



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA MINERA Y DE RECURSOS ENERGÉTICOS

TRABAJO FIN DE MASTER

ESTUDIO PARA EL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂.

STUDY FOR GEOLOGICAL STORAGE OF CO₂.

León, Julio de 2014

Autor: Nuria Fernández Iglesias

Tutor: Alberto González Martínez

El presente proyecto ha sido realizado por Dña. Nuria Fernández Iglesias, alumna de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Máster en Ingeniería Minera y de Recursos Energéticos.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D. Alberto González Martínez, profesor/a del Máster Universitario en Ingeniería Minera y de Recursos Energéticos.

Visto Bueno

Fdo.: Dña. Nuria Fernández Iglesias
El autor del Trabajo Fin de Máster

Fdo.: D. Alberto González Martínez
El Tutor del Trabajo Fin de Máster

RESUMEN

En primer lugar me gustaría justificar la elección de este proyecto ya que según me han enseñado un ingeniero debe saber buscar la forma de aprovechamiento de un recurso para sacarle utilidad. Causa por la cual he elegido realizar un estudio para el almacenamiento geológico de CO₂ con el mero fin de conseguir evaluar la idoneidad de estructuras geológicas y conseguir así reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera; puesto que el dióxido de carbono es ampliamente reconocido como una de las principales causas del cambio climático. La idea es sencilla; evitar que llegue a la atmósfera contribuirá a detener el cambio climático; una opción es su almacenamiento subterráneo aprovechando los lugares geológicamente más aptos para ello.

ABSTRACT

First, I would like to justify the choice of this study because, as I've learned, an engineer must know how to exploit a resource for getting it useful. This is the reason why I chose the study for geological storage of CO₂. In order to achieve assess of the suitability of geological structures and get to reduce CO₂ emissions in the atmosphere since carbon dioxide is widely known as one of the main causes of climate change. The idea is avoid that carbon dioxide reaches the atmosphere to contribute to stop climate change. One option for this is its underground storage in appropriate geologically places.



***ÍNDICES DEL
ESTUDIO***

ÍNDICE

1	Objetivo.....	1
2	Antecedentes.....	2
2.1	Problemática Medioambiental del CO₂.....	2
2.2	Origen del problema	3
2.3	Posibles soluciones.....	4
2.3.1	Modelo energético	8
3	Aspectos Legales	10
3.1	Marco regulatorio para el almacenamiento de CO₂	10
3.2	Ley de almacenamiento geológico de CO₂.....	11
4	Criterios de selección de emplazamiento	21
4.1	Criterios técnicos.....	24
4.1.1	Tectónicos y estructurales	24
4.1.1.1	Estructura del almacén	26
4.1.1.2	Extensión y continuidad litológica	28
4.1.2	Geológicos.....	29
4.1.2.1	Existencia de formaciones adecuadas	30
4.1.2.2	Existencia de formaciones adecuadas	30
4.1.2.2.1	<i>Porosidad</i>	31
4.1.2.2.2	<i>Permeabilidad</i>	32
4.1.2.2.3	<i>Relación entre porosidad y permeabilidad</i>	35
4.1.2.2.4	<i>Potencia</i>	36
4.1.2.2.5	<i>Litología</i>	37

4.1.2.2.6	<i>Tipos de rocas</i>	39
4.1.2.3	Formación sello	41
4.1.2.3.1	<i>Plasticidad</i>	41
4.1.2.3.2	<i>Potencia</i>	42
4.1.2.3.3	<i>Litología</i>	43
4.1.2.3.4	<i>Permeabilidad</i>	44
4.1.3	Hidrogeológicos	45
4.1.3.1	Régimen hidrogeológico	45
4.1.3.1.1	<i>Hidrodinámica</i>	46
4.1.3.1.2	<i>Presión</i>	49
4.1.3.2	Contenido de sales disueltas.....	50
4.1.4	Estado del CO ₂	51
4.1.4.1	Propiedades y comportamiento	51
4.1.4.2	Estado en el subsuelo	53
4.1.5	Capacidad.....	56
4.1.5.1	Mecanismos de confinamiento.....	57
4.1.5.1.1	<i>Estructural / Estratigráfico</i>	58
4.1.5.1.2	<i>Hidrodinámico</i>	60
4.1.5.1.3	<i>Residual</i>	60
4.1.5.1.4	<i>Por solubilidad</i>	61
4.1.5.1.5	<i>Mineral</i>	62
4.1.5.1.6	<i>Por adsorción</i>	63
4.1.6	Posibles formaciones	64
4.1.6.1	Opciones de almacenamiento geológico de CO ₂	67
4.1.6.1.1	<i>Yacimientos de hidrocarburos</i>	67
4.1.6.1.2	<i>Formaciones permeables profundas</i>	69
4.1.6.1.3	<i>Capas de carbón</i>	70

