-induced diagenesis in natural analogues for underground storage of greenhouse gas.
- White, C.M., Smith, D.H., Jones, K.L., Goodman, A.L., Jikich, S.A., LaCount, R.B., Dubose, S.B., Ozdemir, E., Morsi, B.I. and Schoroeder, K.T., 2005, Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery: a review, *Energy & Fuels*, Vol. 19, n° 3, pp. 599-724.
- Wo, S., J-T. Liang and L.R. Myer, 2005, CO<sub>2</sub> storage in coalbeds: Risk assessment of CO<sub>2</sub> and methane leakage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations—Results from the CO<sub>2</sub> Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London. pp. 1263–1292.
- Wyss, M. and P. Molnar, 1972, Efficiency, stress drop, apparent stress, effective stress, and frictional stress of Denver, Colorado, earthquakes. *Journal of Geophysical Research*, 77, 1433–1438.
- Xu, T., Apps, J.A. and Prues, K., 2000, Analysis of mineral trapping for CO<sub>2</sub> disposal in deep aquifers. Lawrence Berkeley National Laboratory Repor LBNL-46992, Berkeley, California. 61 p.
- Zoback, M.D. and H.P. Harjes, 1997: Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany. *Journal of Geophysical Research*, 102, 18477–18491.

## **Direcciones URL**

[1] <http://www.igme.es/internet/RecursosMinerales/metano/genesis.htm>

[2] <http://www.carbonifera.cl/produc/carbon/clasi.html>

[3] <http://www.midcarb.org> Midcontinent interactive Digital Carbon Atlas and Relational dataBase



## ANEXO A: Yacimientos de petróleo/gas

### A1: Grados API

Crudo	Densidad (g/ cm <sup>3</sup> )	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

La ecuación general de API es la siguiente:

$$\text{Gravedad específica} = 141,5 / 131,5 + \text{°API. (a } 60 \text{ °F ó } 15,5 \text{ °C).}$$

$$\text{°API} = 141,5 / \text{gravedad específica} - 131,5$$

### A2: “Wettability”

La “*wettability*” de un líquido se define como el ángulo del contacto entre una gota del líquido en equilibrio termal en una superficie horizontal. Dependiendo del tipo de superficie y de líquido la gota puede tomar diversas de formas. El ángulo de la adherencia de soldadura  $\theta$  es dado por el ángulo entre el interfaz de la gota y de la superficie horizontal. El líquido “empapa” cuando  $90 < \theta < 180$  grados y “no empapa” cuando  $0 < \theta < 90$ .



Una gota en equilibrio con una superficie horizontal rodeada por un gas. El ángulo de la adherencia  $\theta$  entre la capa horizontal y el interfaz de la gota define la Wettability del líquido. A la izquierda: Un líquido no empapante tiene un valor de  $0 < \theta < 90$ ; empapante con valor:  $90 < \theta < 180$ .

### A3: Inyectividad

La inyectividad se calcula como: (Dake, 1978 en Kovsky, 2002)

$$I = q/h\Delta p = 2\pi k / \mu \ln (r_e / r_w)$$

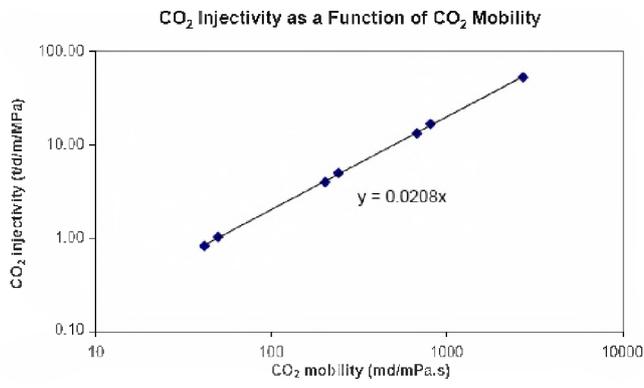
donde:

- “q” es la velocidad de flujo en la base del pozo
- “h” es el espesor de la formación
- “ $\Delta p$ ” es la diferencia de presión entre ente el almacén y el pozo
- “k” es la permeabilidad de la formación
- “ $\mu$ ” es la fase viscosa inyectada
- “r” representa el radio.

Los subíndices “e” y “w” se refieren al radio equivalente de drenaje del pozo y al radio del sondeo, respectivamente.

