

CIEMAT/DPE/CITA/AG/11/2008

**Junio, 2008**

# **ANÁLOGOS INDUSTRIALES DEL ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>**

**IGME**

R. Martínez  
I. Suárez  
M. A. Zapatero

**CIEMAT**

R. Campos  
L. Pérez del Villar



MINISTERIO  
DE CIENCIA  
E INNOVACIÓN



Instituto Geológico  
y Minero de España



MINISTERIO  
DE CIENCIA  
E INNOVACIÓN

**Ciemat**  
Centro de Investigaciones  
Energéticas, Medioambientales  
y Tecnológicas

**ANÁLOGOS INDUSTRIALES DEL ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>**  
**(Almacenamiento de gas natural. Recuperación de gas y petróleo.**  
**Almacenamiento en acuíferos salinos. Recuperación de CH<sub>4</sub> en capas**  
**de carbón no explotables)**

**R. Martínez; R. Campos; L. Pérez del Villar; I. Suárez;**  
**M. A. Zapatero**

**GRUPO de ALMACENAMIENTO**  
**GEOLÓGICO de CO<sub>2</sub>**  
**IGME**

**DIVISIÓN DE**  
**ALMACENAMIENTO**  
**GEOLÓGICO. DEPARTAMENTO**  
**DE MEDIO AMBIENTE**  
**CIEMAT**

PUBLICADO POR EDITORIAL CIEMAT:

DEPÓSITO LEGAL: M-14226-1995

ISSN: 1135-9420

NIPO: 471-08-001-5

CLASIFICACIÓN DOE Y DESCRIPTORES

S54

CARBON DIOXIDE; CARBON CAPTURE AND STORAGE; INDUSTRIAL  
ANALOGUES; GAS STORAGE, EOR, ECBM.

## **AGRADECIMIENTOS**

Este trabajo ha sido realizado en el IGME por el grupo de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> y en el Dpto. de Medio Ambiente, División de Almacenamiento Geológico, Unidad de Integración de Sistemas Geológicos, en el marco del PSE subproyecto 3 “Almacenamiento de CO<sub>2</sub>” subvencionado por del Ministerio de Educación y Ciencia, actualmente de Ciencia e Innovación. Los autores quieren agradecer a Don Fernando Recreo la revisión y comentarios que han mejorado el manuscrito.

## **Análogos Industriales del Almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

Martínez, R., Campos, R., Pérez del Villar, L., Suárez, I., Zapatero, M.A.

### **Resumen:**

El presente trabajo pretende introducir el estudio de los denominados análogos industriales del almacenamiento de CO<sub>2</sub>; es decir, el de aquellas actividades industriales que, por sus características específicas, se asemejan al almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, con el fin de extraer conclusiones útiles para su aplicación en la incipiente prospección de estos almacenamientos.

Así, se presentan las características fundamentales de los almacenamientos estratégicos de gas natural, con especial énfasis en el desarrollado en las cercanías de la localidad de Yela (Guadalajara). Se describen también actividades de los proyectos de inyección de CO<sub>2</sub> para la recuperación de petróleo y/o gas de yacimientos exhaustos, y también un caso de almacenamiento en formaciones permeables con agua salada (Sleipner) Finalmente, se resume la metodología del Proyecto RECOPOL, como caso experimental de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en carbón, que lleva aparejada la producción del metano contenido en las capas.

En definitiva, se pretende determinar cuáles son las metodologías y técnicas más adecuadas para desarrollar con éxito un proyecto de exploración y explotación de almacenes geológicos de CO<sub>2</sub>.

## **Industrial Analogues on CO<sub>2</sub> Storage**

Martínez, R., Campos, R., Pérez del Villar, L., Suárez, I., Zapatero, M. A.

### **Abstract:**

This volume tries to introduce the study of industrial analogues of CO<sub>2</sub> storage, those industrial activities that, because of some specific conditions, are considered similar to CO<sub>2</sub> geological storage activities. The goal is to obtain useful conclusions for application in the incipient exploration of this type of storages.

Therefore, strategic storages of natural gas have been studied, with a special emphasis in the project developed in the surroundings of Yela (Guadalajara). Other activities are also described, as some projects that include CO<sub>2</sub> injection to increase the recovery of oil and/or gas in nearly depleted reservoirs, and also a case of CO<sub>2</sub> storage in a saline aquifer (Sleipner). Finally, RECOPOL Project methodology is summarized, as an experimental case of CO<sub>2</sub> storage on coal, coupled with coal bed methane production.

Summing up, the main goal of this work is to determine the most adequate technologies that have to be developed in a successful CO<sub>2</sub> storage, exploration and exploitation project.

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>2. ALMACENAMIENTOS DE GAS NATURAL.....</b>	<b>8</b>
<b>2. 1. ALMACENAMIENTO EN FORMACIONES POROSAS.....</b>	<b>8</b>
<b>2. 2. ALMACENAMIENTO EN CAVERNAS DE SAL.....</b>	<b>10</b>
<b>2. 3. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. EL CASO DE YELA.....</b>	<b>12</b>
<b>3. ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> CON RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.....</b>	<b>27</b>
<b>3. 1. PROYECTOS EOR Y EGR EN CURSO.....</b>	<b>33</b>
<b>A) EL PROYECTO IN-SALAH.....</b>	<b>35</b>
<b>B) EL PROYECTO WEYBURN.....</b>	<b>40</b>
<b>C) EL PROYECTO SACS-PLATAFORMA SLEIPNER (MAR DEL NORTE).....</b>	<b>45</b>
<b>4. RECUPERACIÓN DE CH<sub>4</sub> MEDIANTE LA INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> EN CAPAS DE CARBÓN (ECBM).....</b>	<b>50</b>
<b>4. 1. PROYECTOS ECBM REALIZADOS.....</b>	<b>50</b>
<b>A) EL PROYECTO RECPOL.....</b>	<b>51</b>
<b>5. RESUMEN Y CONCLUSIONES.....</b>	<b>60</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>67</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático es un problema de proporciones globales y una de las causas principales relacionadas con este cambio es la emisión de gases de efecto invernadero, dentro de los cuales el CO<sub>2</sub> tiene una importante contribución.

Para asegurar una reducción sustancial de los niveles de CO<sub>2</sub> en la atmósfera se requiere el desarrollo de soluciones tecnológicas y la aplicación de las mismas, dirigidas a su captura y almacenamiento en formaciones geológicas, tales como acuíferos salinos profundos, trampas de gas y/o petróleo y capas de carbón no explotables, pero ricas en CH<sub>4</sub>

El desarrollo de esta estrategia contribuye de una forma decisiva a la reducción de las emisiones a la atmósfera de gases antropogénicos generados en diversas actividades industriales, principalmente la producción de energía eléctrica mediante la combustión de combustibles fósiles.

Aunque la mayoría de las técnicas de captura y almacenamiento necesitan optimizarse, existen experiencias y proyectos de investigación actualmente en curso, tanto para el almacenamiento estratégico de gas natural, como para la extracción de gas y/o petróleo residual de yacimientos que podrían considerarse agotados, así como para la extracción de CH<sub>4</sub> de capas de carbón, dada la capacidad que el CO<sub>2</sub> tiene para sustituir al CH<sub>4</sub> en dichos materiales.

Una de las experiencias industriales más semejantes al almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es el almacenamiento estratégico de gas natural. Este tipo de almacenamiento se está desarrollando con el fin de asegurar el suministro de gas en los países con dependencia exterior de este combustible, y de controlar los precios en función de la demanda. Históricamente, muchas de las tecnologías empleadas para la evaluación de formaciones de petróleo y gas, caracterización de yacimientos, perforación y terminación de pozos, han sido empleadas en la búsqueda de almacenes estratégicos de

gas natural, y son las que también se emplearán en la prospección de almacenes de CO<sub>2</sub> antropogénico.

En este trabajo se resume la metodología de exploración de zonas favorables para el almacenamiento estratégico de gas natural, haciendo especial énfasis en el proyecto español de Yela, así como la metodología seguida en los proyectos de inyección de CO<sub>2</sub> para la recuperación de petróleo y/o gas de yacimientos exhaustos, haciendo hincapié en los proyectos In-Salah (Argelia) y Weyburn (Canadá). Se describe también el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> en el acuífero salino de la formación arenosa Utsira, en el campo Sleipner (Noruega), así como su monitorización geofísica, y los resultados alentadores para almacenar CO<sub>2</sub> en este tipo de formaciones. Igualmente se dedica un capítulo a la metodología de inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos no explotables de carbón pero ricos en CH<sub>4</sub>, concretamente en los yacimientos de la cuenca carbonífera de Silesia (Polonia), estudiados bajo este punto de vista en el proyecto RECOPOL, financiado por la Unión Europea.

Finalmente, se resumen, en términos de analogía, las características de estos proyectos de exploración y explotación, en relación con las etapas de exploración necesarias para la selección de una zona favorable para almacenar, con garantías de estanqueidad y estabilidad y seguridad, CO<sub>2</sub> antropogénico en estado supercrítico.



## 2. ALMACENAMIENTOS DE GAS NATURAL

Las formaciones más adecuadas para el almacenamiento de gas natural son, en principio, las formaciones de sal, las rocas porosas (yacimientos de hidrocarburos o con agua salada) y las minas abandonadas. La tecnología de estos almacenamientos se empezó a desarrollar hace décadas, cuando en 1916 se inició el almacenamiento en el depósito agotado de Zoar (EEUU), que aún hoy sigue funcionando. El concepto inicial era almacenar en verano y recuperar en invierno cuando la extracción en los yacimientos se dificultaba por las heladas.

En 1950 se inició el almacenamiento en cavidades producidas por disolución de sal, y en 1961 se empleó por primera vez una cavidad natural estratificada. Las nuevas tecnologías permitían almacenamientos cada vez mayores, lo que fue permitiendo equilibrar el precio del gas cuando los huracanes paralizaban la producción en el Golfo de Méjico. Actualmente existen cerca de 600 instalaciones de almacenamiento de gas natural en todo el mundo, casi todas en EEUU y Europa. Se ha impuesto el almacenamiento en rocas porosas y en depósitos naturales de sal, mientras que el uso de cavernas y minas abandonadas es cada vez menos común.

Conviene señalar que cada una de las instalaciones requiere su propio estudio de caracterización petrofísica y mecánica, con distintos objetivos según el tipo de almacén, siendo la porosidad, permeabilidad y estanqueidad los objetivos principales en las formaciones porosas; y la resistencia y volumen de la roca en los depósitos de sal. Existe en los almacenamientos de gas natural un parámetro muy significativo que es el llamado “gas colchón”, necesario para mantener la presión del yacimiento pero que reduce considerablemente el volumen de gas recuperable. Dado que el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> no implica la recuperación posterior, este parámetro no será descrito con detenimiento en este trabajo.

## 2. 1. ALMACENAMIENTO EN FORMACIONES POROSAS

La mayoría de los almacenamientos de gas natural están emplazados en rocas porosas de yacimientos de gas agotados y que han estado operativos durante décadas, principalmente por motivos de coste. No cabe duda que resulta más ventajoso y económico operar en este tipo de campos, ya que los pozos de extracción y las instalaciones de superficie pueden reconvertirse fácilmente para ser utilizadas para el almacenamiento.

Además, y dado que la recuperación de los depósitos es incompleta, se cuenta con una buena parte del gas colchón necesario para operar. Los problemas derivados de su empleo como almacenes son prácticamente los mismos que los que tiene de por sí una explotación de gas y petróleo, por lo que se aplican tecnologías comprobadas en los campos de hidrocarburos para incrementar la capacidad del yacimiento y los márgenes de extracción.

En cualquier caso, también es posible operar en estructuras similares sin hidrocarburos y, por tanto, llenas de agua salada. La exploración se convierte en un capítulo de mucha mayor relevancia, ya que hay que asegurar el cierre estructural y el sellado de la estructura, así como estimar, con gran precisión, los valores de porosidad y permeabilidad de la formación, de tal manera que se pueda precisar la capacidad del almacén y su ciclo de extracción – inyección.

Los métodos sísmicos son fundamentales para definir con precisión la estructura del almacén y sus límites y, por lo tanto, su extensión. Para determinar el resto de parámetros es necesaria la perforación de sondeos con extracción de testigos de las formaciones sello y almacén, así como el empleo de técnicas de testificación geofísica y pruebas de permeabilidad.

Este tipo de almacenamientos tiene muchas analogías con el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, desde el tipo de depósito a las técnicas de exploración y prospección, si bien existen algunas diferencias que merecen resaltarse, como son: i) el rango de profundidades necesario; ii) el tamaño de los almacenes; y iii) el que la recuperación

del CO<sub>2</sub> inyectado sea innecesaria, lo que facilita la exploración de este tipo de almacenamiento.

También conviene resaltar que, hasta este momento, tan sólo se han detectado pérdidas del 0,013% de media en los almacenes de gas natural, la mayor parte de las cuales se produjeron en los años 50 y 60 en los que se popularizó el almacenamiento en EEUU. Dado que el gas natural en el almacenamiento sigue en estado gaseoso, su capacidad de fluir es mayor que la del CO<sub>2</sub>, el cual, a más de 800 metros de profundidad, es un fluido supercrítico con menores riegos, en principio, de fuga.

## **2. 2. ALMACENAMIENTO EN CAVERNAS DE SAL**

El almacenamiento en depósitos de sal es especialmente posible gracias a dos propiedades fundamentales de los mismos: su resistencia y su plasticidad (Fig. 2. 1) La primera permite la acumulación de gas en sus cavidades a alta presión y la segunda permite sellar fracturas que, de otro modo, supondrían vías de fuga para el gas. Por otra parte, la porosidad y permeabilidad de estos materiales son nulas, de modo que el gas almacenado no tiene posibilidad de escapar de una manera difusa.

Uno de los resultados más favorables de estas propiedades mecánicas de las formaciones salinas es que no permiten una pérdida de presión apreciable al extraer el gas, dando lugar a una alta productividad del almacén, así como una gran facilidad para cambiar la dirección del flujo de extracción al de inyección. Sin embargo, y en líneas generales, su capacidad de almacenamiento es inferior a la de otras formaciones.

La exploración de cuerpos salinos se facilita por el contraste de la conductividad, densidad y velocidad de transmisión de las ondas a través de la sal con respecto a las rocas adyacentes. Por esta razón, se emplean con frecuencia métodos electromagnéticos, gravimétricos y sísmicos que permiten la detección de dichos cuerpos, cuya estructura y composición puede ser caracterizada mediante los registros de pozos y la extracción de testigos. La experiencia en estos estudios permite establecer, como norma general, un mejor comportamiento de los domos que el de las formaciones salinas estratiformes, ya que estas últimas son menos homogéneas y presentan abundantes impurezas de anhidrita, caliza y dolomía.

Las operaciones de perforación deben realizarse con un lodo que impida una excesiva disolución de la sal, así como un buen revestimiento que permita la utilización del pozo para las operaciones propias del almacenamiento y la extracción del gas. Una vez extraídos los testigos y realizadas las pruebas pertinentes, se procederá a la lixiviación de la sal para crear la caverna, por lo que se introducirá agua dulce y se extraerá una salmuera. Existen numerosos estudios acerca de los sistemas más adecuados para la perforación, lixiviación y operación de las cavernas salinas en almacenamiento de gas natural, y el lector interesado en estos temas puede consultarlos en los manuales de operación de empresas especializadas.



*Figura 2. 1. Pliegue halocinético con relleno de fracturas del diapiro salino de Cardona (Barcelona). Fuente: [www.cepalcala.es](http://www.cepalcala.es)*

En términos más generales, se puede establecer que el volumen necesario de agua para disolver un determinado volumen de sal es 8 veces superior a dicho volumen. Para mantener la insolubilidad del techo de la caverna se emplean gases licuados protectores (p.ej.  $N_2$ ), que flotan sobre la salmuera generada e impiden la disolución descontrolada. Dependiendo de la homogeneidad y del acierto de los cálculos, se podrá perforar una

caverna más o menos cilíndrica por debajo del fluido protector, y los resultados serán comprobados mediante sondas de tipo sonar.

Otra de las desventajas de este tipo de almacenes es la salmuera generada, cuyos usos son muy limitados, desde su desagüe al mar, en caso de estar permitido, a la reinyección en minas abandonadas u otras formaciones. En cualquier caso, se trata de un coste adicional sin retorno. Por otra parte, el tiempo de creación de las cavernas es variable según su composición y tamaño, pero se estima que el tiempo medio de puesta en funcionamiento de uno de estos almacenes es de alrededor de 5 años.

Los volúmenes geométricos creados son también variables, pero existen instalaciones cuyas cavernas suman alrededor de 10 Mm<sup>3</sup> como es el caso de Nuettermoor en Alemania (Fig. 2. 2), que garantiza una porción bastante sustancial del abastecimiento de gas de este país.



*Figura 2.2. Instalación de almacenamiento de gas natural en Nuettermoor, Alemania.*

### **2. 3. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA. EL CASO DE YELA**

La exploración de almacenes para gas natural tuvo como final la selección del emplazamiento de Yela, que se justificó por la necesidad de disponer de un almacén

efectivo de gas en los alrededores de Madrid, como principal centro consumidor nacional. Este almacén tiene una doble finalidad estratégica, ya que permite asegurar el suministro y estabilizar los precios finales al consumidor.

Sobre estas bases, se desarrollaron los llamados “proyectos de exploración”, divididos en tres fases diferentes, que se resumen en la Figura 2. 3.

### FASES DE LOS PROYECTOS DE EXPLORACIÓN



Figura 2. 3. Esquema de fases de un proyecto de exploración de almacenes de gas

La exploración se inició con la llamada Fase Previa, o Fase 1, que se estructuró en cinco etapas fundamentales:

- 1) **Prioridad geográfica.** Se concedió mayor interés a las áreas de exploración en función de su cercanía a Madrid, lo que permite una reducción de los costes de transporte.
- 2) **Definición de necesidades.** Era necesario establecer los parámetros básicos que necesitaba cumplir el almacén, especialmente de tamaño y productividad, para cumplir con los fines que se perseguían.
- 3) **Estudios regionales.** En el entorno de la ciudad se realizó una exploración de carácter regional que permitió definir zonas de interés para el almacenamiento de gas.

- 4) **Estudio de almacenes y coberteras.** Se buscaron las asociaciones entre rocas porosas y permeables que podían funcionar como almacenes, así como rocas impermeables que sirvieran de sellos e impidieran que el gas fluyera hacia la superficie.
  
- 5) **Selección de estructuras.** En función de las necesidades establecidas y de la existencia de formaciones más o menos favorables para el almacenamiento y sellado del gas, se buscaron las estructuras subterráneas que cumplieran de una manera más aproximada los criterios de selección.

En esta fase, un punto de sumo interés es la definición de las necesidades. El mapa gasístico español define claramente que los puntos de suministro y almacenamiento se encuentran en la costa y en las fronteras, mientras la zona centro carece de un almacenamiento que permita regular la demanda y el servicio, tanto a escala estacional (pico invierno – sima verano), como durante el día (pico al anochecer – sima durante la madrugada) Como resultado de los trabajos de esta fase previa, se dispuso de un amplio espectro de posibles emplazamientos en los que se continuó la búsqueda del almacén definitivo.

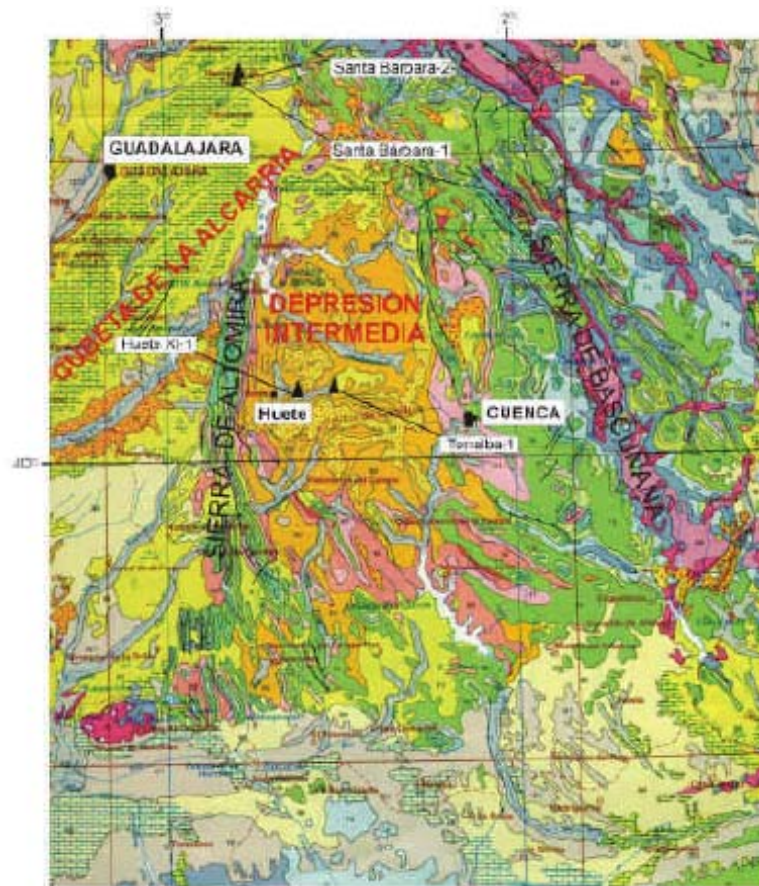
En el caso de Yela, la zona de estudio que se consideró de mayor interés fue aquella que incluye la parte oriental de la Cuenca de Madrid y la llamada Depresión Intermedia (Fig. 2. 4), ya que se consideró como la más idónea y con más probabilidades para encontrar pares almacén – sello en las cercanías de la ciudad de Madrid.