4.1.6.1.4	<i>Otras alternativas: rocas salinas</i>	72
4.1.6.2	Opciones de almacenamiento geológico en España.....	74
4.2	Criterios socio económicos	77
4.2.1	Posibles formaciones	77
4.2.2	Fuentes de emisión de CO ₂	78
4.2.2.1	Identificación de las fuentes	78
4.2.2.2	Distancia entre fuentes y almacenes	84
4.2.2.3	Capacidad de los almacenes	85
4.2.3	Áreas de interés	86
4.2.3.1	Existencia de recursos.....	86
4.2.3.2	Centros de población	86
4.2.3.2.1	<i>Núcleos de población</i>	86
4.2.3.2.2	<i>Espacios naturales y culturales protegidos</i>	87
4.2.4	Ubicación	87
4.2.5	Madurez.....	88
4.2.6	Percepción y aceptación	88
5	Etapas en el almacenamiento geológico de CO₂	92
5.1	Etapas de Pre-Inyección	99
5.1.1	Selección de áreas y estructuras	100
5.1.2	Caracterización	102
5.1.2.1	Ensayos en afloramientos	104
5.1.2.1.1	<i>Caracterización petrofísica</i>	106
5.1.2.1.2	<i>Ensayos de laboratorio</i>	106
5.1.2.1.3	<i>Interacción entre roca agua y CO₂</i>	110
5.1.2.1.4	<i>Propiedades geomecánicas</i>	111
5.1.2.2	Obtención de geofísica	112

5.1.2.2.1	Gravimetría.....	115
5.1.2.2.2	Magneto-Telúrico	116
5.1.2.2.3	Sísmica	118
5.1.2.3	Realización de sondeos.....	119
5.1.3	Diseño	122
5.1.3.1	Modelo estático	124
5.1.3.1.1	Fases de elaboración del modelo estático	124
5.1.3.2	Modelo dinámico	128
5.1.3.2.1	Fases de elaboración del modelo dinámico	130
5.2	Etapa de Inyección	133
5.2.1	Construcción	134
5.2.2	Inyección	134
5.3	Etapa de Clausura.....	136
5.4	Etapa Post-Clausura	136
6	Monitorización del almacenamiento.....	137
6.1	Objetivos de la monitorización.....	138
6.2	Tecnologías de monitorización	140
6.3	Monitorización en las fases de almacenamiento.....	146
7	Riesgos del almacenamiento	148
7.1	Seguridad	148
7.1.1	Análogos naturales	148
7.1.2	Vías de fuga.....	151
7.2	Medio ambiental.....	157
7.3	Salud humana	160
8	Mercado europeo de derechos de emisión.....	161

8.1	Periodos de comercio	163
8.2	Evolución de los precios.....	165
9	Viabilidad del almacenamiento.....	167
10	Costes del almacenamiento	171
11	Reflexiones	176
12	Referencias	181
12.1	Textos legislativos.....	181
12.2	Referencias bibliográficas.....	181
12.3	Direcciones electrónicas.....	182