Una relación derivada de Law and Bachu (en Bock & Goldberg, 2002), se emplea para determinar la inyectividad del CO<sub>2</sub> a partir de su movilidad. La ecuación para la inyectividad de CO<sub>2</sub> es:

$$\text{Inyectividad CO}_2 = 0.0208 \times \text{movilidad del CO}_2$$



(Tomada de Heddle *et al.*, 2003)

## ANEXO B: Capas de carbón

### B1: Macerales y litotipos

Tablas B1 y B2.- Relaciones estructurales entre macerales y litotipos que componen las facies de las capas de carbón

Grupo	Maceral	Características	Origen
<b>VITRINITA</b> (HUMINITA)	<i>Telinita</i> (Telovitrinita)	Estructura celular preservada	Células de troncos, ramas, raíces, hojas.
	<i>Collinita</i> (Gelovitrinita)	Sin estructura (masa amorfa)	Precipitado de materia orgánica en forma de gel
	<i>Vitrodetrinita</i> (Detrovitrinita)	Fragmentos de estructuras celulares	Partículas de materia vegetal humificada
<b>LIPTINITA</b> (EXINITA)	<i>Esporinita</i>	Fósiles de esporas (carcasas discoidales)	Mega y microesporas
	<i>Cutininita</i>	Bandeado con salientes laterales (laminar o cilíndrico)	Cutículas =capas ceras externas de hojas, raíces, etc.
	<i>Resinita</i>	Relleno celular en capas o disperso (masas lenticulares)	Resinas, ceras y otras secreciones vegetales
	<i>Algininita</i>	Masas lenticulares, laminares, discoidales o irregulares	Descomposición de algas
	<i>Liptodetrinita</i>	Fragmentos irregulares de otros macerales del grupo	Fragmentos y residuos degradados
	<i>Fluorinita</i>	Rellenos de células compuestos por aceite = origen de petróleos	Aceites vegetales
	<i>Bituminita</i>	Masas amorfas o laminares	Degradación anaerobia de plantas o algas
	<i>Suberinita</i>	Estructura celular de plantas	Corcho y tejidos afines
	<i>Exsudatinita</i>	Relleno de venas y poros	Hidratos de carbono supurados
<b>INERTINITA</b>	<i>Fusinita</i> (Pirofusinita)	Estructura celular vacía o llena de minerales	Madera y hojas quemadas
	<i>Semifusinita</i>	Estructura celular	Madera y hojas alteradas bioquímicamente
	<i>Macrinita</i>	Masa amorfa	Materia vegetal húmica gelificada y alterada bioquímicamente
	<i>Inertodetrinita</i>	Pequeñas partículas de fusinita semifusinita y macrinita	Combinación fragmentaria de los anteriores
	<i>Micrinita</i>	Partículas granulares de aprox. 1 $\mu$	Degradación de macerales durante la carbonización
	<i>Esclerotinita</i>	Fósiles de hongos de reflectancia moderada	Restos de hongos

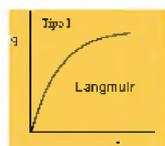
Carbón	Litotipos	Características	Composición
Húmico	<i>Vitrina</i>	Negro, muy brillante, fractura concoidal a cúbica	Vitrina <20 % exinita
	<i>Clarina</i>	Capas finas de vitrina y durina, lustre medio	Variable
	<i>Durina</i>	Negro o gris, fractura rugosa, mate	Inertinita y exinita
	<i>Fusina</i>	Negro, brillo sedoso, blando y desmenuzable	Fusinita
Sapropélico	<i>Cannel coal</i>	Negro, mate, lustre grasiento, heterogéneo, fractura concoidal	Esporinita
	<i>Boghead coal</i>	Negro o marrón, mate, homogéneo, lustre graso, fractura concoidal	Alginita

## B2: Isoterma de adsorción

Isoterma de adsorción: Representación gráfica de la cantidad de soluto adsorbido (g. de adsorbato/g. de adsorbente) frente a la concentración de adsorbato en la fase fluida (en mg/l o ppm, para líquidos o en fracción molar o presión parcial para gases). *Isoterma de tipo Langmuir o tipo I*: La adsorción se produce en una sola capa y es característica de procesos en los que se produce llenado de microporos. En este caso (Stanton *et al.*):

Condiciones:

- todas las superficies del sólido (poros) tienen igual actividad para la adsorción.
- no existe interacción entre las moléculas adsorbidas.
- cada unión adsorbato-adsorbente tiene la misma estructura y sucede por el mismo mecanismo
- cada poro del sólido puede albergar una única molécula de adsorbato.