El estudio de la columna estratigráfica de las áreas de interés (Fig. 2. 5) permitió definir tres potenciales almacenes con sus correspondientes sellos:

- Formación Utrillas (Aptense – Albense) + Margas de Chera (Cenomanense – C1)
  
- Formación Ciudad Encantada (Cenomanense – C2) + Margas de Alarcón (Senonense – C3)



- Formación Santa Bárbara (Senonense – C4) + Unidad Evaporítica Superior (Senonense – C4)



*Fig. 2. 4. Mapa geológico de la Depresión Intermedia*

Finalmente, se señalaron las estructuras dentro de la zona de estudio que contenían, total o parcialmente, las formaciones almacén y sello.

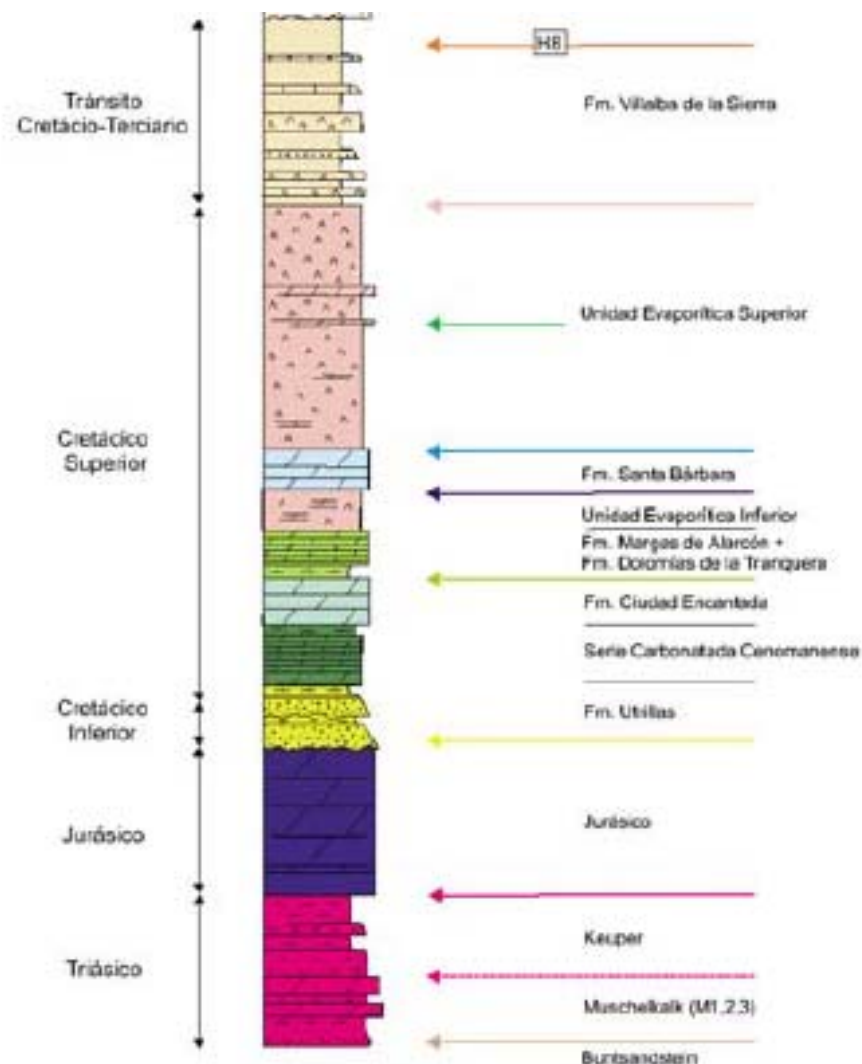
En este caso, se determinaron 24 estructuras que cumplían esta condición previa: Estremera – Tarancón, El Pradillo, Algete, Alcobendas, Cogolludo-Baidés, El Hito, San Lorenzo de la Parrilla, Gárgoles, Pareja, Sotoca, Santa Bárbara, Puerta – Pareja, Villar, Villalba del Rey, Pareja Este, Cañaveras, Olmedilla, La Langa, Gascueña – Villanueva, Cuevas de Velasco, Tielmes, Huete, Huete XI y Valdecañas.

Hasta este punto, la fase exploratoria fue poco costosa por haberse realizado sobre la base de la información existente, tanto mediante la reinterpretación de campañas



sísmicas como mediante el análisis de perfiles y columnas de pozos antiguos. Lo mismo se puede decir de la cartografía de base.

A partir de este punto, con el inicio de la Fase 2, el coste de los trabajos de exploración aumentó considerablemente, ya que, en esta fase, los objetivos se individualizan, por lo que hay que estudiar las características de los almacenes y sellos en cada estructura, buscando además el cierre de las mismas. Para ello se necesitó realizar nuevas campañas de sísmica y la perforación de sondeos de exploración en los emplazamientos que se consideraron necesarios.



*Figura 2.5. Columna estratigráfica sintética de la Depresión Intermedia*

En muchas ocasiones, el aumento del coste de los trabajos de exploración e investigación hace necesario clasificar los emplazamientos preseleccionados, descartando aquellos que, por sus características, ocupen los últimos puestos de esa clasificación, ya que su exploración e investigación conllevan un mayor riesgo. Este fue el caso de la exploración de Yela, en la que se descartaron 10 estructuras consideradas como de mayor riesgo para su exploración. Por tanto, se procedió solamente a obtener nueva información sísmica en las catorce estructuras restantes (Fig. 2. 6)

El objetivo principal de esta investigación sísmica fue la definición del cierre de las estructuras; es decir, el tamaño del almacén, precisando la fiabilidad de la posición de estos cierres. En esta exploración, la mayor parte de las estructuras seleccionadas se encontraron en la Depresión Intermedia, y como resultado de la interpretación se seleccionaron 4 estructuras como las más adecuadas para continuar con la exploración: Huete XI, Huete, Puerta – Pareja y Santa Bárbara.

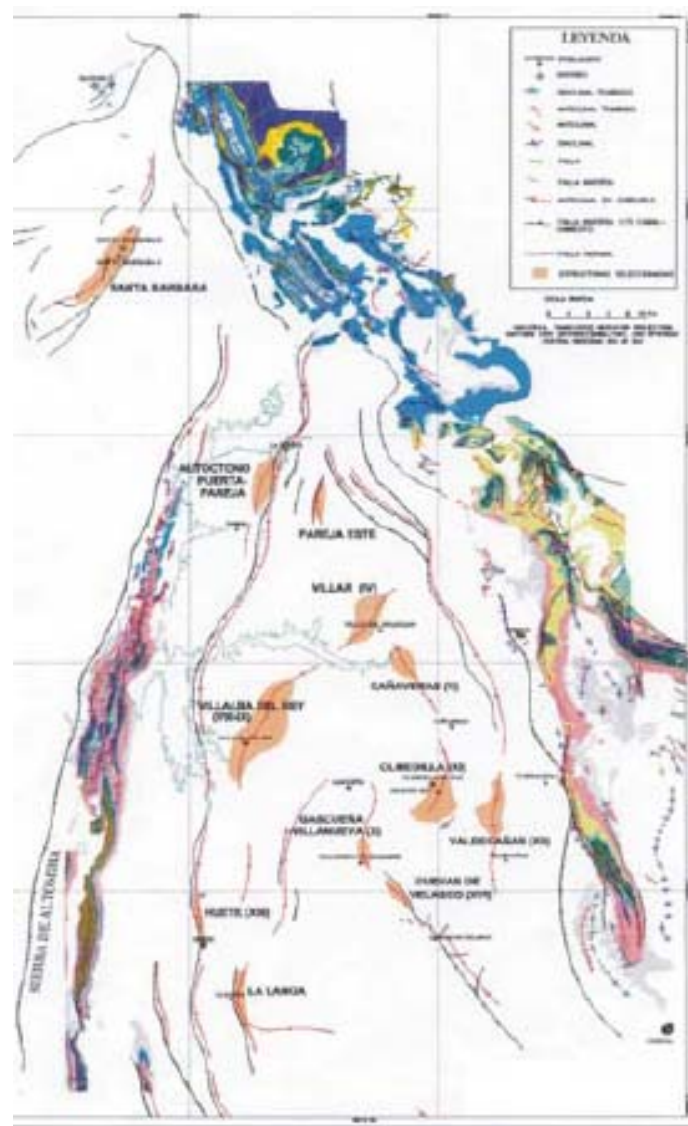
Por tanto, en estas estructuras se procedió a la perforación de sondeos de exploración, con el fin de identificar los almacenes y sellos y caracterizar sus posibilidades en cada una de estas estructuras. Los resultados de estos sondeos de exploración fueron los siguientes:

**Sondeo Huete XI – 1.** Este sondeo perforó los tres almacenes identificados en la fase anterior, con sus correspondientes sellos. La Formación Santa Bárbara presentaba poco relieve, con disminución de la porosidad y permeabilidad hacia el techo de la misma. Estos dos factores implicaban, conjuntamente, que las zonas mejores de la formación se presentaban por debajo del punto de rebose de la estructura.

La Formación Ciudad Encantada presentó buenas condiciones de porosidad y permeabilidad, pero los datos de la formación sello no fueron favorables. Algo similar ocurrió con la Formación Utrillas que, pese a unas excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad, la formación sello presentó características desfavorables.

**Sondeo Santa Bárbara 2.** En la columna de este sondeo tan sólo se cortaron dos de los tres posibles almacenes. La Formación Santa Bárbara presentó buenos índices de

porosidad y permeabilidad, una formación sello potente e impermeable y una diferencia de cotas entre el techo y el cierre de la estructura de 120 m. Por su parte, la Formación Utrillas presentó excelentes índices de porosidad y permeabilidad, pero, sin embargo, la calidad de la formación sello fue evaluada como mala, encontrándose el conjunto a demasiada profundidad.



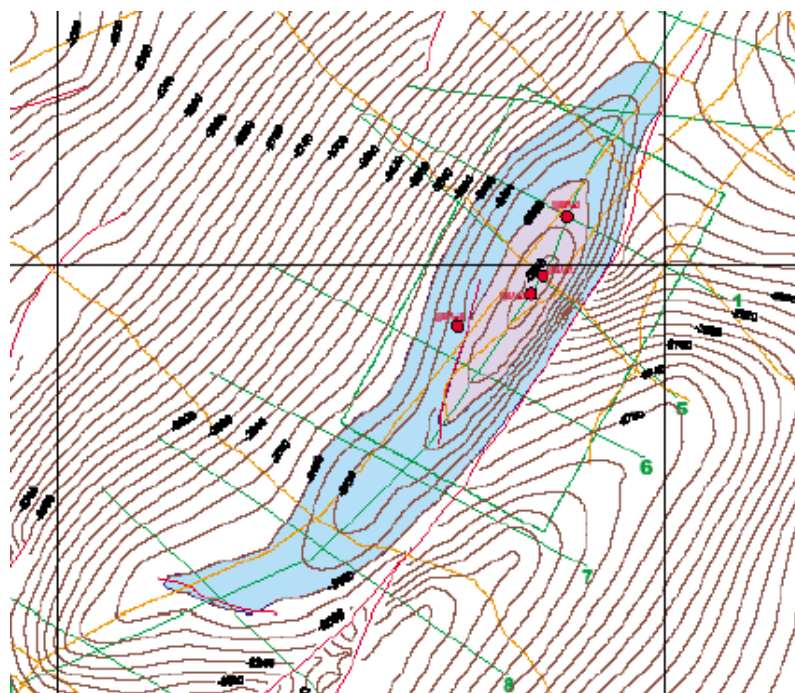
*Figura. 2. 6. Mapa de situación de las estructuras seleccionadas*

No se han hecho públicos los datos relativos a la exploración de Huete y Puerta – Pareja, ni siquiera se sabe si esas exploraciones fueron realizadas. En cualquier caso, la calidad del almacén en la estructura de Santa Bárbara en la Formación Santa Bárbara se consideró más que suficiente para continuar con las labores de exploración. Para evitar

confusiones por la repetición de nombres, se dio a la estructura el nombre de Yela, coincidente con el de la localidad cercana al sondeo.

En consecuencia, se procedió a la planificación del resto de los trabajos de la Fase 2 en la estructura de Yela, que se agruparon en 5 etapas:

- 1) **Reinterpretación de la sísmica existente.** Este punto corresponde principalmente con el calado de la sísmica disponible con los resultados del sondeo Santa Bárbara 2, con el fin de construir un plano de isobatas de la Formación Santa Bárbara en la estructura (Fig. 2. 7)
- 2) **Realización de un ensayo de larga duración en Santa Bárbara 2.** Se trata fundamentalmente de un ensayo de permeabilidad de larga duración con el fin de confirmar la hipótesis de que este parámetro mejora a medida que el fluido se aleja del sondeo. La prueba realizada confirmó las expectativas.
- 3) **Estimación preliminar del tamaño de la burbuja.** A través del plano definido de la estructura y de las características del almacén reconocidas a través del sondeo Santa Bárbara 2, se trató de establecer una relación entre la profundidad del contacto agua – gas bajo el cierre de la estructura y la capacidad de almacenamiento de gas de la misma. Como resultado de estos trabajos se obtuvieron gráficos para diferentes variaciones de las características del almacén. (Fig. 2. 8)
- 4) **Adquisición, procesado e interpretación de una nueva sísmica en 2D.** En este caso se diseñó la ejecución de una nueva campaña de investigación sísmica que ajustara con mayor precisión los mapas de la estructura y que permitiera establecer claramente en cuál de los modelos de cierre generados en el anterior punto se encuentra realmente la estructura de Yela. La campaña sísmica realizada en Yela se hizo de acuerdo con la planificación esquematizada en la Figura 2. 9.



*Figura 2. 7. Mapa de isobatas de la Formación Santa Bárbara*

- 5) Perforación del sondeo Santa Bárbara 3 en la cresta de la estructura.** Se procedió a la perforación de un nuevo sondeo con el fin de que cortara el techo de la estructura, y confirmar los datos obtenidos en la sísmica, incluyendo su calado y perforación anteriores. Como resultado de la nueva geofísica y la perforación del sondeo se obtuvieron nuevos mapas con mayor detalle de la estructura, así como cortes interpretativos. A modo de ejemplo, se incluyen aquí el mapa de isobatas de la formación objetivo (Fig. 2.10) y un corte interpretativo (Fig. 2. 11)

Dado que los resultados de la exploración continuaron siendo positivos, se procedió a la planificación y ejecución de la Fase 3, la cual se subdividió en 4 etapas y cuyo fin fue la caracterización definitiva del almacén, necesaria para solicitar los permisos para empezar a operar. Las 4 etapas fueron las siguientes:

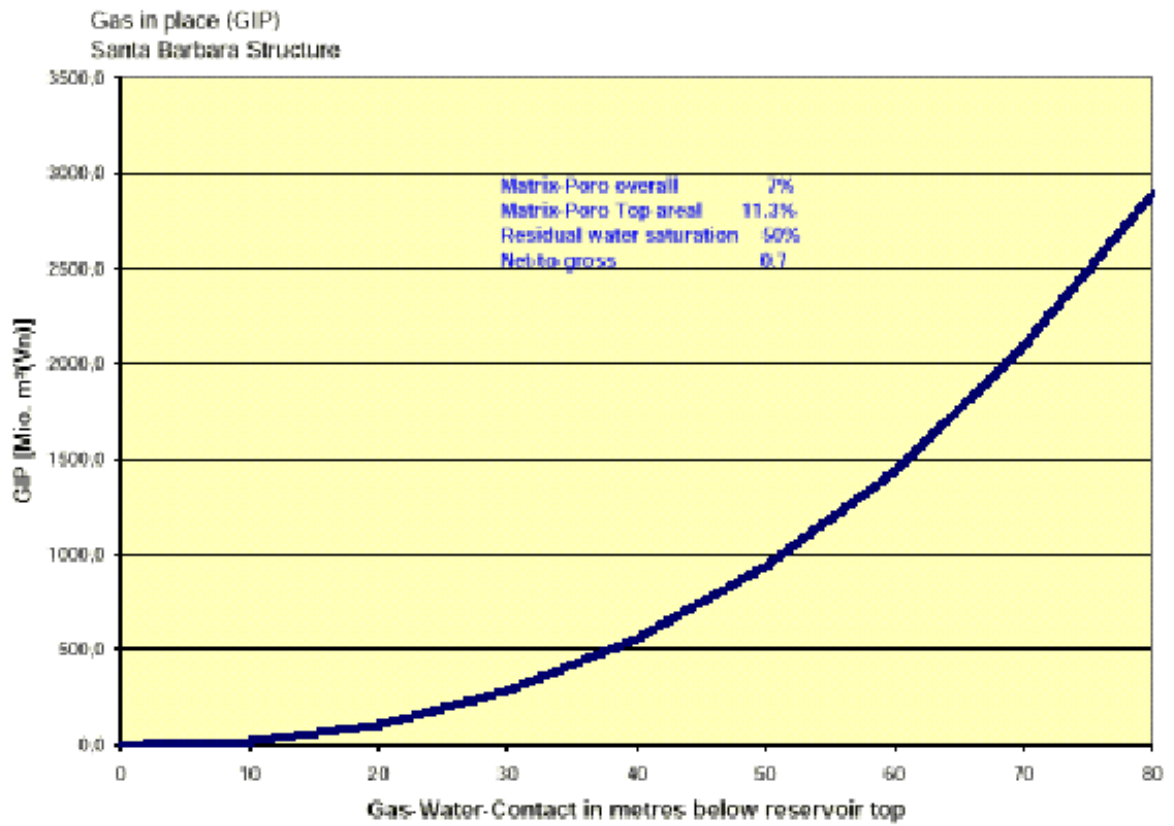


Figura 2. 8. Capacidad de almacenamiento en función de la profundidad del contacto agua - gas