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Tecnologías CAC de captura y almacenamiento geológico de CO ₂	6
Figura 2.2: Soluciones al modelo	9
Figura 4.1: Diagrama que recoge los procesos a realizar en la etapa de definición	21
Figura 4.2: Estructura almacén	27
Figura 4.3: Porosidad en una roca	31
Figura 4.4: Permeabilidad en una roca	33
Figura 4.5: Condiciones de P y T en las que el CO ₂ se encuentra en estado supercrítico...	51
Figura 4.6: Variación del volumen y de la densidad del CO ₂ con la profundidad	52
Figura 4.7: Volumen de roca requerido para almacenar 1 t de CO ₂	53
Figura 4.8: Condiciones supercríticas del CO ₂ en cuencas sedimentarias	55
Figura 4.9: Seguridad en el almacenamiento geológico de CO ₂	58
Figura 4.10: Ejemplos de trampa estructural	59
Figura 4.11: Ejemplos de trampa estratigráfica.....	59
Figura 4.12: Inmovilización del CO ₂ a través de la presión ejercida por el agua de la formación y la cobertera	60
Figura 4.13: Confinamiento residual de CO ₂	61
Figura 4.14: Confinamiento por solubilidad de CO ₂	62
Figura 4.15: Confinamiento de minerales carbonatados	63
Figura 4.16: Adsorción de distintos gases por el carbón	64
Figura 4.17: Tipos de almacenamiento geológico de CO ₂	66
Figura 4.18: Instalación EOR con inyección de CO ₂	67
Figura 4.19: Instalación EGR con inyección de CO ₂	67

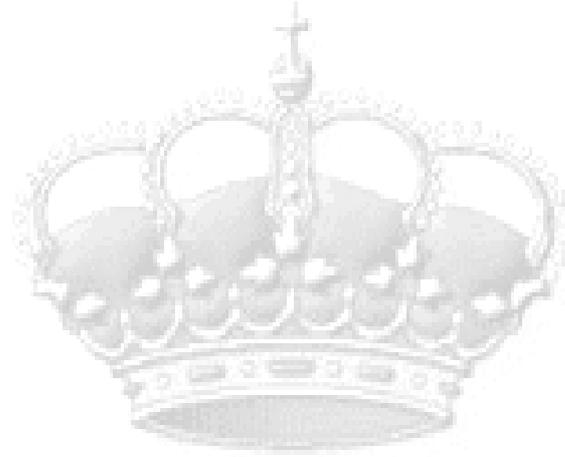
Figura 4.20: Densidad total de almacenamiento del CO ₂ (Kg por m ⁻³ de roca) en función de la profundidad, para un gradiente de presión hidrostática constante de 10.5 MPa/Km, una temperatura superficial media de 15 °C y un gradiente geotérmico de 25°C/km	71
Figura 4.21: Domos salinos	73
Figura 4.22: Cavernas o minas de sal.....	73
Figura 4.23: Áreas con formaciones susceptibles de constituir almacenes geológicos de CO ₂	75
Figura 4.24: Capacidad de almacenamiento de CO ₂ de las cuencas sedimentarias españolas	76
Figura 4.25: Encuesta sobre el desconocimiento de la CAC.....	89
Figura 4.26: Encuesta sobre la percepción global	90
Figura 4.27: Encuesta sobre el desconocimiento del CO ₂	90
Figura 4.28: Encuesta sobre la concreción de la percepción global.....	91
Figura 4.29: Encuesta sobre la confianza en las fuentes de información	91
Figura 5.1: Etapas para el almacenamiento geológico de CO ₂	97
Figura 5.2: Esquema de las etapas para el almacenamiento geológico de CO ₂	98
Figura 5.3: Etapas de caracterización en la exploración del subsuelo	104
Figura 5.4: Afloramiento de formación sello	105
Figura 5.5: Afloramiento de formación almacén.....	106
Figura 5.6: Extracción de probetas a partir de las muestras de afloramientos	107
Figura 5.7: Equipos de porosimetría al Helio.....	108
Figura 5.8: Equipo de porosimetría al Mercurio.....	109
Figura 5.9: Microscopio electrónico de barrido	109
Figura 5.10: Equipo de difracción de rayos X	110
Figura 5.11: Equipo de ensayos mecánicos	111