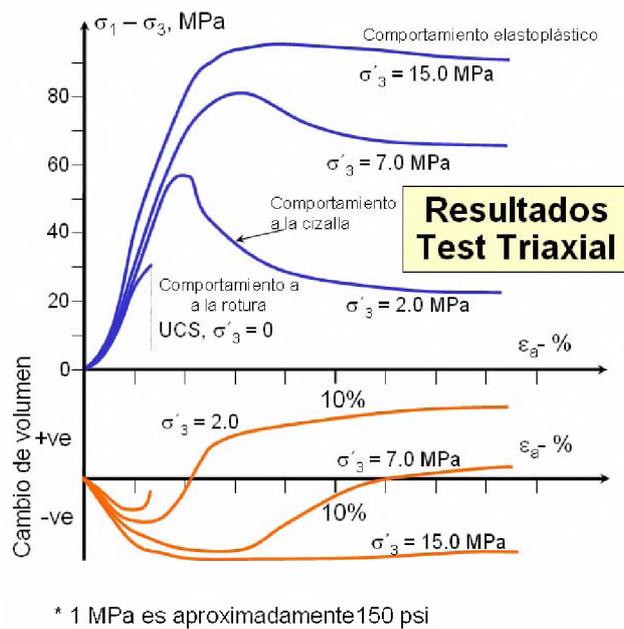
$$q = \frac{q_0 K p}{1 + K p}$$

q: g adsorbato/g adsorbente  
 $q_0$ : máxima cantidad de adsorbato que puede adsorberse por g adsorbente  
 K: cte de equilibrio de adsorción  
 p: presión parcial del adsorbato

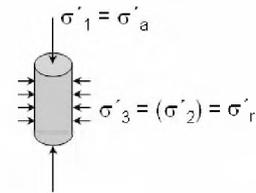
## ANEXO C: Formaciones de sal

### C1: Comportamiento viscoplástico de la sal

Comportamiento de la sal frente a distintos esfuerzos (Adaptado de Dusseault, 2005)



#### Tensiones



#### Modos de rotura



Comportamiento a la rotura: cristal fragmentado y fracturas de extensión axial.



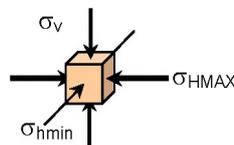
Comportamiento a la cizalla: desarrollo de una o varias superficies de rotura.



Comportamiento elasto-plástico: repleto de planos de distorsión a lo largo de pequeños planos de rotura.

### C2: Estado tensional isotrópico

El estado tensional en la sal se asume que es **isotrópico** debido a que la sal es una sustancia viscoplástica, por lo tanto  $\sigma_v = \sigma_{hmin} = \sigma_{HMAX}$  en la sal. (Dusseault, Bachu and Rothenburg, 2002).



### C3: Fluencia salina

Una vez que la caverna ha sido sellada, los procesos de fluencia salinos harán que lentamente la presión interna se aproxime a los valores de las tensiones externas (en un proceso asintótico de una duración de miles de años: unos cuatro mil años para alcanzar valores de un 95% de las tensiones iniciales) (Bachu et Rothenburg, 2002).

Sometida a tensiones diferenciales, la sal se comporta viscoplásticamente. La evolución de la fluencia salina está basada en la temperatura y en la diferencia entre las tensiones externas y la presión en la caverna. Si ésta se incrementa, disminuyendo la diferencia, la ratio de creep se ralentiza y los valores se van acercando asintóticamente. La ratio de creep salino depende exponencialmente de la tensión de activación, es decir, la diferencia entre las tensiones iniciales y la presión de llenado. Dada esta naturaleza fuertemente no lineal, estos ratios, tras quinientos años, se vuelven significativamente pequeños (Dusseault, Bachu and Rothenburg, 2002).

A muy largo plazo, el comportamiento de creep salino de la caverna que produce el cerramiento de la misma y su presurización es relativamente insensible a la presión de llenado inicial. En todos los casos, a partir de los 3000 años desde el sellado, la presión de la caverna alcanza los valores comprendidos entre el 93 y el 94 por ciento de las tensiones iniciales (Dusseault, Bachu et Rothenburg, 2002).

Matemáticamente el creep salino presenta la siguiente forma:

$$\dot{\epsilon}_{xx} = A \left( \frac{\sigma_v - P_c}{\sigma_o} \right)^n$$

donde:

$\sigma_v$  = tensión vertical

$P_c$  = presión de cierre

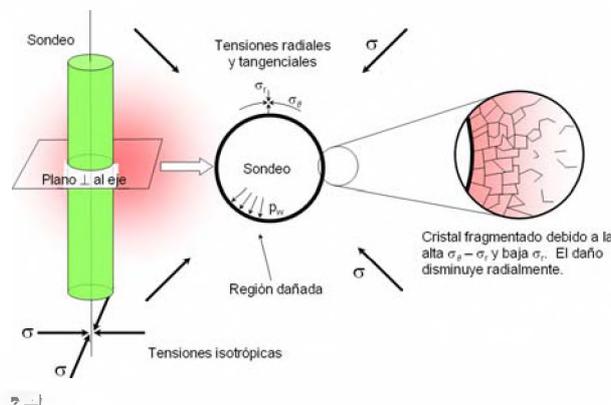
$A$  = constante que depende las características intrínsecas de la sal y contenido en humedad.