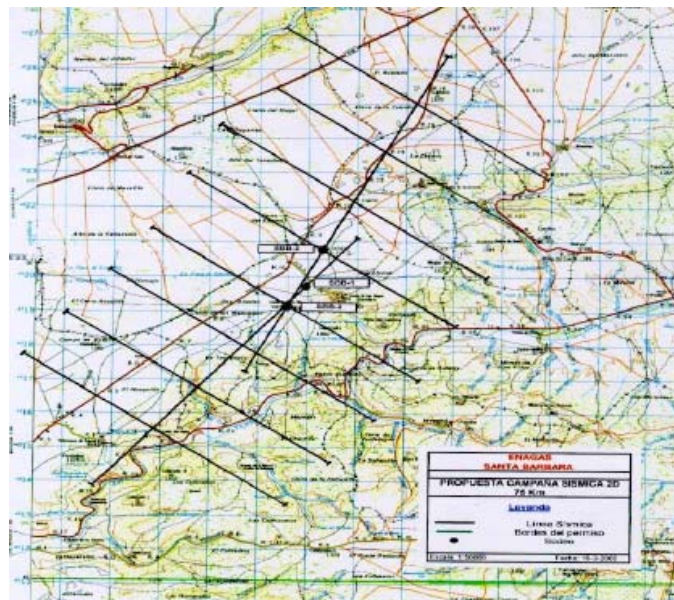


Figura 2. 9. Líneas sísmicas propuestas en la campaña de investigación de Yela



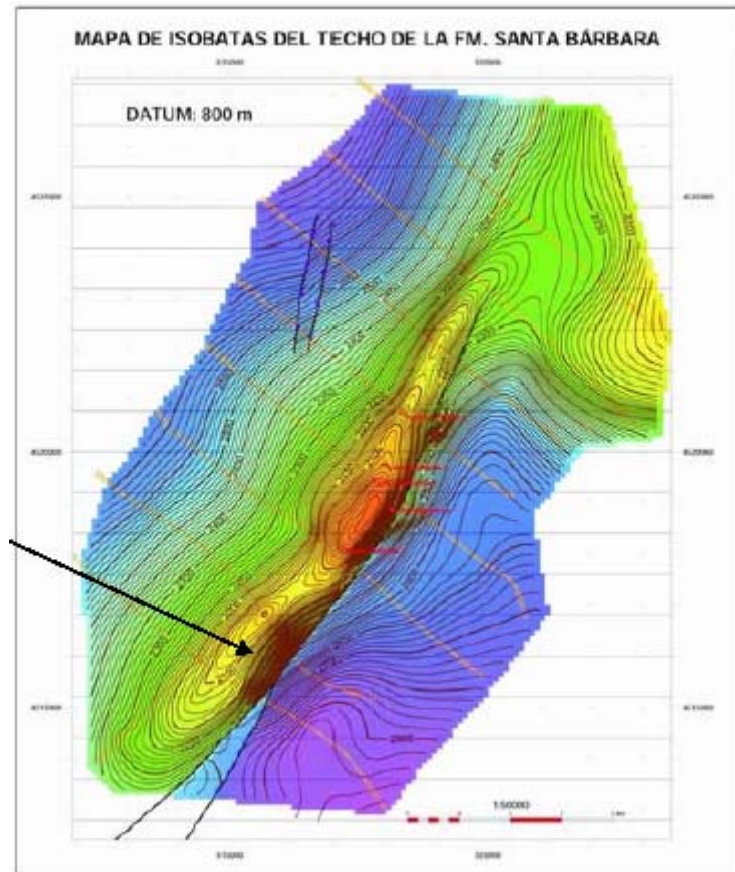


Figura 2. 10. Mapa de isobatas de la formación Sta. Bárbara

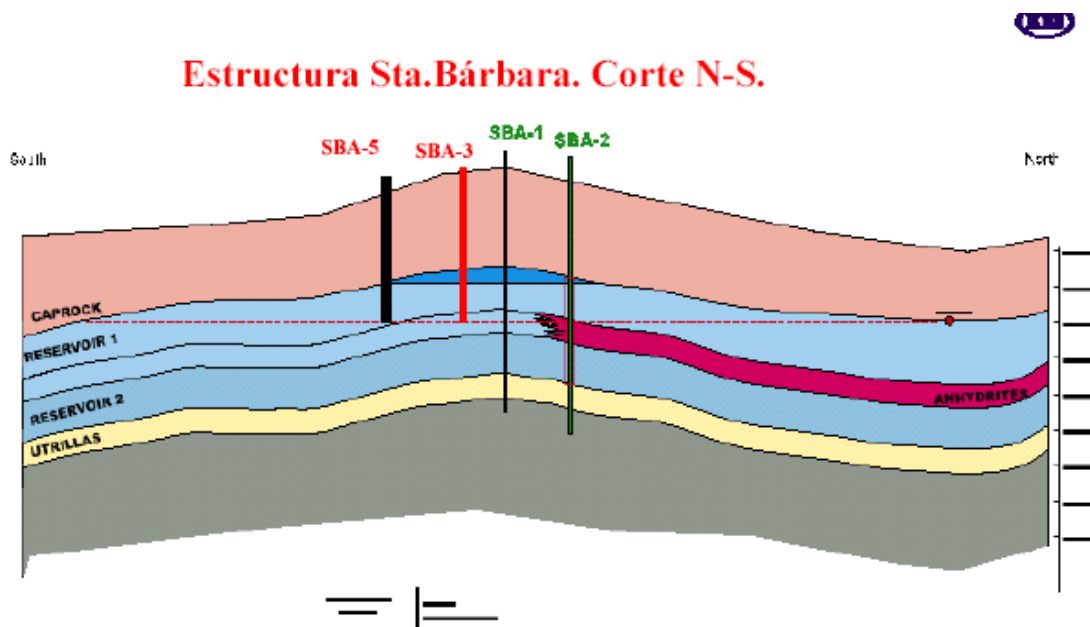


Figura 2. 11. Corte geológico interpretativo de la estructura de Santa Bárbara

- 1) **Perforación de sondeos de delineación.** Se trata de la parte más costosa de la exploración, ya que implicó la perforación de nuevos pozos de apreciación (en este caso, Santa Bárbara 4 y Santa Bárbara 5S) y la realización de diagrfías y pruebas hidráulicas en los pozos. Además, se planificó la extracción de testigo en la formación almacén y sello y se estableció una correlación de formaciones entre los sondeos (Fig. 2.12) Las pruebas hidráulicas se realizan tanto en el almacén (DST, PLT, pruebas de interferencia...) como en el sello (Leak – off, straddle,...) En el caso de Yela, esta fase incluyó también el acondicionamiento del sondeo Santa Bárbara 1 para poder usarlo en los trabajos posteriores.
- 2) **Reinterpretación sísmica.** Los nuevos datos procedentes de los sondeos permitieron un mayor ajuste de la información sísmica existente, lo que proporcionó un plano de isobatas de la Formación Santa Bárbara más próximo a la realidad (Fig. 2.13)

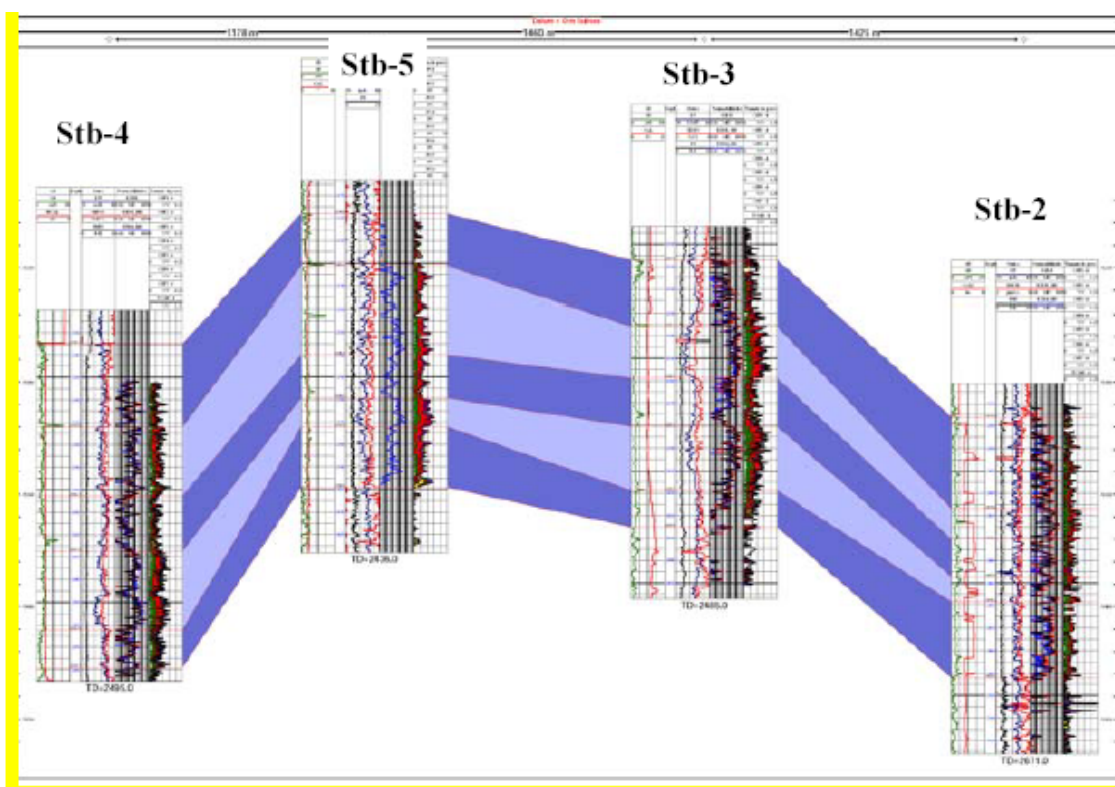


Figura 2. 12. Correlación de sondeos de apreciación en la estructura de Santa Bárbara (Yela)

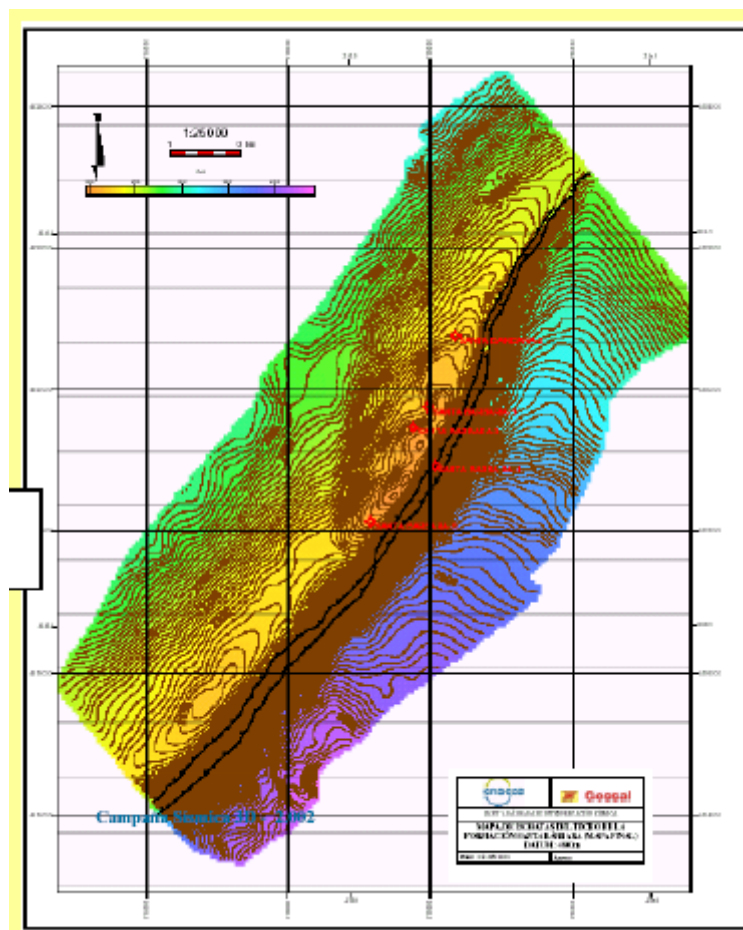


- 3) **Adquisición de sísmica 3D.** La sísmica 3D permitió que la definición de la estructura fuese continua en lugar de acotada por isolíneas, lo que excluye los errores de interpolación, suponiendo el punto de partida necesario para el siguiente paso. Esta etapa fue costosa y sólo se realizó cuando se tuvo muy claro el objetivo y que éste cumplía las condiciones.
  
- 4) **Establecimiento de un modelo estático.** La completa definición de la estructura a través de la sísmica 3D permitió el establecimiento de modelos geológicos e hidrogeológicos 3D que, con posterioridad, y al ser alimentados por datos de los ensayos hidráulicos, pudieron adquirir dinamismo y predecir la evolución del almacén “a posteriori” (Fig. 2. 14)

A partir de este momento, se empezó el proyecto de almacenamiento de gas, con la puesta en funcionamiento de los modelos dinámicos y el inicio de las labores previas a la operación. Este proyecto es el que está actualmente en ejecución en Yela, que, además, es muy diferente al que se realizaría para un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, por lo que no se describe aquí.

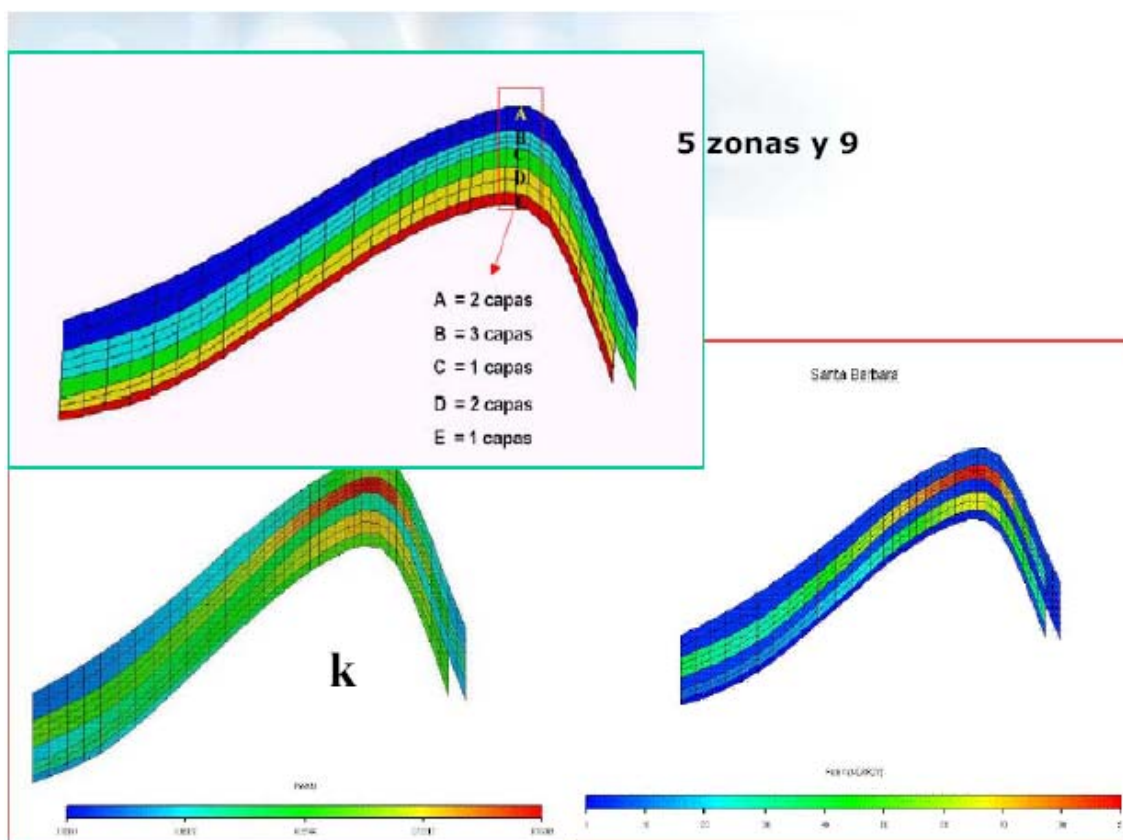
En definitiva, las analogías entre los procedimientos seguidos para almacenar gas natural y CO<sub>2</sub> son evidentes, especialmente durante el proceso de exploración. La definición de necesidades es, evidentemente, diferente, pero el criterio de proximidad al centro de consumo en el almacenamiento de gas es muy semejante al de proximidad al centro emisor para el caso de almacenar CO<sub>2</sub>. De la misma forma, los parámetros de tamaño y productividad son muy similares a los de capacidad e inyectividad.

Una vez definidos estos parámetros, el proceso de exploración es prácticamente idéntico en el caso de que se estén buscando almacenes confinados de CO<sub>2</sub>. Si se están buscando almacenes semiconfinados, el proceso presenta mayores diferencias, ya que no sería necesaria la definición completa de cierres y sí un estudio mucho más detallado de los tiempos de tránsito.



*Figura 2. 13. Plano de isobatas final de la estructura de Santa Bárbara - Yela*

Volviendo al caso de las estructuras confinadas, las etapas de exploración y apreciación serán las mismas, incluyendo las pruebas hidráulicas, si bien es posible que las profundidades de trabajo varíen. Por otra parte, y dado el carácter permanente a escala humana del almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , las restricciones al uso de estos almacenes será mayor, especialmente si se tiene en cuenta el posible uso de aguas subterráneas. Por esta misma razón, la operación del almacenamiento es muy diferente y no se ha descrito aquí con igual precisión que la exploración.



*Figura 2. 14. Modelos conceptuales de funcionamiento de la estructura de Santa Bárbara – Yela.*

En cualquier caso, se pueden extraer enseñanzas muy importantes de los procesos de almacenamiento de gas natural, por ejemplo el hecho de que se trata de procesos largos y costosos, en los que cualquier dato nuevo que se obtenga es de gran interés, y en los que rara vez se encuentra el objetivo ideal. Sin embargo, también muestra que estos almacenes pueden ser muy seguros, ya que, no en vano, desde que se inició almacenar el gas natural tan sólo se han registrado fugas del 0,013% del gas almacenado, la mayor parte de ellas en los inicios de estos procedimientos de almacenaje.

El proceso de exploración de Yela, en particular, nos demuestra que existen formaciones y estructuras en el subsuelo español con potencialidad para almacenar gases, incluso abundantes opciones. Es necesario, por tanto, un ejercicio de exploración importante del subsuelo, que dará lugar a altas inversiones y a incertidumbres que serán resueltas con nuevos datos y nuevas inversiones, pero las estructuras con formaciones capaces de almacenar y sellar gases, en este caso CO<sub>2</sub>, existen.

### 3. ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> CON RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

La industria del petróleo viene utilizando desde los años 30 del siglo pasado la inyección de CO<sub>2</sub> como forma de favorecer la recuperación del petróleo residual (normalmente más del 60% del volumen total del yacimiento), que no fluye espontáneamente por diferencia de presión una vez que la presión interior del yacimiento se acerca a la presión atmosférica tras la perforación.

Esta técnica, conocida como *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, no tiene en principio por objetivo primordial el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sino la disminución de la viscosidad del petróleo para facilitar su migración y recuperación por bombeo (Fig. 3. 1). Este método de explotación de campos de petróleo se está poniendo en práctica en muchos países, especialmente en EEUU, que consume 6.900 toneladas diarias de CO<sub>2</sub>.

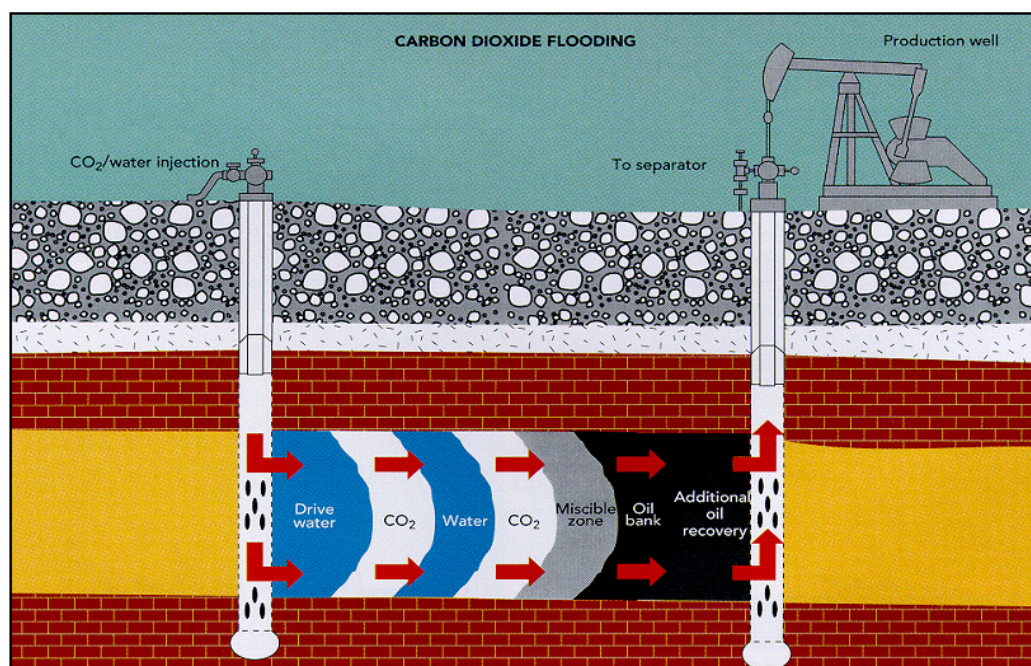


Figura 3.1 Funcionamiento de una instalación de EOR con inyección de CO<sub>2</sub>

De la misma forma, el CO<sub>2</sub> se utiliza para proyectos de recuperación de gas o *Enhanced Gas Recovery (EGR)*, aunque la experiencia en este tipo de yacimientos es menor (Fig. 3. 2). Sin embargo, en Europa constituye un objetivo más importante en cuanto a

almacenamiento potencial de CO<sub>2</sub> (6 Gt según el proyecto GESTCO, y 50 -1200 Gt en el mundo, con 240 Gt de media). 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. Sin embargo, actualmente se pretende inyectar el máximo de CO<sub>2</sub> posible, sin disminuir la producción de petróleo, incluso aumentándola.

El Proyecto Weyburn (Canadá) está desarrollando una serie de trabajos enfocados a optimizar ambos efectos. Generalmente se recicla parte del CO<sub>2</sub> inyectado y se alterna con inyección de agua, *Water Alternate Gas (WAG)*, de manera que el rendimiento del almacenamiento de CO<sub>2</sub> disminuye.

Los trabajos del proyecto *Geological Sequestration of Carbon Dioxide (GEO-SEQ)* indican que con la inyección de CO<sub>2</sub> puro puede conseguirse una producción similar al WAG, pero con una cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado 2,5 veces superior.

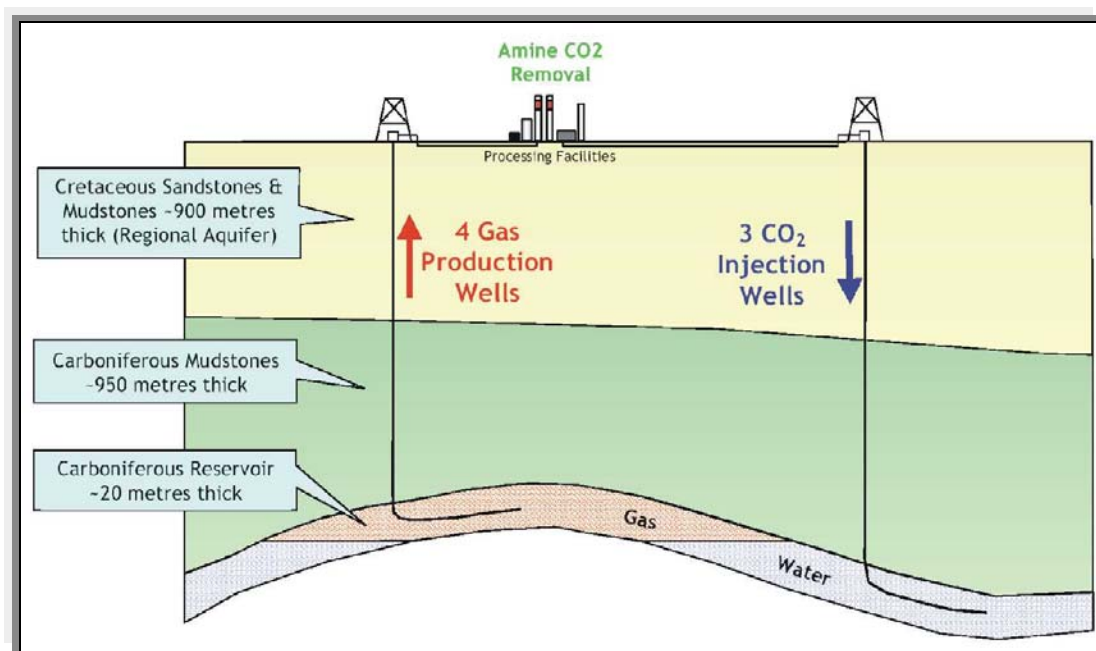
Estudios recientes (GEO-SEQ) indican que en algunos depósitos de gas de California la producción puede mejorarse con prácticas EGR. En este sentido hay que diferenciar dos tipos de yacimientos de gas natural: los que una vez perforados se vacían de gas por la propia presión existente en el almacén y 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, 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 en este último tipo de yacimiento, 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 (a profundidades mayores de 800 m) es más denso y viscoso

que el  $\text{CH}_4$ , lo que tiende a disminuir la posibilidad de mezcla entre ambos compuestos durante el desplazamiento.



*Figura 3.2. Esquema de funcionamiento de una instalación de EGR (Fuente: Proyecto In Salah, Argelia)*

Un experimento de campo reciente fue la inyección, durante 2 meses, de 2.100 toneladas de  $\text{CO}_2$  en una capa de arenas de 12 m de espesor, que constituye el yacimiento de petróleo agotado de West Pearl Queen (EEUU), y la extracción de parte del  $\text{CO}_2$  a los 6 meses. Se observó una acumulación de  $\text{CO}_2$  en torno al punto de inyección, que permaneció estacionaria, sin alejarse. Las muestras extraídas indican que se produjo reacción entre el  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$ .

La limitación más inmediata e importante para la utilización de los campos exhaustos de petróleo o gas para almacenar  $\text{CO}_2$  es la posible 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 o por la microfisuración inducida por la propia inyección del CO<sub>2</sub>. En contrapartida, cualquier yacimiento de hidrocarburos ha 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 hidrocarburo puede estar motivada por inexistencia de roca-madre productora o por las fugas desde la roca almacén, debidas a la ineficacia de las trampas.

Desde Levorsen (1956), se denomina trampa a toda anomalía geológica de origen tectónico (pliegue anticlinal, flexión o falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife, etc.) o litológico (cambio de facies con pérdida de permeabilidad) que constituye una barrera a techo para el movimiento del gas y/o el petróleo. Una trampa incluye ambas formaciones, la que actúa como repositorio o almacén y la que constituye el sello impermeable. El contacto entre ambas formaciones es cóncavo hacia abajo.

Se distinguen distintos tipos de trampa:

- Trampas estructurales: definidas por elementos tectónicos, pliegues, fallas y sus diversas combinaciones.
- Trampas estratigráficas: definidas por cambios litológicos, como por ejemplo pérdida de permeabilidad por cambios sedimentarios que pueden constituir acuñamientos, lentejones o formaciones de arrecifes, o cambios paleogeográficos, como acuñamientos erosivos o paleocanales.
- Trampas mixtas: en las que intervienen, en partes sensiblemente iguales, parámetros estructurales y variaciones estratigráficas o litológicas.

En definitiva, la combinación de la inyección de CO<sub>2</sub> junto con la recuperación de petróleo o gas representa una buena opción de almacenamiento de una buena parte de la producción y emisión a la atmósfera del CO<sub>2</sub> no deseable por su efecto invernadero. La bondad de esta opción estriba en que al coste derivado de almacenar CO<sub>2</sub> hay que restarle el beneficio económico que conlleva la recuperación del petróleo y/o gas remanentes en algunos yacimientos considerados agotados o próximos a su agotamiento. La función del CO<sub>2</sub> inyectado sería el de desplazar el petróleo y/o gas



remanente, mecanismo por el que se aumenta la eficiencia de algunos campos petrolíferos, debido a la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el hidrocarburo, lo que disminuye su viscosidad y facilita su paso a través de la porosidad conectada del yacimiento. Se estima que puede aumentar la eficiencia de la explotación entre un 15 y un 25 %.

Por otra parte, en términos de seguridad, los yacimientos de hidrocarburos o gas (agotados o en explotación) situados en trampas estratigráficas y/o estructurales han demostrado, por sí mismos, poseer unas buenas características de almacenamiento y sellado, por lo que su eficacia en cuanto a la retención no está cuestionada. Su estudio ha de ser usado para comprender los mecanismos de atrapamiento relacionados con un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En algunos de los proyectos en curso se han establecido las características más relevantes de los yacimientos de cara a la futura selección de áreas con opción a albergar un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

La Tabla 3.1 resume las principales características de los diferentes yacimientos situados en la formación de Areniscas de Viking en la cuenca de Alberta (EEUU)

*Tabla 3.1. Características de los yacimientos situados en la Cuenca de Alberta (EEUU)*

<b>Características del yacimiento</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
API gravity	16	53
Saturación petróleo (%)	0.49	1.00
Temperatura (°C)	20	108
Presión inicial (MPa)	3.56	46.16
MMP (kPa)	8.27	28.94
Medida P (presión del reservorio) / MMP (presión mínima de miscibilidad)	0.13	3.94
Porosidad (%)	0.02	0.33
Espesor (m)	0.46	24.8

Hay que tener en cuenta que, en condiciones atmosféricas, el CO<sub>2</sub> es un gas termodinámicamente estable más denso que el aire. Su estado físico varía con la presión y la temperatura. Por debajo de su “punto crítico” (31.1 °C y 7.38 MPa =72.8 atm), el



CO<sub>2</sub> es un gas o un líquido dependiendo de la temperatura y de la presión. A temperaturas y presiones superiores a las del “punto crítico”, el CO<sub>2</sub> se encuentra en estado supercrítico, con una densidad que aumenta hasta los 1100 kg/m<sup>3</sup> a grandes profundidades (Stewart y Bachu, 2001)

Así, el CO<sub>2</sub> podrá ser almacenado en las formaciones geológicas como gas, como líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión “in situ” al nivel del almacenamiento.

Teniendo en cuenta las presiones y temperaturas a las que el CO<sub>2</sub> se encuentra en estado líquido o gas, y dado que la inyección del CO<sub>2</sub> se realizaría en estado supercrítico, se pueden rechazar muchas áreas dentro de un mismo yacimiento por presentar temperaturas y/o presiones inferiores a las requeridas según la Figura 3.3.

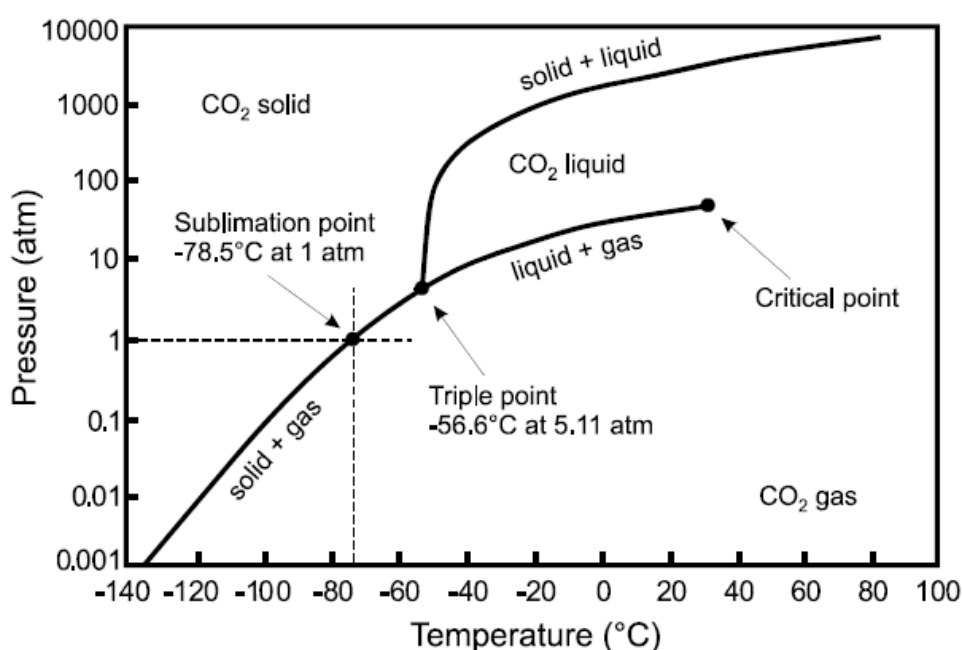


Figura 3.3. Diagrama de fases del CO<sub>2</sub> en función de la presión y la temperatura

Los estudios realizados a este respecto asumen que el CO<sub>2</sub> puede almacenarse en estado supercrítico a una profundidad de  $\approx$  800 m (Van Der Meer, 1993; Van Der Meer et al, 2005; Holloway y Savage, 1993). Sin embargo la temperatura y presión de un yacimiento de petróleo o gas puede ser muy variable, en función de la profundidad y de su situación dentro de la cuenca sedimentaria, por lo que la presión variará también en

función del alcance de las operaciones realizadas y el nivel de explotación del propio yacimiento.

En definitiva, las condiciones idóneas para almacenar CO<sub>2</sub> en estado supercrítico se pueden extender desde profundidades relativamente someras a grandes profundidades, por lo que un criterio adicional de selección de áreas sería que la presión del yacimiento al comienzo de la inyección debería ser, al menos, de 1.38 Mpa (200 psi) por encima de la presión mínima de miscibilidad (MMP), al objeto de conseguir la miscibilidad entre el CO<sub>2</sub> y el petróleo. Esto significa que la relación entre la presión del reservorio y la presión mínima de miscibilidad (P/MMP) debe ser >1. Incluso en estas condiciones, pueden existir muchas circunstancias geológicas (en referencia a yacimientos de gas y/o petróleo) cuyas incertidumbres asociadas se recogen en la Tabla 3.2.

*Tabla 3.2. Circunstancias geológicas e incertidumbres asociadas al almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos de gas y petróleo.*

Objetivo	Incertidumbre crítica	Variable geológica		
		1	2	3
Yacimiento de petróleo y gas	Integridad de la roca sello	Tipo de roca Composición Permeabilidad Resistencia	Resistencia de la roca, espesor e historia del enterramiento	Efecto de las perforaciones
	Solubilidad y miscibilidad del hidrocarburo	T y P del reservorio	Composición del hidrocarburo	Composición de la salmuera

### 3. 1. PROYECTOS EOR Y EGR EN CURSO

La información aportada por proyectos ya en desarrollo, así como la experiencia adquirida en las operaciones de inyección de CO<sub>2</sub> con recuperación de petróleo o gas indican que es posible almacenar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas, ayudando así a la política de mitigación de emisiones de gases con efecto invernadero, emprendida por determinados países.

Estos proyectos pueden considerarse por su desarrollo como análogos industriales de la secuencia de acontecimientos y procesos que se producirán en un hipotético almacenamiento de CO<sub>2</sub>, aunque manteniendo una clara divisoria entre la información generada por las acumulaciones naturales (análogos naturales) y estos industriales. Además, la inyección de CO<sub>2</sub> utiliza tecnología desarrollada para la industria del gas y petróleo y podrá adaptarse a las necesidades de un futuro almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

Dado que el interés por el almacenamiento de CO<sub>2</sub> se ha incrementado actualmente por el beneficio económico que supone la recuperación de gas y/o petróleo residual (Stevens, et al., 2001, Morberg et al., 2003; Moritis, 2002; 2003; Riddiford et al., 2003 a y b; Torp y Gale, 2003), se están poniendo en práctica numerosos proyectos, entre los que destacan los siguientes:

- En el Mar del Norte, en el marco del proyecto Sleipner, se está inyectando desde 1996 y actualmente se inyectan aproximadamente casi 1 Mt de CO<sub>2</sub> al año. Además se está considerando la posibilidad de implantar un proyecto del tipo CO<sub>2</sub> – EOR, para asegurar un mayor rendimiento de los campos de petróleo de dicha zona.
- En Argelia, en el campo petrolífero de In – Salah, se inyecta CO<sub>2</sub> en un yacimiento de gas natural.
- En EEUU se inyectan anualmente 30 Mt de CO<sub>2</sub> en diversos campos petrolíferos localizados sobre todo al oeste de Texas, en aproximadamente 73 proyectos de inyección que comenzaron en los años 70. El proyecto SACROC fue el primero del tipo CO<sub>2</sub>-EOR realizado a escala comercial en el mundo y utilizó CO<sub>2</sub> antropogénico para la inyección en el periodo de tiempo comprendido entre los años 1972 y 1995.
- En Canadá, se lleva a cabo un proyecto del tipo CO<sub>2</sub>-EOR en el que la compañía ENCANA inyecta actualmente de 1 a 2 Mt de CO<sub>2</sub> al año en el campo petrolífero de Weyburn, al sur de Saskatchewan, donde además se está

realizando la monitorización para el seguimiento del comportamiento del CO<sub>2</sub> almacenado. En el proyecto Weyburn se espera inyectar un total de 23 Mt de CO<sub>2</sub>, extendiendo así la vida del yacimiento unos 25 años más (Moberg et al., 2003; Law, 2005)

- Existen además otros proyectos EOR funcionando y repartidos por el mundo. Por ejemplo, en Alemania, se comienza a inyectar CO<sub>2</sub> a escala experimental en el campo de gas agotado K12-B (Van Der Meer et al , 2005)
- La compañía ARAMCO SAUDI, la mayor productora y exportadora de crudo del mundo, está evaluando la posibilidad de implantar proyectos CO<sub>2</sub>-EOR en alguno de sus yacimientos de Arabia Saudí.
- En el NE de China, en el campo petrolífero del Liaohe, se están llevando a cabo también trabajos de inyección de CO<sub>2</sub> para recuperar el petróleo remanente en algunos pozos.

En suma, los proyectos comerciales tipo EOR están en alza por el beneficio económico que suponen. El hecho de constituir yacimientos de hidrocarburos implica una serie de ventajas, ya que, por una parte, son almacenes que han demostrado sus características de estanqueidad y estabilidad a largo plazo, y por otra, se trata de zonas muy estudiadas, con características muy definidas por la investigación que sobre ellas se ha llevado de forma previa al inicio de la explotación, por ser yacimientos de alta rentabilidad.

Como ejemplos de proyectos tipo EGR y EOR, a continuación se describen brevemente las características de las investigaciones y operaciones realizadas en el yacimiento de gas de In-Salah en Argelia, las correspondientes al proyecto Weyburn, desarrollado en la cuenca de Williston, entre Canadá y los EEUU, y las operaciones realizadas en el Mar del Norte, en las plataforma Sleipner, en el marco del proyecto SACS.

### A) EL PROYECTO IN-SALAH

El campo de gas de In-Salah está localizado en Argelia, en el Sahara central (Fig. 3.4), y es el primer proyecto a gran escala de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un yacimiento de gas (Riddiford, et al., 2003 a y b)

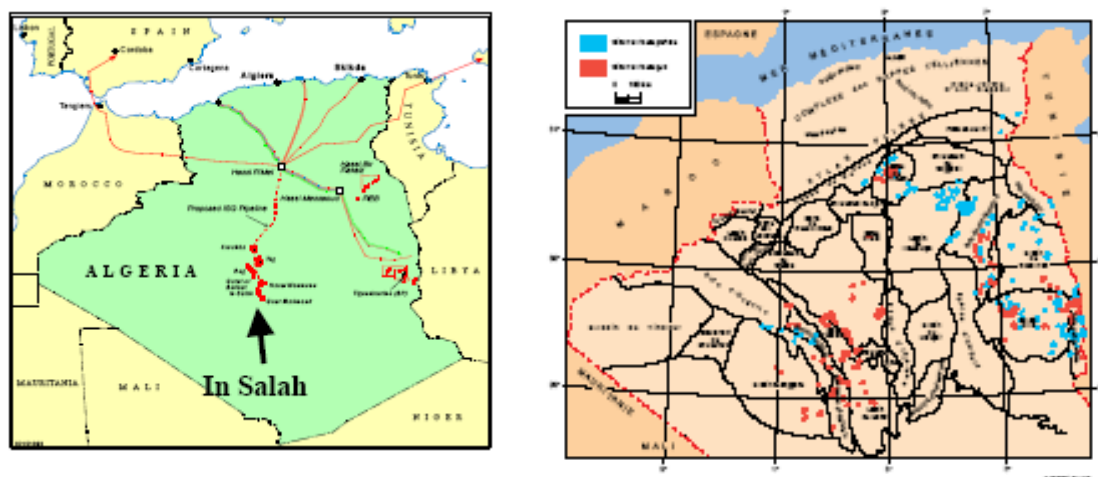


Figura 3.4. Mapa esquemático de la situación del campo de In-Salah

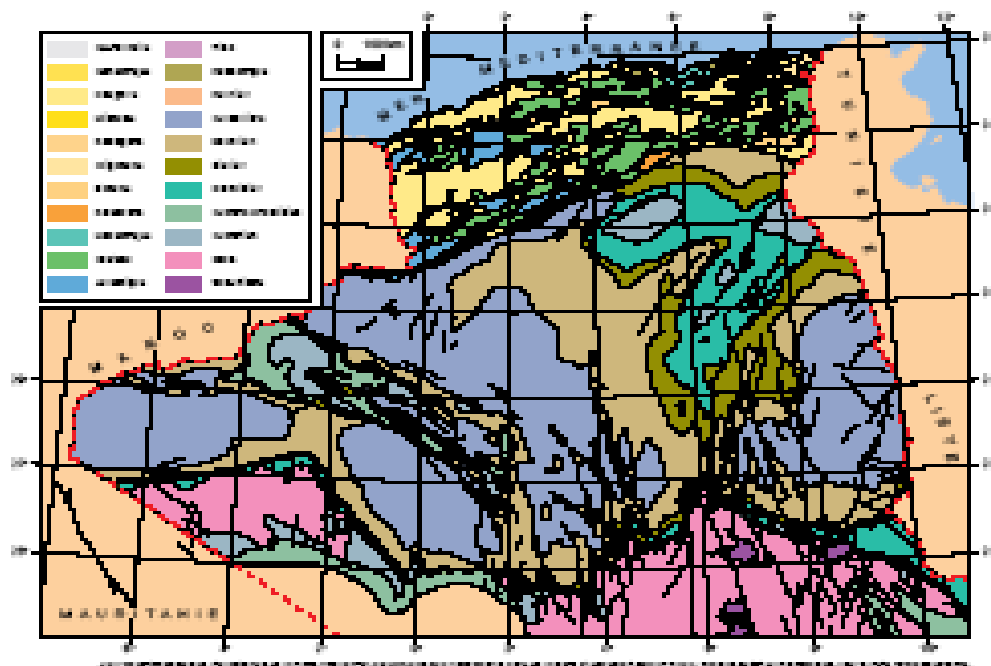
Argelia está dividida en dos unidades estructurales mayores separadas por la falla sur del Atlas. La zona norte está principalmente afectada por la tectónica alpina, mientras que la zona sur corresponde a la plataforma sahariana, relativamente estable desde el punto de vista de su actividad tectónica.