$\sigma_o$  = tensión umbral

$\sigma_v - P_c$  = tensión de activación

#### C4: Trayectoria de los sondeos

La trayectoria de los sondeos realizados en materiales salinos suele ser perpendicular a las capas y con una cierta inclinación., ya que esta se considera la mejor orientación para mantener su estabilidad.



Daños en el pozo ocasionados por la sal (adaptado de Dusseault, 2005).



## **Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>. Criterios de Selección de Emplazamientos.**

Ruiz, C.; Martínez, R.; Recreo, F.; Prado, P.; Campos, R.; Pelayo, M.;  
de la Losa, A.; Hurtado, A.; Lomba, L.; Pérez del Villar, L.; Ortiz, G.; Sastre, J.

108 pp. 28 figs. 6 tablas, 100 refs.

### **Resumen:**

En el año 2002, el Parlamento español aprobó por unanimidad la ratificación del Protocolo de Kioto, firmado en diciembre de 1997, comprometiéndose a limitar el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Posteriormente, el Ministerio de Medio Ambiente presentó a la Unión Europea el Plan Nacional de Asignación de Emisiones y en el año 2005 comenzó a funcionar el mercado de emisiones de Gases de Efecto Invernadero que fija los costes que deben pagarse por superar las cuotas de emisión asignadas. Las emisiones evitadas tienen así un valor económico que está incentivando el desarrollo de tecnologías que tratan de reducir o evitar las emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub>.

Una de esas nuevas aproximaciones tecnológicas a la mitigación del cambio climático inducido por dichas emisiones es la captura del CO<sub>2</sub> y su almacenamiento en formaciones geológicas tales como campos de petróleo o gas ya agotados, formaciones permeables profundas saturadas en aguas salinas, o en yacimientos de carbón no explotables. Estas tecnologías se encuadran como CCS (*Carbon Capture and Storage*). El informe que se presenta quiere establecer los criterios de selección de las formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el territorio nacional español, atendiendo a los requisitos operacionales y de comportamiento de tales sistemas de almacenamiento.

El informe presenta las propiedades y el comportamiento del CO<sub>2</sub> en condiciones de almacenamiento geológico, los procesos de flujo, transporte y reacción del CO<sub>2</sub> supercrítico o como gas, y los mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub> en las formaciones geológicas.

La exposición de los criterios geológicos de selección a escala de cuenca y a escala de formación geológica o de emplazamiento constituyen el núcleo central del informe.

## **Geological Storage of CO<sub>2</sub>. Site Selection Criteria.**

Ruiz, C.; Martínez, R.; Recreo, F.; Prado, P.; Campos, R.; Pelayo, M.;  
de la Losa, A.; Hurtado, A.; Lomba, L.; Pérez del Villar, L.; Ortiz, G.; Sastre, J.

108 pp. 28 figs. 6 tablas, 100 refs.

### **Abstract:**

In year 2002 the Spanish Parliament unanimously passed the ratification of the Kyoto Protocol, signed December 1997, compromising to limiting the greenhouse gas emissions increase. Later on, the Environment Ministry submitted the Spanish National Assignment Emissions Plan to the European Union and in year 2005 the Spanish Greenhouse Gas market started working, establishing taxes to pay in case of exceeding the assigned emissions limits. So, the avoided emissions of CO<sub>2</sub> have now an economic value that is promoting new anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions reduction technologies. Carbon Capture and Storage (CCS) are among these new technological developments for mitigating or eliminate climate change. CO<sub>2</sub> can be stored in geological formations such as depleted oil or gas fields, deep permeable saline water saturated formations and unmineable coal seams, among others.

This report seeks to establish the selection criteria for suitable geological formations for CO<sub>2</sub> storage in the Spanish national territory, paying attention to both the operational and performance requirements of these storage systems. The report presents the physical and chemical properties and performance of CO<sub>2</sub> under storage conditions, the transport and reaction processes of both supercritical and gaseous CO<sub>2</sub>, and CO<sub>2</sub> trapping mechanisms in geological formations. The main part of the report is devoted to geological criteria at watershed, site and formation scales.

## CLASIFICACIÓN DOE Y DESCRIPTORES

S54

ENVIRONMENT; CARBON DIOXIDE; CARBON SEQUESTRATION; GREENHOUSE GASES; STORAGE; WASTE DISPOSAL; WASTE STORAGE; UNDERGROUND DISPOSAL; SITE SELECTION