La plataforma sahariana está constituida por un basamento Precámbrico cubierto por depósitos fanerozoicos de carácter transgresivo. Los límites de las cuencas sedimentarias están delimitados por eventos tectónicos que reflejan, en parte, los procesos geodinámicos globales responsables de la división geológica de Argelia en dos dominios (Fig. 3. 5)

Se diferencian cuatro provincias según el grado de madurez de los hidrocarburos:

- El Sahara oriental: bien conocido por sus yacimientos de gas y petróleo y su gran potencial en hidrocarburos.

- El Sahara central: con diferentes yacimientos de gas de tamaño muy variable, en donde se encuentra la zona de In-Salah.
- El Sahara occidental: con posibilidades de contener yacimientos de gas pero prácticamente inexplorado



*Figura 3.5. Esquema geológico de la zona*

- El norte de Argelia: cuyo potencial en yacimientos de hidrocarburos está parcialmente conocido por su complejidad geológica.

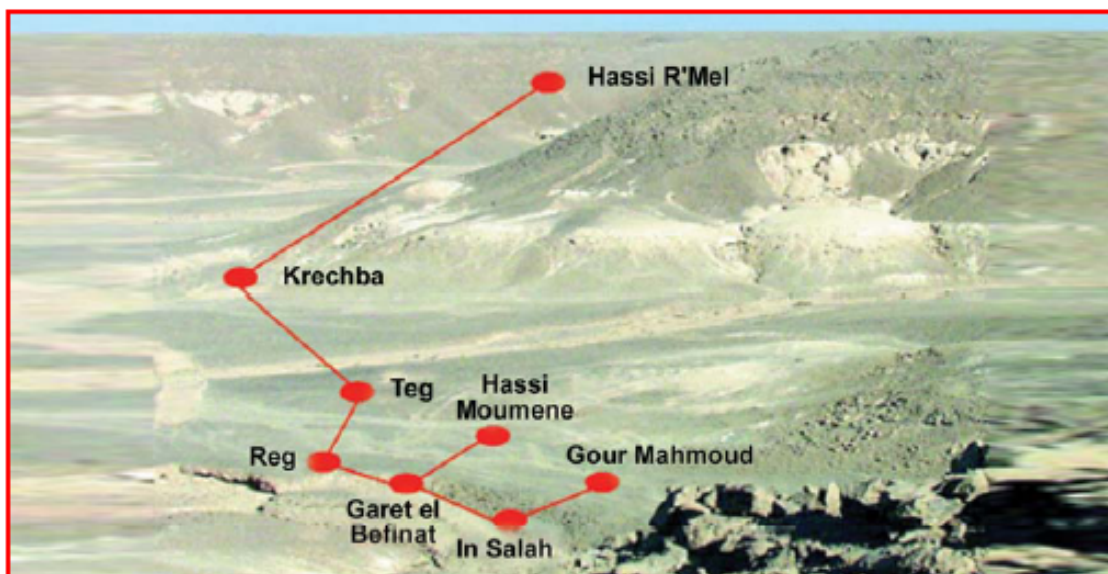
La plataforma sahariana está localizada al sur de la zona alpina y es una parte del cratón africano. Comprende un basamento precámbrico y una potente serie suprayacente y discordante, integrada por sedimentos estructurados durante el paleozoico en diferentes cuencas que, de oeste a este, son:

- Las cuencas de Tindouf y Reggane, localizadas en el N y NE del escudo de Reguibat, tienen una potencia de sedimentos de  $\approx 8000$  m en la primera y 6500 m en la segunda.

Corresponde a un área poco explorada, pero sus rocas paleozoicas constituyen un buen objetivo para la prospección.

- La cuenca de Bechar limita al norte con el Alto Atlas y al sur y oeste con la cadena de Ougarta. Presenta una potencia de sedimentos de  $\approx 8000$  m. Los yacimientos están localizados dentro de las rocas clásticas del Paleozoico inferior y en las formaciones de coralinas del Carbonífero.
- La cuenca de Ahnet-Timimoun está bordeada, por el oeste, por la cadena de Ougarta, por el sur, por el escudo Touareg y, por el este, por las montañas de Idjerane-Mzab. La sucesión sedimentaria presenta  $\approx 4000$  m de potencia. En el sur existen yacimientos de gas en materiales Ordovícicos y Devónicos, y en el norte se ha descubierto petróleo en todas las formaciones paleozoicas de la zona de Sbaa.
- Las cuencas de Mouydir y Aguemour-Oued Mya están rodeadas, por el oeste, por la cadena de Idjerane-Mzab y, por el este, por la dorsal Amguid-El Biod. En el sur del área de Mouydir las secuencias sedimentarias paleozoicas se encuentran aflorantes, mientras que en la cuenca de Aguemour-Oued Mya la zona norte está ocupada por sedimentos paleozoicos y mesozoicos de  $\approx 5000$  m de espesor.
- Sinclinal de Illizi-Ghadames está limitado, por el oeste, por la dorsal Amguid-El Biod y, por el este, por el levantamiento de Tihemboka. La cobertura sedimentaria supera los 6000 m de potencia, y los yacimientos de hidrocarburos se encuentran tanto en los sedimentos paleozoicos como en los del Triásico.

La inyección de CO<sub>2</sub> en In Salah se realiza en tres campos petrolíferos (Krechba, Reg y Teg) de los siete que se encuentran en exploración, en la cuenca de Ahnet-Timimoun (Figs. 3.6 y 3.7)



*Figura 3.6. Vista general de los campos petrolíferos de In-Salah*

Las compañías Sonatrach, BP y Statoil operan conjuntamente en la inyección de CO<sub>2</sub>, que se realiza por debajo de la capa de gas natural para su recuperación.

Además, la compañía Statoil está planificando la puesta en marcha de otro proyecto en el Mar de Barents, en el campo de gas de Snohvit, con el mismo objetivo, la recuperación de gas natural. La compañía Chevron, por su parte, está planificando la producción de gas natural en el campo de Gorgon al oeste de Australia (Oen, 2003)



*Figura 3.7. Esquema de los campos de REG, KRECHBA y TEG*

El campo de gas de Krechba en In-Salah produce un gas natural que contiene más de un 10% de CO<sub>2</sub>, el cual tiene que ser separado del gas natural para su exportación a Europa y cumplir así con las especificaciones requeridas.



La inyección de CO<sub>2</sub> comenzó en abril del 2004 y se estima que puede alcanzar las 17 Mt en el tiempo que dure la explotación del yacimiento.

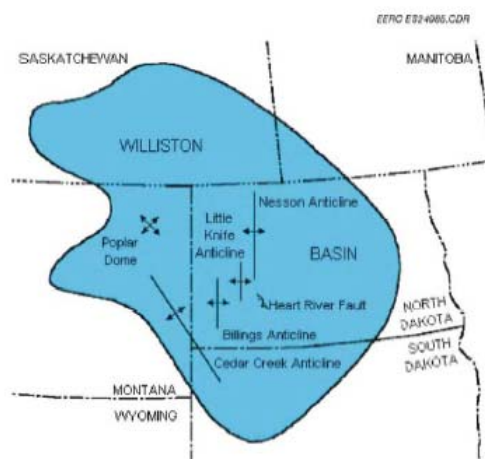
El proyecto de extracción e inyección consta de cuatro pozos de producción y tres de inyección. La ubicación de los pozos, verticales y horizontales, para la inyección en las zonas permeables del yacimiento está esquematizada en la figura 3.2. La inyección de CO<sub>2</sub> se realiza en la zona de contacto gas-agua y se espera que el CO<sub>2</sub> inyectado migre hacia las posiciones que ocupaba el gas antes de su extracción.

En síntesis, la zona experimental consta de una estructura anticlinal simple, que ha sido estudiada mediante sondeos y sísmica tridimensional, en la que existen fallas profundas que no afectan a la estructura superficial, por lo que el riesgo estructural de escape de CO<sub>2</sub> es mínimo. El techo de la formación almacén está formado por una fina alternancia de arcillas con más de 950 m de espesor.

Los procesos resultantes de la migración han sido cuantificados y existe un programa de monitorización que implica la aplicación de diferentes técnicas: trazadores de gas, ensayos de presión, tomografía, gravimetría, sísmica y monitorización geomecánica.

## ***B) EL PROYECTO WEYBURN***

El campo petrolífero de Weyburn está localizado en una cuenca sedimentaria de forma aproximadamente circular (cuenca de Williston) y desarrollada sobre el cratón de América del Norte y que se extiende desde el centro sur de Canadá hasta la parte centro norte de EEUU (Fig. 3.8) Esta cuenca tiene un gran potencial para almacenar CO<sub>2</sub>, ya que incluye yacimientos de petróleo activos y agotados, formaciones salinas profundas y capas de carbón.



*Figura 3.8. Mapa de situación de la cuenca de Williston*

La cuenca de Williston está considerada como tectónicamente estable (Fischer et al., 2005), en la que la sedimentación fue predominantemente siliciclástica durante el periodo Cámbrico – Ordovícico inferior, mientras que los carbonatos y evaporitas dominan desde el Ordovícico medio hasta el Misisipiense (Fig. 3. 9) Los sedimentos siliciclásticos son de nuevo dominantes desde el Pensilvaniense hasta el Holoceno.

La mayoría de los yacimientos de petróleo se sitúan en las formaciones carbonatadas existentes desde el Ordovícico al Misisipiense (Fig. 3. 9), en las que la porosidad y permeabilidad están controladas por los ambientes de depósito, los cuales son complejos y cambian rápidamente, tanto en la horizontal como en la vertical.

La sedimentación más temprana y la historia estructural de la cuenca son difíciles de describir porque los sedimentos precámbricos no afloran y sólo se cortan en unos pocos sondeos. El conocimiento actual está basado en las observaciones realizadas en áreas adyacentes y, fundamentalmente, en las interpretaciones de perfiles sísmicos.

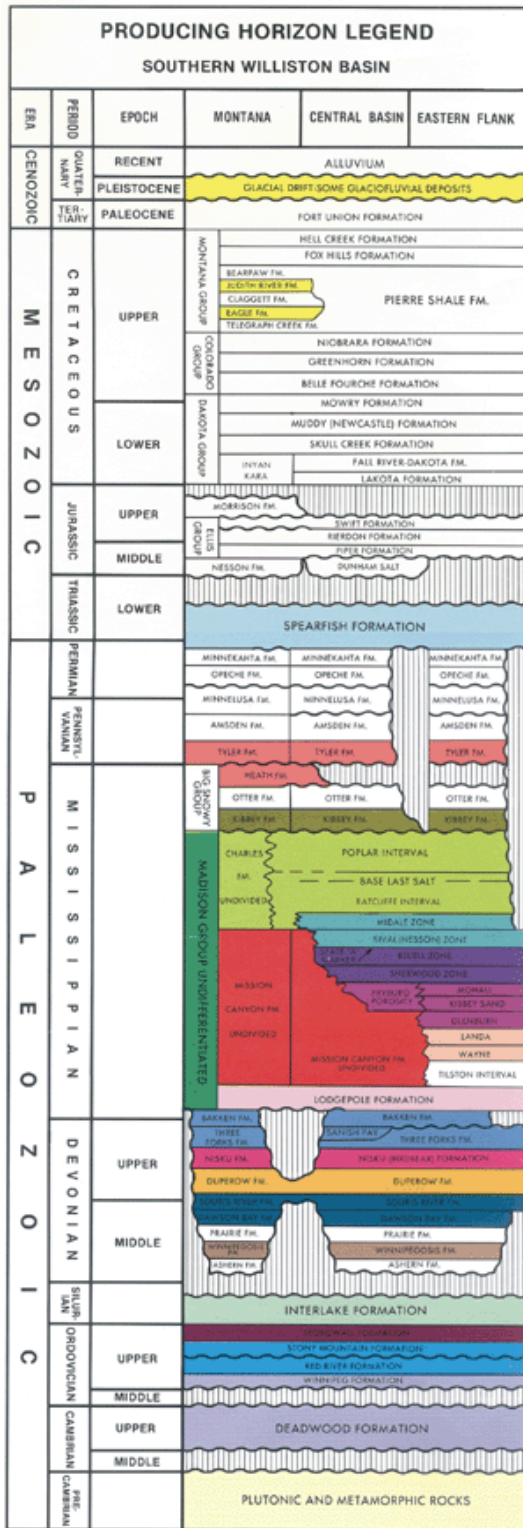
En el basamento antiguo de la cuenca de Williston se han diferenciado tres provincias geológicas (Green et al., 1985), dos de ellas son de edad arcaica y representan cratones o protocontinentes (Figura 3.10) que están separados por sedimentos oceánicos de edad proterozoica. Ambos cratones son aproximadamente de la misma edad, pero mientras el Cratón Superior está constituido por un cinturón de rocas verdes (*greenstones*) y

granitos, el Cratón de Wyoming está formado por gneises, fundamentalmente. Los sedimentos oceánicos situados entre los dos cratones corresponden a materiales de acreción situados entre dos márgenes continentales activos.

El basamento está compartimentado en bloques delimitados por una serie de lineamientos NE-SW y NNW-SSE (Fig. 3. 11) y definidos como zonas de debilidad estructural, las cuales han condicionado la formación de la cuenca que, a su vez, está relacionada con el hundimiento extensional en respuesta al zizallamiento siniestro entre los lineamientos de Weldon-Brockton y el de Wyoming (Gerhard et al., 1982 y 1987) Otras características estructurales, como son los plegamientos y la fracturación están igualmente condicionadas por la subsidencia o movimientos esporádicos de lineamientos individuales, así como por los modelos de depósito de la cuenca.

La cuenca de Williston, que en su conjunto es una provincia productora de petróleo, fue descubierta en 1936 a lo largo del anticlinal Cedar Creek, en sedimentos bastante superficiales de edad cretácica. Las primeras extracciones de petróleo se hicieron en trampas estructurales controladas por estructuras mayores, y localizadas en la parte central de la cuenca. Sin embargo, actualmente existen un número importante de explotaciones relacionadas con trampas estratigráficas, con algún componente estructural de carácter menor.

La mayoría de la producción de gas de la cuenca de Williston está asociada con la producción de petróleo. En la planta de desgasificación de Beulah (Norte de Dakota), el CO<sub>2</sub> es deshidratado, comprimido y enviado a Weyburn para su inyección. Se calcula que la duración de la inyección será de unos 15 años, a razón de 3000 t/día. En concreto, el campo de Weyburn cubre un área de 180 km<sup>2</sup> con una cantidad original de petróleo de 222 Mm<sup>3</sup> (1396 millones de barriles), y se espera que en un periodo de 20-25 años se puedan almacenar en este yacimiento 20 Mt de CO<sub>2</sub> en las condiciones económicas y tecnológicas de recuperación de petróleo actuales. Las maniobras de inyección han sido diseñadas combinando sondeos verticales y horizontales para optimizar la eficacia de dicha operación (Fig. 3. 12)



## Stratigraphic Column Williston Basin

- ✳ Significant Eagle gas production along the Cedar Creek Anticline
- ✳ Under developed shallow gas pay

Potential gas plays in Cretaceous reservoirs have yet to be exploited.

- Minor producer in the basin

- Significant production from both the Tyler and Heath in the Dickinson area. Excellent Stratigraphic potential

- Potential stratigraphic play along the western flank of the basin

- Major producer at Flat Lake Field
- Mississippian reservoirs have accounted for most of the oil production in the basin.

- Major production from Mission Canyon reservoirs along the Nesson Anticline and the eastern flank of the basin.

- Excellent Lodgepole "Mound" production in the Dickinson area. Good horizontal well target.

- Numerous recent 1,000 BOPD discoveries.
- Excellent stratigraphic potential

- Excellent per well reserves.
- Excellent per well reserves.

- Excellent stratigraphic potential

- The Red River is a major producer

The Ordovician is second only to the Mississippian in total production for the basin.

Figura 3.9. Columna estratigráfica general de la Cuenca de Williston

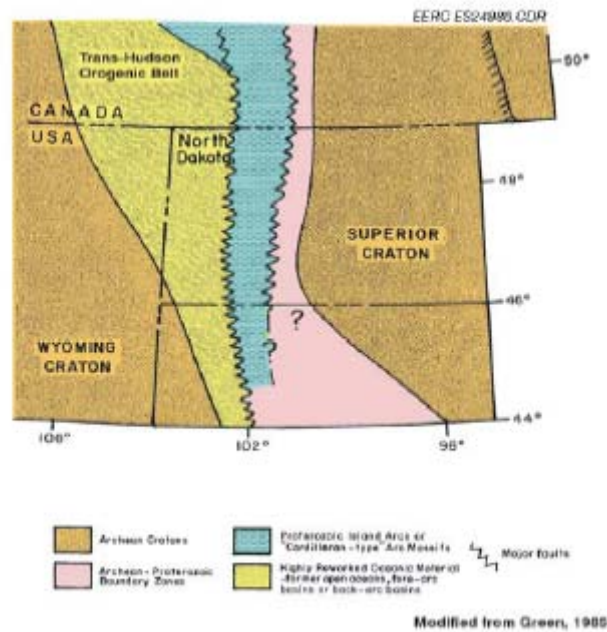


Figura 3.10. Estructura del Basamento de la Cuenca de Williston



Figura 3.11. Principales zonas de fractura del basamento en la Cuenca de Williston

El yacimiento de petróleo se encuentra en una secuencia carbonatada muy fracturada de 20-27 m de espesor con un sello de anhidrita. En la zona norte, el yacimiento se estrecha debido a una discordancia regional. El sello basal es, igualmente, una capa de anhidrita, aunque menos continua y consistente que el sello suprayacente.

Desde la primera inyección, realizada a finales del año 2000, se producen 1.600 m<sup>3</sup>/día de crudo (10.063 barriles), y actualmente la tasa de inyección de CO<sub>2</sub> es de 1.000 t/día y se supone que esta cantidad puede incrementarse con el avance del proyecto.

Al mismo tiempo se está realizando una campaña intensiva y extensiva de monitorización profunda y superficial, empleando sismica de alta resolución con el fin de determinar la existencia de escapes potenciales de CO<sub>2</sub>. La monitorización superficial incluye muestreo y análisis de agua potable, muestreo y análisis de gas en el suelo (Moberg et al., 2003). Hasta la fecha no se ha detectado indicio alguno de escape de CO<sub>2</sub> hacia la superficie ni cerca de ella (White et al., 2004; White, 2005; Strutt et al., 2003)

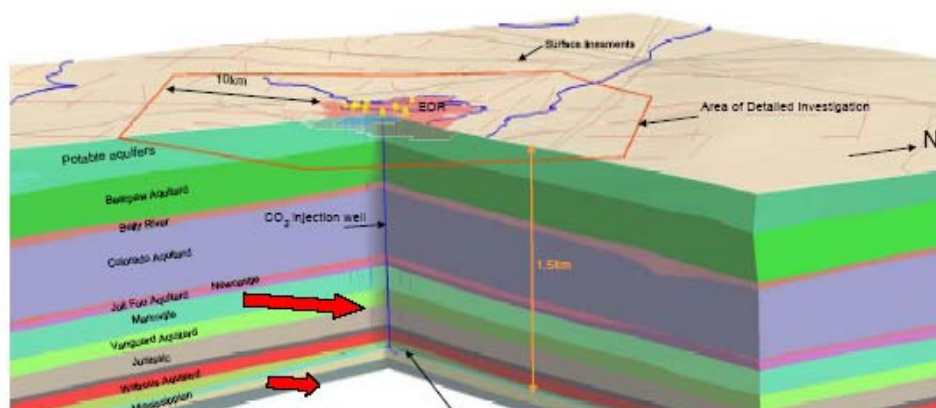


Figura 3.12. Esquema del funcionamiento del proyecto EOR en la cuenca de Williston

### **C) EL PROYECTO SACS - PLATAFORMA SLEIPNER (MAR DEL NORTE)**

En el Mar del Norte, frente a las costas de Noruega (Fig. 3.13) se está desarrollando un importante proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, bajo la dirección de la compañía petrolera Statoil.

En el campo de Sleipner, el gas natural está mezclado con un 9% de CO<sub>2</sub>, que, después de separarse del CH<sub>4</sub>, se inyecta en el acuífero salino profundo existente en la Formación Utsira (Fig. 3.14)



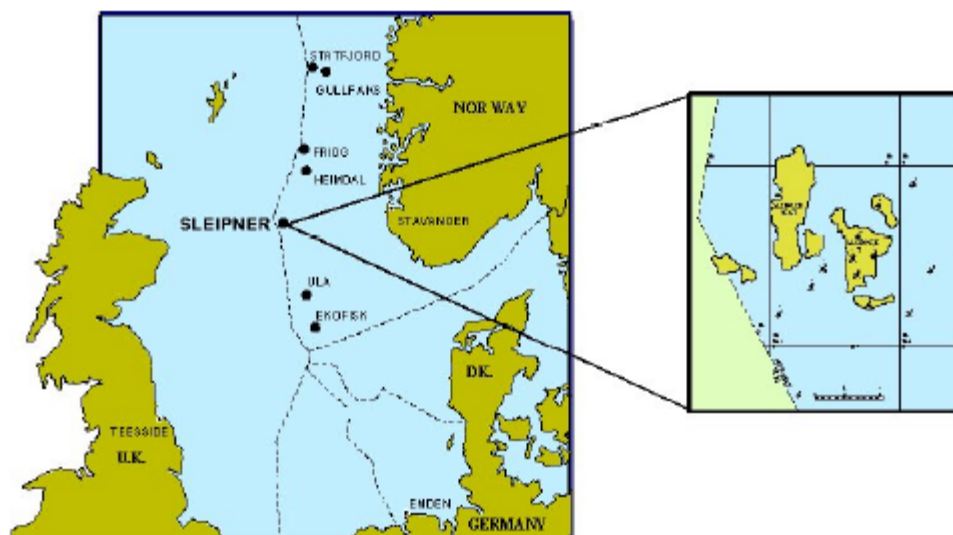


Figura 3.13. Esquema de la situación de los campos de Sleipner

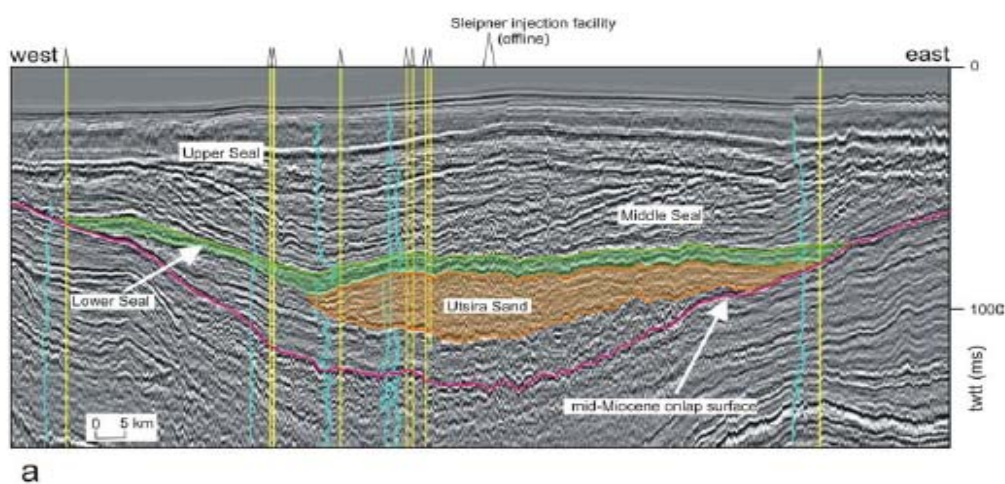


Figura 3.14. Perfil sísmico de reflexión 2D a través de la Formación Utsira

La Formación Utsira comprende básicamente sedimentos depositados entre el Mioceno Medio y el Plioceno temprano y consiste principalmente en arena fina interrumpida por finos horizontes de arcilla. La arena de la formación, denominada *Utsira Sand*, se extiende más de 400 km en dirección norte-sur, llegando hasta unos 100 km en dirección este-oeste, cubriendo una superficie total de más de 26.000 km<sup>2</sup> (Torp y Gale, 2004; Chadwick et al., 2004)

Se trata de una formación muy porosa (35-40%) constituida fundamentalmente por arenas, que se encuentra situada a unos 1000 m por debajo del fondo marino. Los estudios petrográficos de muestras de sondeos (Fig. 3.15 a y b) sugieren que la Formación Utsira consiste principalmente en una arena no cementada de grano fino,

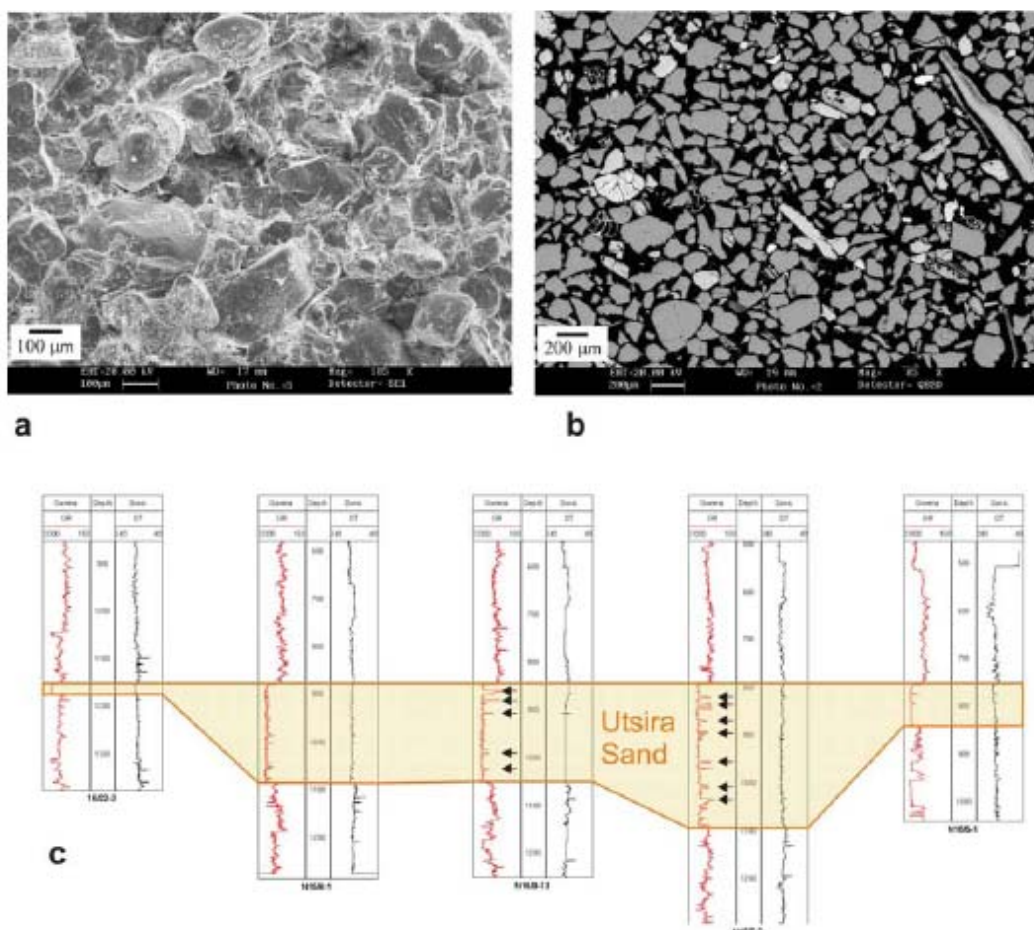


Figura 3.15. a) y b) Imágenes SEM de de muestras de sondeos de la Formación Utsira, c) correlación entre sondeos utilizando registros gamma y logs sínicos.

formada mayoritariamente por cuarzo y, en menor proporción, feldespatos y carbonatos (Chadwick et al., 2004), las arcillas son principalmente caoliníticas.

En esta formación arenosa se diferencian dos centros de depósito: uno situado al sur y otro al norte, respectivamente; separados por un adelgazamiento. La potencia mayor de la formación se localiza en el depocentro sur, con 300 m de espesor (Chadwick et al., 2004)



A nivel regional, la Formación Utsira se ha definido mediante 16.000 kilómetros de líneas sísmicas en 2D, siendo una de ellas la representada en la figura 3.14, y mediante la información aportada por 132 sondeos. Además se ha utilizado sísmica en 3D para realizar una cartografía de más detalle.

El límite inferior de la Formación Utsira constituye un fuerte reflector a escala regional, que se interpreta como arenas con pequeñas intercalaciones de arcilla. El límite superior consiste en una secuencia de arenas y arcillas interestratificadas. Los registros de testificación gamma y de resistividad muestran también la Formación Utsira claramente separada de las unidades sub y suprayacente, mediante una fuerte caída de los valores de radiación gamma y de resistividad (Gregersen et al., 1997). Los picos internos registrados en los *logs* han sido interpretados como horizontes arcillosos de poco espesor que dividen la formación Utsira en varias sub-unidades.

La operación de inyección de CO<sub>2</sub> se inició en octubre de 1996, y desde entonces se han inyectado más de 2 Mt de CO<sub>2</sub>.

La investigación en este proyecto está canalizada por el proyecto SACS (*Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage Programme*), el cual está financiado conjuntamente por la UE y por la industria petrolera. En este proyecto se está evaluando la capacidad de almacenamiento, propiedades y rendimiento de la Formación Utsira, así como la seguridad en el almacenamiento mediante el seguimiento y modelización de la migración de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, mediante campañas sísmicas en 4D, en el tiempo (Fig. 3.16)

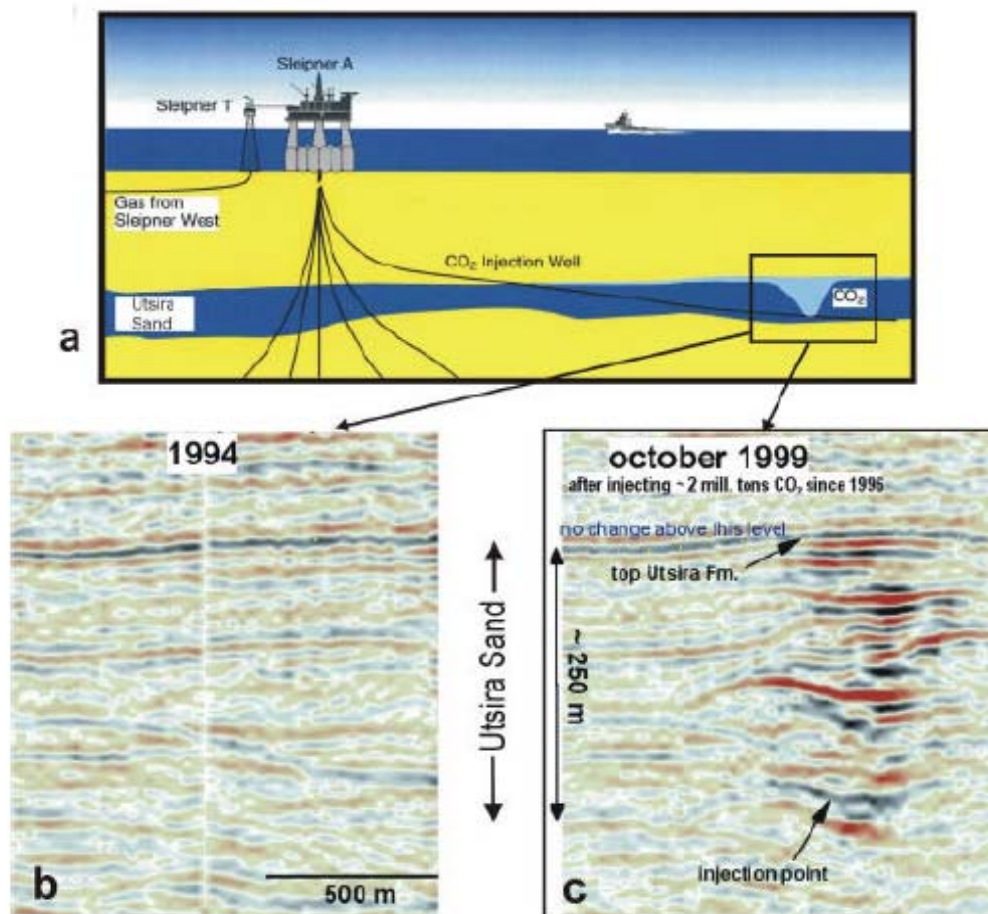


Figura 3.16. Esquema de las operaciones de inyección en la Formación Utsira (a), y perfiles sísmicos realizados antes de la inyección (b), en 1994, y después de la inyección de 2 Mt de CO<sub>2</sub> (c), en 1999.

La cartografía regional de la Formación Utsira indica que ésta tiene una capacidad potencial de almacenamiento de aproximadamente  $5,5 \times 10^{11} \text{ m}^3$ , siendo la densidad del CO<sub>2</sub>, en las condiciones de almacenamiento en las arenas de la Formación Utsira, de aproximadamente  $725 \text{ kg m}^{-3}$ , de forma que una tonelada de CO<sub>2</sub> ocuparía alrededor de  $1,38 \text{ m}^3$  de espacio poroso en la roca.

En definitiva, la Formación Utsira es un ejemplo más, y la operación que se lleva a cabo en Sleipner es uno más de los escenarios posibles de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, en el que se está demostrando la viabilidad de eliminar el CO<sub>2</sub> y su eficacia a largo plazo. Pero el proyecto SACS es un proyecto de demostración e investigación y es el primero y único proyecto de secuestro de CO<sub>2</sub> en el mundo, que se está llevando a cabo con fines ambientales.

## 4. RECUPERACIÓN DE CH<sub>4</sub> MEDIANTE LA INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> EN CAPAS DE CARBÓN (ECBM)

### 4.1. PROYECTOS *ECBM* REALIZADOS

Otra opción para almacenar CO<sub>2</sub>, con características muy diferentes a las opciones anteriormente descritas, es la de inyectar dicho gas en capas de carbón ricas en CH<sub>4</sub> para recuperarlo. A esta opción se la conoce con el nombre de *Enhanced Coalbed Methane Recovery (ECBM)*, y consiste en aunar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con la recuperación del CH<sub>4</sub>, ya que el primer gas desplaza fácilmente al segundo. El estudio de proyectos industriales que emplean este método ha de centrarse necesariamente en el proyecto denominado RECOPOL. Este proyecto fue financiado por la UE y tuvo como finalidad combinar la investigación científica y demostrar de viabilidad tecnológica de almacenar CO<sub>2</sub> permanentemente en yacimientos de carbón no explotables y ricos en CH<sub>4</sub>. El proyecto inicial tuvo un periodo de duración de tres años, entre el 1 de Noviembre de 2001 y el 31 de Octubre de 2004, si bien se han llevado a efecto prórrogas posteriores que han permitido un mayor avance en los resultados. El acrónimo RECOPOL hace referencia al título del proyecto: “*Reduction of CO<sub>2</sub> emission by means of CO<sub>2</sub> storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland*”.

En este proyecto se ha desarrollado una planta de producción de CH<sub>4</sub> en una localidad de Polonia, en la que la producción de CH<sub>4</sub> se simultanea con el almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub>. De esta manera, el CH<sub>4</sub> procedente de las capas de carbón podría convertirse en una fuente alternativa importante de gas en Silesia. Esta instalación es la primera de este tipo en Europa y, en estos momentos, la única operativa a escala mundial.

La investigación requerida para realizar este proyecto y las pruebas de campo realizadas han permitido entender este proceso de recuperación de CH<sub>4</sub>, así como el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en este tipo de almacenes en Europa. Este proceso, al combinar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con la producción de un combustible fósil, da lugar a la producción de energía más limpia, satisfaciendo así una de las principales demandas de los ciudadanos de la UE.

Este proyecto, además de intentar demostrar la viabilidad de inyectar CO<sub>2</sub> en carbones profundos no explotables, pretendió demostrar también que este método de almacenar CO<sub>2</sub> era una solución permanente y segura, paso imprescindible para su posterior aplicación a gran escala, y de manera que fuese aceptable ambiental y socialmente.

Paralelamente a la actividad principal, que fue sin duda el ensayo de campo, se desarrollaron programas intensivos de monitoreo, laboratorio y evaluación socioeconómica, con el fin de no excluir ninguno de los condicionantes principales de un proyecto de este tipo. Por otra parte, se ha desarrollado una aplicación informática basada en los programas de investigación descritos, que ayuda a tomar decisiones a las empresas, y la puesta en práctica de una evaluación racional de proyectos similares.

El consorcio internacional que ha desarrollado el proyecto ha estado formado por institutos de investigación, universidades y socios industriales.

Otra de las finalidades del proyecto fue conectar con otras iniciativas de carácter europeo, especialmente a través de redes de trabajo, como la CO<sub>2</sub>NET, cuya actividad principal está vinculada a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

#### ***A) EL PROYECTO RECOPOL***

La cuenca de la Alta Silesia, en Polonia (Fig. 4. 1), fue considerada como la más adecuada en Europa para la aplicación del método ECBM. Esta cuenca tiene propiedades relativamente adecuadas, tanto por su profundidad, permeabilidad y contenido en gas, como por haber sido anteriormente objeto de explotación para aprovechamiento de CH<sub>4</sub>. El ensayo piloto se localizó en el pueblo de Kaniow (Fig. 4. 2), a unos 40 km al sur de Katowice, y fue seleccionado en la primera etapa de desarrollo del proyecto. Existen dos pozos que, situados a 375 metros de distancia, fueron empleados, durante un corto periodo de tiempo, para la recuperación del CH<sub>4</sub> de las capas de carbón.

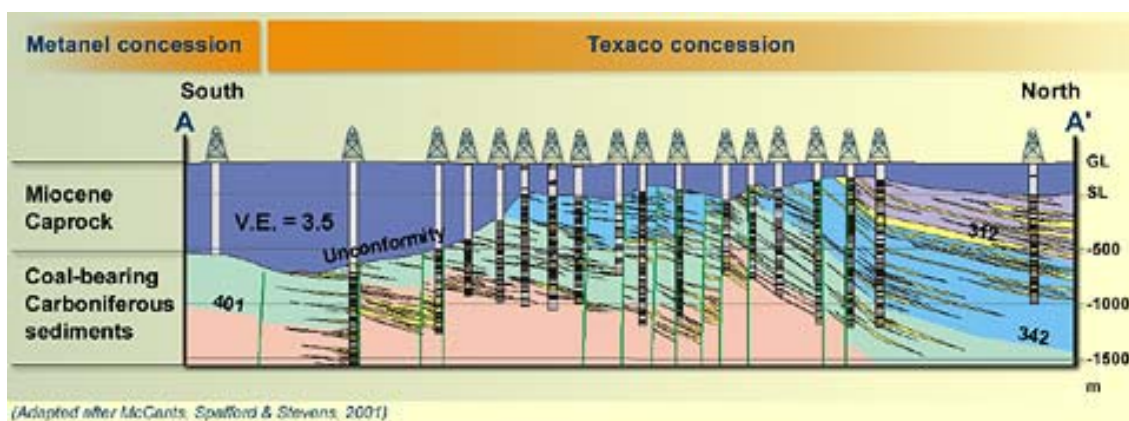


Figura 4.1. Localización del emplazamiento elegido para el Proyecto RECOPOL



Figura 4.2. Emplazamiento del proyecto RECOPOL en Kaniow

El emplazamiento elegido se encuentra dentro de la concesión minera de la Mina Silesia, que ha estado en operación durante décadas, y el área de interés se sitúa sobre un bloque Carbonífero levantado respecto a los circundantes. El emplazamiento se encuentra limitado por dos fallas intracarboníferas; una NE-SW y otra NW-SE que, por la experiencia acumulada en estas décadas de minería, se comportarían como sello. Los objetivos principales para la inyección de CO<sub>2</sub> fueron las capas de carbón situadas en el intervalo de 900 a 1.250 m de profundidad, y cuya potencia oscila entre 1,3 y 3,3 m. Estos depósitos carboníferos están cubiertos por unos 200 m de arcillas del Mioceno, depositadas discordantemente sobre el Carbonífero (Fig. 4. 3)



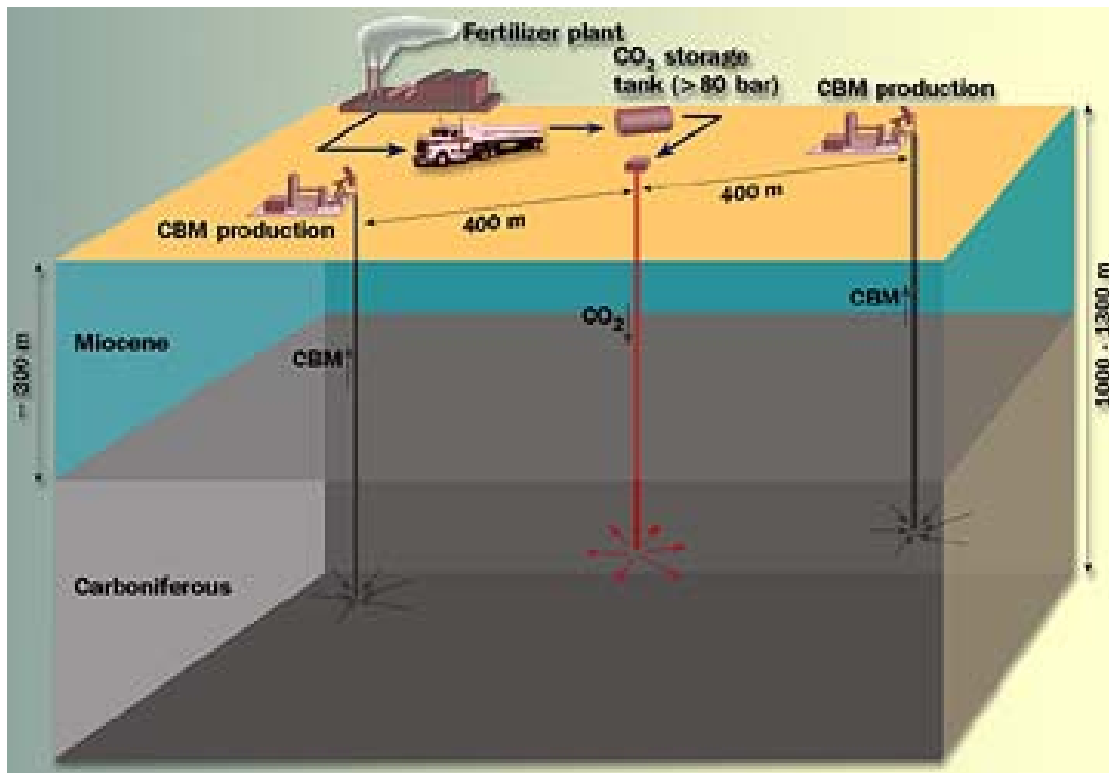
*Figura 4.3. Esquema geológico del área carbonífera escogida para el Proyecto RECOPOL*

Una vez que se decidió el emplazamiento para la realización del ensayo piloto, se diseñó conceptualmente el mismo, teniendo en cuenta el empleo más adecuado de los recursos disponibles. Así, se planteó el aprovechar lo mejor posible los dos pozos de producción preexistentes, planificando la perforación de un sondeo de inyección de  $\text{CO}_2$  entre ambos, suponiendo que tanto el  $\text{CH}_4$  como el  $\text{CO}_2$  se desplazarían hacia los pozos de producción citados (Fig. 4. 4). Además, de esta manera, se reducirían los costes del proyecto de forma notable, ya que se ahorraría la perforación de dos pozos.

El  $\text{CO}_2$  necesario para el ensayo fue aportado por una empresa local de fertilizantes, desde cuya fábrica se transportó hasta el emplazamiento en camiones. El  $\text{CO}_2$  sería comprimido en origen y mantenido en tanques a más de 80 bares en el propio emplazamiento. La existencia de infraestructuras previas permitió dar salida al  $\text{CH}_4$  producido, y el agua extraída de los sondeos se enviaría a la planta de purificación de la mina cercana.

Durante el proyecto se investigó si el  $\text{CO}_2$  inyectado y el  $\text{CH}_4$  producido podían ser monitorizados mediante medidas sísmicas, para lo que se consideró como condición indispensable la realización de ensayos sísmicos en el dominio de tiempo. De esta manera, la primera campaña sísmica se llevó a cabo con anterioridad a la inyección, al objeto de conocer la respuesta propia de las formaciones geológicas de la zona, así como de definir, con mayor precisión, la estructura. Al calar esta información sísmica

con la extraída de las diagrafas de la testificación geofísica del sondeo de inyección, se pudieron deducir algunas propiedades del macizo rocoso.



*Figura 4.4. Esquema conceptual de funcionamiento del Proyecto RECOPOL*

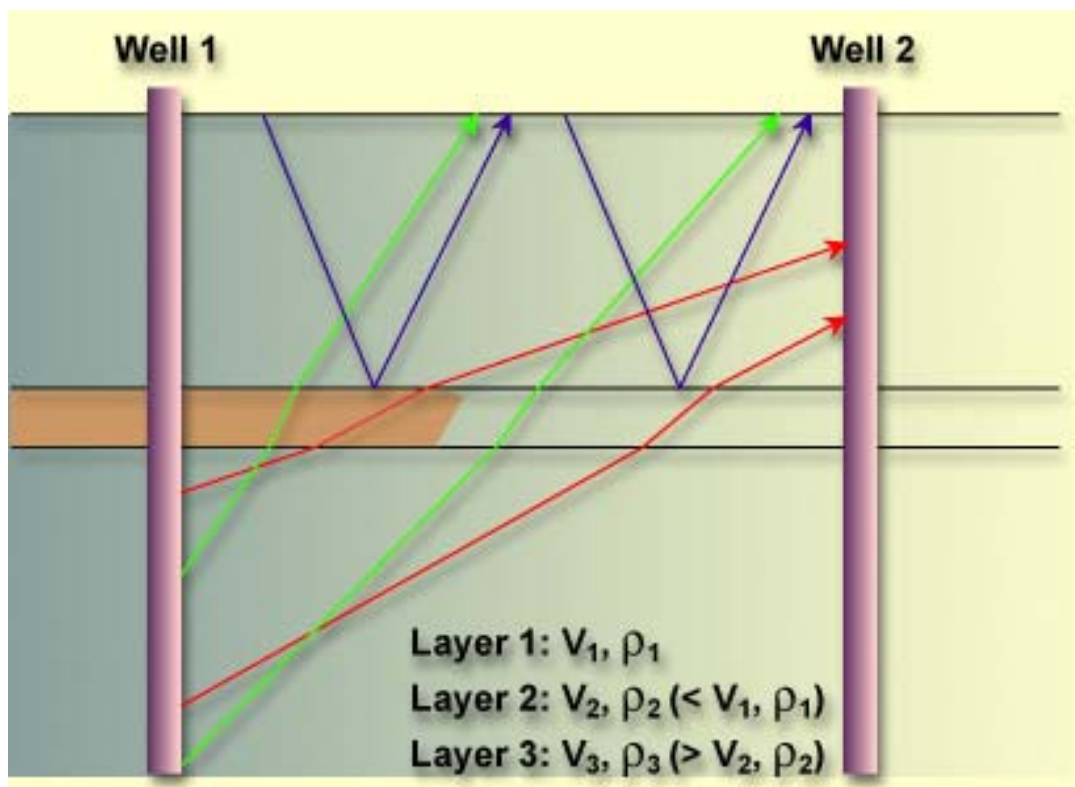
El resto de las medidas se irían tomando en diferentes momentos de la inyección de CO<sub>2</sub>, con la pretensión de discernir los cambios en las propiedades de las rocas por comparación con los resultados anteriores. Estas propiedades fueron, por ejemplo, el contenido en gas o fluido, porosidad, presión, compactación, nuevas fracturas, etc.

Los métodos sísmicos empleados fueron diversos. En primer lugar, se aplicó el más común de ellos; es decir, el que tanto el emisor como los receptores se encuentran en superficie, el cual permite una mayor precisión en la determinación de las estructuras a través de las ondas verticales, y aplicar las tecnologías clásicas de procesamiento sin necesidad de detener la inyección de CO<sub>2</sub> ni la producción de CH<sub>4</sub>.

Una vez perforado el pozo de inyección, se pudieron emplear otros métodos menos habituales, como la elaboración de perfiles sísmicos verticales, en los que los receptores



son colocados en el pozo y el emisor en la superficie (Fig. 4. 5) Los objetivos son los mismos que en el método clásico, pero este método aporta una mayor precisión en el entorno del pozo, que es el área de mayor interés. Sin embargo, no da buenos resultados si el pozo está en funcionamiento, ya sea por inyección o por producción.



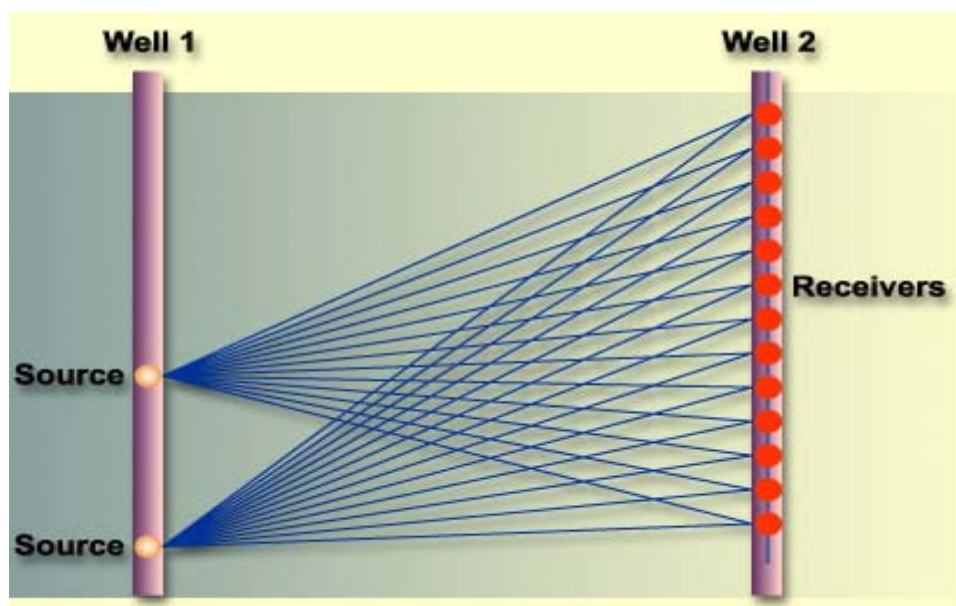
*Figura 4.5. Algunas de las vías preferentes obtenidas mediante el trazado de perfiles sísmicos verticales*

La tomografía sísmica utiliza dos pozos, con fuentes en uno de ellos y receptores en el otro (Fig. 4. 6) La resolución alcanzada es mucho mayor que en los métodos anteriores, ya que la velocidad de las ondas y su atenuación pueden relacionarse directamente con el subsuelo y se pueden tomar medidas continuamente. Sin embargo, la bondad de este método se ve un poco limitada por la distancia entre los pozos y por no poder aplicarse durante el funcionamiento de la inyección de  $\text{CO}_2$  y la producción de  $\text{CH}_4$ .

Una vez realizadas las operaciones preliminares de investigación y de preparación del sitio, el  $\text{CO}_2$  para inyectar fue transportado mediante camiones y almacenado en forma líquida, a una temperatura de  $-20^\circ \text{C}$  y en dos contenedores (Fig. 4. 7). El  $\text{CO}_2$  se calentó y, posteriormente, se inyectó, mediante bombeo a presión, en las capas de carbón situadas a una profundidad entre 1.050 y 1.090 m; es decir, muchos cientos de metros por debajo de las labores mineras más profundas llevadas a cabo en Silesia. El



CO<sub>2</sub> queda adsorbido en el carbón y deja escapar simultáneamente el CH<sub>4</sub> que contiene, que es bombeado y recuperado en un segundo pozo. La inyección y producción planificada debía tener lugar entre Junio y Diciembre de 2004, pero los resultados que se fueron obteniendo provocaron que la fase inyección-recuperación se prolongara durante casi todo el año 2005, con el fin de completar la inyección prevista que era de de 1.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que supone aproximadamente el 10% de la emisión total anual de una mina de esta cuenca. El proyecto RECOPOL ha sido el primer experimento piloto de este tipo realizado fuera de América del Norte.



*Figura 4.6. Tomografía sísmica entre pozos. Esquema metodológico*

La inyección en el pozo realizado para tal fin comenzó durante el verano de 2004, siendo el objetivo principal inyectar CO<sub>2</sub> en capas de carbón carboníferas con potencias comprendidas entre 1 y 3 m, las cuales se encuentran en el intervalo de profundidades comprendido entre 900 y 1.100 m. Dado que el ritmo de inyección en el periodo previsto fue bastante inferior del previsto, se tomaron diferentes medidas para conseguir que la inyección pudiera realizarse de un modo continuo, lo que se consiguió en Abril de 2005 tras fracturar artificialmente las capas de carbón.

La inducción artificial de fracturas en las capas de carbón y, por lo tanto, la estimulación del proceso de intercambio del CO<sub>2</sub> por el CH<sub>4</sub> se hicieron necesarias por la pérdida de permeabilidad de las capas de carbón, debido a su hinchamiento al estar en contacto con el CO<sub>2</sub>. A esta conclusión se llegó tras cotejar este fenómeno con observaciones realizadas en ensayos similares llevados a cabo en Canadá y los EEUU, en los que también se comprobó el hinchamiento de las capas de carbón.



*Figura 4.7. Tanques de compresión y pozo de inyección en el emplazamiento de RECOPOL*

Tras fracturar las capas de carbón, se consiguió alcanzar un ritmo de inyección de 12 a 15 t CO<sub>2</sub>/día, operando continuamente desde Abril y principios de Junio, lo que llevó a inyectar un total de 760 t desde el comienzo de la operación, en Agosto de 2004 (Fig. 4. 8).

Respecto a la producción de CH<sub>4</sub>, antes de iniciar la operación, se rehabilitó un pozo de producción existente a unos 150 m del emplazamiento elegido, logrando su puesta en producción en Mayo de 2004. El objetivo fue establecer una línea de base de producción con la que comparar las producciones posteriores y comprobar si la inyección de CO<sub>2</sub> producía un incremento de la recuperación.

En este sentido, se esperaba que la anisotropía de la permeabilidad debida a la orientación del sistema de fracturas evitara la mezcla de los gases en las primeras etapas, ya que la mayor permeabilidad esperada era perpendicular a la dirección del flujo. Sin embargo, inesperadamente, a partir de Noviembre de 2004, se fue apreciando

un aumento paulatino del contenido en  $\text{CO}_2$  del gas  $\text{CH}_4$ , aumento que fue atribuido directamente a la inyección. Además, la producción de  $\text{CH}_4$  disminuía claramente cuando se paraban las operaciones de inyección de  $\text{CO}_2$ , lo que indicaba claramente la relación directa existente entre la producción de  $\text{CH}_4$  y la inyección de  $\text{CO}_2$ .

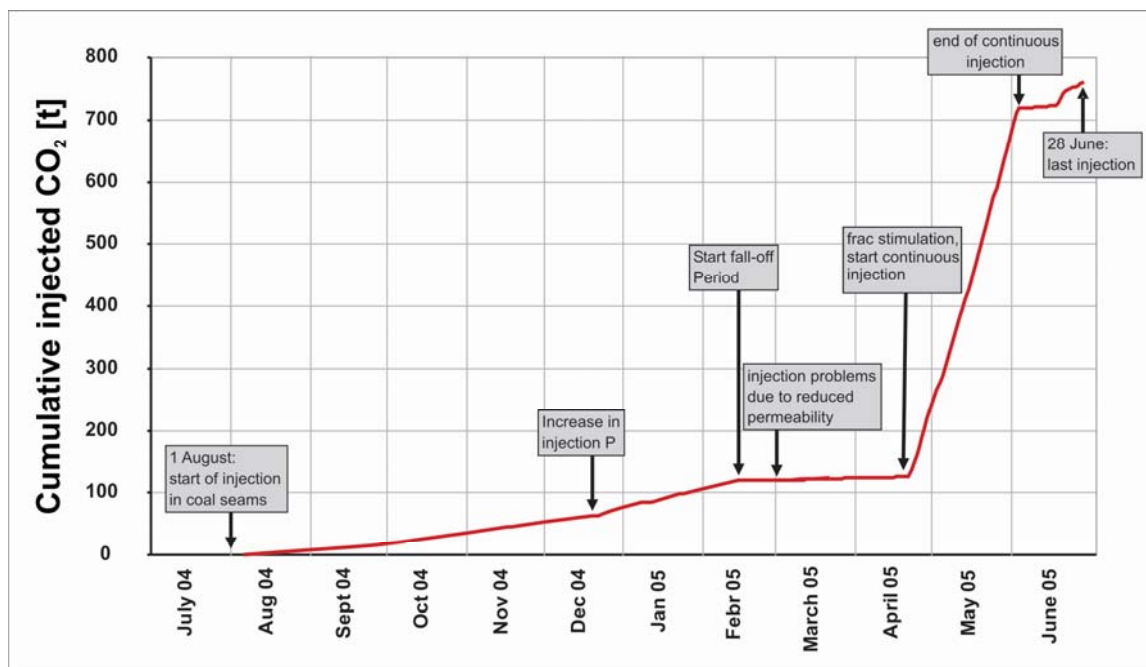


Figura 4.8. Cantidad acumulada de  $\text{CO}_2$  inyectado a lo largo del tiempo en el Proyecto RECOPOL

En Abril de 2005, y después de la estimulación del pozo de inyección, la producción de  $\text{CH}_4$  aumentó rápidamente en pocos días, si bien su contenido en  $\text{CO}_2$  se incrementó también rápidamente, lo que indicaba un claro proceso de mezcla de gases. En cualquier caso, la cantidad de  $\text{CO}_2$  producida era mucho menor que la cantidad de  $\text{CO}_2$  inyectada; lo que quería decir que se estaba produciendo un almacenamiento efectivo de  $\text{CO}_2$  en las capas de carbón. Esta relación entre la inyección de  $\text{CO}_2$  y la producción de  $\text{CH}_4$  se vio completamente confirmada cuando los ritmos de producción decrecieron rápidamente al cesar la inyección continua en Junio de 2005. La concentración de  $\text{CH}_4$  en el gas producido, que inicialmente era del 95%, cayó significativamente tras el comienzo de la inyección continua de  $\text{CO}_2$  en Abril de 2005, pero, en cualquier caso, los análisis indicaron que las cantidades absolutas de  $\text{CH}_4$  producido a partir de ese momento eran muy superiores al nivel de base de la producción establecido el año anterior.

Por otra parte, las pruebas de cierre llevadas a cabo en Junio de 2005 comprobaron que la presión del reservorio en el entorno del pozo de producción aumentó ligeramente, a causa de la inyección; pero se espera que descienda paulatinamente a medida que el CO<sub>2</sub> inyectado se vaya adsorbiendo por el carbón no saturado. El gas producido con posterioridad al cierre de la inyección aumentó considerablemente su contenido en CH<sub>4</sub>, lo que permitió concluir que el proceso de sustitución del CH<sub>4</sub> por el CO<sub>2</sub> en el seno de las capas de carbón se produce realmente, tal y como se había observado en el laboratorio.

Sin embargo, parece que este proceso requiere de un tiempo para que los gases se difundan dentro y fuera de la matriz del carbón, y pueda hacerse efectiva la recuperación de CH<sub>4</sub> y el almacenamiento definitivo de CO<sub>2</sub>. Además, mientras se realizaban las actividades de inyección-recuperación se puso en marcha un extenso programa de monitoreo, con el fin de detectar cualquier fuga hacia la superficie o hacia a la mina adyacente, aunque se consideró “a priori” poco probable que esto ocurriera. Al cierre de la operación este programa ha continuado funcionando y, hasta el momento, no se ha detectado el menor problema.

En definitiva, tras varios meses de inyección, se demostró que, al menos en condiciones similares a las de este emplazamiento, la inyección de CO<sub>2</sub> sin estimulación inducida es prácticamente imposible. Sin embargo, las cantidades de CO<sub>2</sub> inyectadas tras la estimulación y el CH<sub>4</sub> producido proporcionan una base sólida para futuras pruebas a mayor escala. Además, los resultados del proyecto demostraron que es posible poner en funcionamiento un ensayo piloto *on-shore* en Europa y tener éxito en el manejo de los asuntos administrativos, como licencias y contratos, así como en los temas sociales relacionados con estos proyectos tan innovadores. El aprendizaje adquirido debe ayudar también a eliminar las barreras económicas, administrativas y sociales para iniciar futuras iniciativas de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en Europa.

## 5. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Para asegurar una reducción sustancial de los niveles de CO<sub>2</sub> en la atmósfera se requiere el desarrollo de soluciones tecnológicas y la aplicación de las mismas, dirigidas a su captura y almacenamiento en formaciones geológicas, tales como acuíferos salinos profundos, trampas de gas y/o petróleo y capas de carbón no explotables, pero ricas en CH<sub>4</sub>. El desarrollo de esta estrategia contribuye de una forma decisiva a la reducción de las emisiones a la atmósfera de gases antropogénicos generados en diversas actividades industriales, principalmente la producción de energía eléctrica mediante la combustión de combustibles fósiles.

En este sentido, si la corteza terrestre es capaz de generar y almacenar CO<sub>2</sub> durante largos periodos de tiempo y en distintos tipos de trampas geológicas, es previsible que el CO<sub>2</sub> generado artificialmente, purificado o no, pueda ser también almacenado en condiciones semejantes a las que se encuentra en la naturaleza.

Una de las experiencias industriales con mayores analogías a un almacenamiento geológico artificial de CO<sub>2</sub> es el almacenamiento estratégico de gas natural, que se está desarrollando para asegurar el suministro de gas en países con dependencia externa de este combustible, y controlar los precios en función de la demanda. Históricamente, muchas de las tecnologías empleadas para la evaluación de formaciones de petróleo y gas, caracterización de yacimientos, perforación y terminación de pozos, han sido empleadas en la búsqueda de almacenes estratégicos de gas natural, y son las que también se emplearán en la prospección de almacenes de CO<sub>2</sub> antropogénico.

Los almacenamientos de gas natural en formaciones rocosas con alta porosidad tienen muchas analogías con el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, aunque existen algunas diferencias como son: i) el rango de profundidades requerido para un gas y otro, que es diferente; ii) el tamaño de los almacenes; y iii) que la recuperación del CO<sub>2</sub> inyectado sea innecesaria, lo que facilita la exploración de este tipo de almacenamiento. Sin embargo, conviene resaltar que, hasta este momento, tan sólo se han detectado pérdidas medias del 0,013% en los almacenes de gas natural, debido a que éste está en estado gaseoso en el almacenamiento, por lo que su capacidad de fluir es mayor que la del CO<sub>2</sub>

que, en condiciones de almacenamiento, es un fluido supercrítico con menores riesgos de fuga.

El almacenamiento de gas natural en cavernas artificiales en formaciones salinas puede ser también un buen análogo para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en este tipo de formaciones, pero, sin embargo, tiene la desventaja derivada de la propia plasticidad de la sal, que conlleva que estas cavidades tiendan, poco a poco, a cerrarse, reduciendo su capacidad de almacenamiento. Otra desventaja de estos almacenes es la salmuera generada durante la realización de las cavernas, de difícil eliminación, lo que conlleva, por lo tanto, un coste adicional sin retorno. Por otra parte, se estima que el tiempo medio de puesta en funcionamiento de un almacenamiento en este tipo de materiales, y en función del tamaño de las cavidades, es de alrededor de 5 años.

En definitiva, las analogías entre los procedimientos seguidos para almacenar gas natural y CO<sub>2</sub> son evidentes, especialmente durante el proceso de exploración. La definición de necesidades es, evidentemente, diferente, pero el criterio de proximidad al centro de consumo en el almacenamiento de gas es muy semejante al de proximidad al centro emisor para el caso de almacenar CO<sub>2</sub>. De la misma forma, los parámetros de tamaño y productividad en los almacenamientos de gas natural son muy similares a los de capacidad e inyektividad.

Una vez definidos estos parámetros, el proceso de exploración es prácticamente idéntico en el caso de que se busquen almacenes confinados de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, en el caso de buscar almacenes semiconfinados, el proceso presenta mayores diferencias, ya que no sería necesaria la definición completa de cierres y sí un estudio mucho más detallado de los tiempos de tránsito. Además, en el caso de estructuras confinadas, las etapas de exploración serían las mismas, incluyendo las pruebas hidráulicas, si bien es posible que las profundidades de trabajo varíen. Por otra parte, y dado el carácter permanente del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, las restricciones al uso de estos almacenes sería mayor, especialmente si se tiene en cuenta el posible uso de aguas subterráneas. Por esta misma razón, la operación del almacenamiento es muy diferente.

En cualquier caso, se pueden extraer enseñanzas muy importantes de los procesos de almacenamiento de gas natural y que son aplicables, por analogía, al almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Por ejemplo, el hecho de que se trata de procesos de exploración largos y costosos, y en los que rara vez se encuentra el objetivo ideal. Sin embargo, estos almacenes muestran que pueden ser muy seguros, ya que, desde que se inició el procedimiento de almacenar gas natural en formaciones geológicas, se ha observado que, como media, sólo se han producido fugas del 0,013% del gas almacenado.

En particular, el proceso de exploración del almacenamiento de gas natural de Yela nos demuestra que existen formaciones y estructuras en el subsuelo español con potencialidad para almacenar gases. Tan sólo es necesario realizar detalladamente la exploración del subsuelo, lo que conllevará inversiones altas y numerosas incertidumbres que serán resueltas con nuevos datos y nuevas inversiones. Pero lo que es cierto que en el país existen estructuras con formaciones capaces de almacenar y sellar gases, entre ellos el CO<sub>2</sub>.

Por lo que se refiere al método de explotación de petróleo, conocido como *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, también tiene muchas analogías con el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, aunque, en principio, su objetivo primordial no sea almacenar CO<sub>2</sub>, sino disminuir la viscosidad del petróleo para facilitar su recuperación, este método de explotación de campos de petróleo, que se está poniendo en práctica en muchos países, consume en EEUU 6.900 toneladas diarias de CO<sub>2</sub>. Hasta ahora, el objetivo de este método era inyectar la mínima cantidad de CO<sub>2</sub> para conseguir un aumento máximo en la producción de petróleo, pero actualmente la tendencia se ha invertido, pretendiéndose inyectar el máximo de CO<sub>2</sub>, sin disminuir la producción de petróleo, e incluso aumentándola.

Por otra parte, aunque se dispone de menos experiencia en el método de explotación de gases conocido como *Enhanced Gas Recovery (EGR)*, en Europa constituye un método potencial muy importante para almacenar CO<sub>2</sub>. Este proceso de explotación es preferible llevarlo 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.

En ambos casos de explotación (EOR y EGR), a medida que disminuye la presión del hidrocarburo, se crea un importante volumen de poros en la roca almacén, los cuales están rellenos de gas a baja presión que, por otra parte, no suelen colmatarse por el flujo de agua, por lo que pueden ser utilizados para almacenar CO<sub>2</sub>.

La limitación más inmediata e importante para la utilización de los campos exhaustos de petróleo o gas para almacenar CO<sub>2</sub> es la posible existencia de pozos sin sellar, que pueden actuar como vías de escape, o facilitar la creación de otras nuevas, bien sea por reacción química entre el CO<sub>2</sub> y la roca almacén o por la microfisuración inducida por la propia inyección del CO<sub>2</sub>. En contrapartida, cualquier yacimiento de hidrocarburos ha demostrado su capacidad de retener tanto líquidos 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 por la inexistencia de roca-madre productora o por las fugas desde el almacén debidas a la ineficacia de las trampas.

Por otra parte, en términos de seguridad, los yacimientos de hidrocarburos o gas agotados o en explotación y situados en trampas estratigráficas y/o estructurales han demostrado, por sí mismos, poseer unas buenas características de almacenamiento y sellado, por lo que su eficacia en cuanto al confinamiento no se cuestiona. Por ello, su estudio ha de ser utilizado para comprender los mecanismos de atrapamiento relacionados con un posible almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En definitiva, estos proyectos pueden considerarse, por su desarrollo, como análogos industriales de la secuencia de acontecimientos y procesos que se producirán en un hipotético almacenamiento de CO<sub>2</sub>, aunque manteniendo una clara divisoria entre la información generada por las acumulaciones naturales o análogos naturales y estos industriales.

Por otra parte, la inyección de CO<sub>2</sub> utiliza tecnología que se ha desarrollado la industria del gas y del petróleo y podrá adaptarse a las necesidades de un futuro almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Además, estos proyectos comerciales tipo EOR y EGR están en alza por el beneficio económico que suponen. El hecho de constituir yacimientos de



hidrocarburos implica una serie de ventajas, ya que, por una parte, son almacenes que han demostrado sus características de estanqueidad y estabilidad a largo plazo, y por otra, se trata de zonas muy estudiadas, con características muy bien definidas por la investigación que se ha realizado antes de iniciar su explotación.

Por último, en los proyectos en curso en los que se está recuperando petróleo o gas mediante la inyección de CO<sub>2</sub>, el comportamiento de éste se está cuantificando y se han desarrollado programas de monitorización profunda y superficial, mediante diferentes técnicas como son: trazadores de gas, ensayos de presión, tomografía, gravimetría, sísmica de alta resolución, monitorización geomecánica, toma de muestras y análisis de agua potable, así como la toma de muestras y análisis de gas en el suelo, todas ellas para determinar la existencia de potenciales escapes de CO<sub>2</sub>. Hasta la fecha no se ha detectado indicio alguno de escape de CO<sub>2</sub> hacia la superficie ni cerca de la superficie

Por lo que se refiere a las operaciones que se están llevando a cabo en Sleipner, concretamente en el acuífero salino de la Formación arenosa Utsira es un ejemplo más de los escenarios posibles para almacenar CO<sub>2</sub> en el subsuelo, en el que se está demostrando la viabilidad de eliminar dicho gas y su eficacia a largo plazo. Por ello, el proyecto SACS es un proyecto de demostración e investigación y también es el primero y único de almacenamiento real de CO<sub>2</sub> en el mundo en un acuífero salino con fines ambientales.

El proyecto *Enhanced Coalbed Methane Recovery* realizado en Europa (RECOPOL) tuvo como finalidad combinar la investigación científica y demostrar de viabilidad tecnológica de almacenar permanentemente CO<sub>2</sub> en yacimientos de carbón no explotables y ricos en CH<sub>4</sub>. Este proyecto pretendió demostrar también que este método de almacenar CO<sub>2</sub> era una solución permanente y segura, paso imprescindible para su posterior aplicación a gran escala, de manera que fuese aceptable ambiental y socialmente.

Paralelamente a la actividad principal, que fue sin duda el ensayo de campo, se desarrollaron programas intensivos de monitoreo, laboratorio y evaluación socioeconómica, con el fin de no excluir ninguno de los condicionantes principales de

un proyecto de este tipo. Por otra parte, se ha desarrollado una aplicación informática basada en los programas de investigación descritos, que ayuda a tomar decisiones a las empresas, y la puesta en práctica de una evaluación racional de proyectos similares.

En definitiva, tras varios meses de inyección, se demostró que, al menos en condiciones similares a las de este emplazamiento, la inyección de CO<sub>2</sub> en capas de carbón sin estimulación inducida es prácticamente imposible. Sin embargo, las cantidades de CO<sub>2</sub> inyectadas tras la estimulación y el CH<sub>4</sub> producido proporcionan una base sólida para futuras pruebas a mayor escala. Además, los resultados del proyecto demostraron que es posible poner en funcionamiento un ensayo piloto *on-shore* en Europa y tener éxito en el manejo de los asuntos administrativos, como licencias y contratos, así como en los temas sociales relacionados con estos proyectos tan innovadores. El aprendizaje adquirido debe ayudar también a eliminar las barreras económicas, administrativas y sociales para iniciar futuras iniciativas de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en Europa.

Para finalizar y a modo de conclusión podemos argumentar que: si bien el estudio de los análogos naturales suelen dar información sobre aspectos analógicos como: i) el tiempo geológico requerido para la generación, migración y el almacenamiento natural de CO<sub>2</sub>; ii) las estructuras y formaciones geológicas favorables para su almacenamiento; iii) los efectos geoquímicos y mineralógicos del CO<sub>2</sub> sobre la roca almacén y de sellado; iv) los procesos naturales de secuestro del CO<sub>2</sub>; v) los mecanismos de migración hacia la superficie y sus efectos sobre las aguas subterráneas; vi) los efectos del escape del CO<sub>2</sub> sobre el medio geológico superficial, los suelos y la actividad humana en regiones densamente pobladas; vii) las técnicas de campo, toma de muestras y monitorización que pueden adoptarse para vigilar dichos escapes naturales; y viii) la metodología de estudio de formaciones favorables para almacenar CO<sub>2</sub> de origen industrial, los análogos industriales se pueden considerar como experimentos de inyección a escala real que nos proporcionan una información complementaria a la del estudio de los análogos naturales sobre: i) las tecnologías que deben emplearse para prospectar almacenes de CO<sub>2</sub>, que son aproximadamente las mismas que las empleadas en la búsqueda de almacenes para gas natural y que, a su vez, son semejantes a las empleadas para la prospección de petróleo y, por consiguiente, de alto coste; ii) la definición del criterio de proximidad entre el centro emisor y el futuro almacén de CO<sub>2</sub> es la misma que el de proximidad entre el centro de consumo y de almacenamiento del gas natural;

iii) la definición de los parámetros de capacidad e inyectividad de un almacenamiento de CO<sub>2</sub>, que es análoga a la definición del tamaño y la productividad en los almacenamientos de gas natural; iv) la estanqueidad de los almacenes de gas natural, que son muy bajas, debe ser análoga a la esperada en un almacenamiento de CO<sub>2</sub>; v) la tecnología de inyección de CO<sub>2</sub> desarrollada para la industria de recuperación de gas y petróleo que podrá adaptarse a las necesidades de inyectar CO<sub>2</sub> supercrítico en un almacenamiento geológico; vi) la estanqueidad y estabilidad a largo plazo que han demostrado los yacimientos de gas y petróleo desde su formación, por lo que su estudio debe utilizarse para comprender los mecanismos de atrapamiento en un almacenamiento de CO<sub>2</sub>; vii) la idoneidad de los acuíferos salinos profundos para almacenar CO<sub>2</sub>; viii) el desarrollo de programas de monitorización profunda y superficial para determinar la existencia de potenciales escapes de CO<sub>2</sub>, que serán complementarios a los desarrollados en los análogos naturales de escape; ix) la viabilidad tecnológica de almacenar permanentemente CO<sub>2</sub> en yacimientos de carbón no explotables y ricos en CH<sub>4</sub>, previa fracturación inducida de las capas; y x) ayudar también, como los análogos naturales, a eliminar las barreras económicas, administrativas y sociales para iniciar futuras iniciativas para almacenar CO<sub>2</sub> en el medio geológico.

Toda esta información debe canalizarse de manera que se puedan cubrir tres grandes objetivos: i) la selección de técnicas de exploración de almacenes y de inyección más favorables para asegurar el almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo; ii) diseñar y desarrollar las técnicas de monitorización más adecuadas para el seguimiento del comportamiento del CO<sub>2</sub> en profundidad y para la detección de los posibles escapes hacia la superficie; y 3) informar y sensibilizar a la opinión pública sobre las garantías de seguridad que ofrece esta alternativa de eliminar los gases de efecto invernadero.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- Chadwick, R.A.; Zweigel, P.; Gregersen, U.; Kirby, G.A.; Holloway, S.; Johannessen, P.N. (2004) Geological reservoir characterization of a CO<sub>2</sub> storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea. *Energy*, **29**, 1371-1381.
- Chapman, M., Zatsepin, S.; Crampin, S., (2000) Time-lapse seismic changes in a CO<sub>2</sub> injection process in a fractured reservoir, 70<sup>th</sup> Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1536-1539.
- Fischer D.W; LeFever, J.A.; LeFever, R.D.; Anderson, S.B.; Helms, L.; Whittaker, S.; Sorensen, J.A.; Smith, S.A.; Peck, W.D.; Steadman, E.N. y Energy, J.A. (2005) Overview of Williston basin geology as it relates to CO<sub>2</sub> sequestration. PCO<sub>2</sub>R. 25 pp.
- Gerhard, L.C.; Anderson, S.B.; Le Fever, J.A.; Carlson, C.G., (1982): Geological development, origin, and energy mineral resources of the Williston Basin, North Dakota: North Dakota Geological Survey Miscellaneous Series 63, 31.
- Gerhard, L.C.; Anderson, S.B.; LeFever, J.A. (1987) Structural history of the Nesson Anticline, North Dakota. In: Williston Basin; anatomy of a cratonic oil province, Rocky Mountain (Peterson, J.A., Kent, D.M., Anderson, S.B., Pilatzke, R.H., Longman, M.W. Eds.) Association of Geologists, Denver, CO. 337–354.
- Green, A.G.; Weber, W.; Hajnal, Z.(1985) Evolution of Proterozoic Terranes beneath the Williston Basin: *Geology*, 13, 624–628.
- Gregersen, U.; Michelsen, O.; Sørensen, J.C. (1997) Stratigraphy and facies distribution of the Utsira Formation and the Pliocene sequences in the northern North Sea. *Mar. Petrol. Geol.*, 14, 893-914.

- Halloway, S.; Savage, D. (1993) The Potential for Aquifer Disposal of Carbon Dioxide in the UK, *Energy Conversion and Management*, 34, 9-11, 925-932.
- Lazaratos, S. K.; Marion, B. P. (1997) Crosswell seismic imaging of reservoir changes caused by CO<sub>2</sub> injection: *The Leading Edge*, 16, 9, 1300-1306.
- Morberg R ; Stewart, D.B.; Stachniak, D. (2003) The IEA Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project, Proceedings of the 6<sup>th</sup> International conference on Greenhouse gas control technologies (GHGT-6). (Gale and Kaya eds). 1-4 Kyoto Japan. 219-224.
- Moritis, G. (2002) Enhanced Oil Recovery. *Oil and Gas Journal*, 100, 15, 43-47.
- Moritis, G. (2003) CO<sub>2</sub> sequestration adds new dimension to oil gas production. *Oil and gas Journal* 101, 9, 71-83.
- Oen, P.M. (2003) The development of the Greater Gorgon Gas Fields. *The APPEA Journal*. 43, 2, 167-177
- Riddiford, F.; Akretche, S.; Tourqui, A. (2003a) Storage and sequestration of CO<sub>2</sub> in the In Salah Gas Project, World Gas Conference. Tokyo
- Riddiford, F.; Wright, I.; Bishop, C.; Espie, T.; Tourqui, A. (2003b) Monitoring geological storage. The In Salah Gas CO<sub>2</sub> storage project. BP exploration.
- Stevens, S.H.; Kuuskra, J.; Gale, J.; Beecy (2001) CO<sub>2</sub> injection and sequestration in depleted oil and gas fields and deep coal seams: worldwide potential and costs. *Environmental Geosciences*. 8, 3, 200-209.
- Stewart, S.; Bachu, S. (2001) Suitability of the Western Canada Sedimentary Basin for Carbon Dioxide Sequestration in Geological Media. Alberta Geological Survey.
- Strutt, M.H. ; Beaubien, S.E. ; Beabron, J.C. ; Brach, M. ; Cardellini, C. ; Granieri, R. ; Jones, D.G. ; Lombardi, S. ; Penner, L. ; Quattrocchi, F.; Voltatomi, N. (2003)

Soil gas a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the ENCANA EOR project of Weyburn (Canada). Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto. Japón, V1- 391-396.

Torp, T. A.; Gale, J. (2003) Demonstrating storage of CO<sub>2</sub> in geological reservoirs, the Sleipner and SACS projects. Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto. Japón, V1- 311-316.

Torp, T.A.; Gale, J. (2004) Demonstrating Storage of CO<sub>2</sub> in Geological Reservoirs: The Sleipner and Sacs Projects. *Energy*, 29, 1361-1369.

Van der Meer, L.G.H.; Hartmann, C.; Geel, C.; Kreft, E (2005) Re-injecting CO<sub>2</sub> into an offshore gas reservoir at a depth of nearly 4000 m sub-sea. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver. Canada, V1, 521-530.

Van der Meer, L.G.H. (1993) The conditions limiting CO<sub>2</sub> storage in aquifers. *Energy Conversion and Management*, 34, 959-966.

White, D. (Ed.) (2005) Theme 2: Prediction, monitoring and verification of CO<sub>2</sub> movements. In: IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project summary report, 2000-2004. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Canada, V3- 73-148.

White, D. J.; Burrowes, G.; Davis, T.; Hajnal, Z.; Hirsche, K.; Hutcheon, I.; Majer, E.; Rostron, B.; Whittaker, S. (2004) Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs. The IEA Weyburn pilot project. *GSA today* 14, 4-10.

Whittaker, S.; White, D.; Law, D.; Chalaturnyk, R (2004) IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring and storage project. Summary Report 2000-2004. Proceedings of the 1<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Vancouver, Canadá.

Whittaker, S. (2004) Investigating geological storage of greenhouse gases in southeastern Saskatchewan : The IEA Weyburn CO2 monitoring and storage project. Saskatchewan Geological Survey- Summary of investigations 2004, Vol. I.

[www.co2net.com](http://www.co2net.com) - SACS project

[www.fossil.energy.gov](http://www.fossil.energy.gov) - Weyburn project