Figura 5.12: Equipos y ensayos de gravimetría	116
Figura 5.13: Modelo magneto-telúrico de resistividad eléctrica	118
Figura 5.14: Sísmica de reflexión	119
Figura 5.15: Recuperación de testigos de roca.....	120
Figura 5.16: Ejemplo de un log de un sondeo: diagrfías de temperatura, autopotencial (SP), resistividad (inducción), resistividad (esférica)	121
Figura 5.17: Ejemplo de modelo estático en 3D.....	124
Figura 5.18: Ejemplo superficie tridimensional que define una falla.....	125
Figura 5.19: Ejemplo geometría de la falla junto con la estructura	125
Figura 5.20: Distribución propiedades petrofísica modelo geológico.....	126
Figura 5.21: Distribución propiedades petrofísicas en el almacén.....	126
Figura 5.22: División del modelo en celdas	127
Figura 5.23: Ejemplo de modelo dinámico en 3D-4D.....	129
Figura 5.24: Ejemplo mallado final tras el proceso upscaling	131
Figura 5.25: Ejemplo localización pozos en la estructura.....	132
Figura 5.26: Ejemplo de evolución de presiones en el modelo.....	133
Figura 5.27: Fases del almacenamiento geológico de CO ₂	136
Figura 6.1: Sistemas de monitorización.....	142
Figura 7.1: Posibles vías de escape del CO ₂ en un pozo. Escape por material alterado (c,d,e) a lo largo de las interfases (a,b,f).....	152
Figura 7.2: Esquema de fuga localizada.....	153
Figura 7.3: Esquema de fuga difusa	154
Figura 7.4: Esquema de sin fuga	154
Figura 7.5: Fuga en el lecho marino a poca profundidad	157
Figura 7.6: Fuga en el lecho marino a gran profundidad.....	157

Figura 7.7: a) Carbonatación de peridotita; b) Eutrofización agua por aumento de nutrientes; c) Acidificación del suelo; d) Estrés vegetal	159
Figura 8.1: Evolución del precio de los derechos de emisión.....	166
Figura 9.1: Esquema de una hipotética red de fuentes y sumideros de CO ₂	168
Figura 9.2: Gráfica de costes de capital	169
Figura 9.3: Gráfica de gastos operativos	169
Figura 10.1: Distribución de los costes de la tecnología CAC	174
Figura 10.2: Costes de la tecnología CAC.....	175

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Peso de criterios técnicos	22
Tabla 4.2: Peso de criterios socio económicos	23
Tabla 4.3: Valores estimados de la porosidad (%) según Sanders (1998)	32
Tabla 4.4: Permeabilidades de distintas formaciones	34
Tabla 6.1: Relación de las tecnologías y las técnicas de monitorización.....	143
Tabla 6.2: Parámetros relativos a las características del reservorio y al objetivo de la monitorización	144
Tabla 6.3: Resultados del método de monitorización más idóneo	145
Tabla 6.4: Interpretación de resultados	145
Tabla 6.5: Técnicas de monitorización realizadas en cada fase del proyecto	147
Tabla 6.6: Actividades de monitorización realizadas en cada fase del proyecto	147
Tabla 7.1: Ventajas e inconvenientes del almacenamiento de CO ₂ en los diferentes tipos formaciones geológicas	156



***ESTUDIO PARA EL
ALMACENAMIENTO
GEOLÓGICO DE CO₂***



1 Objetivo

Con objeto de la realización de un Estudio Fin de Máster para la titulación del Máster de Ingeniería Minera y Recursos Energéticos en la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León, se plantea un **ESTUDIO PARA EL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂**.

Se realiza un estudio para el almacenamiento geológico de CO₂; con el mero fin de conseguir evaluar la idoneidad de estructuras geológicas y conseguir así reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera; puesto que el dióxido de carbono es ampliamente reconocido como una de las principales causas del cambio climático, y el nivel de CO₂ en la atmósfera terrestre está aumentando como resultado de las actividades humanas. Por eso, la idea es sencilla; evitar que llegue a la atmósfera contribuirá a detener el cambio climático y para ello una opción es su almacenamiento subterráneo aprovechando los lugares geológicamente más aptos para ello.

Los expertos coinciden en que hay una gama de opciones para la mitigación que deberán utilizarse con el fin de reducir las emisiones de CO₂.

La opción de capturar el CO₂ producido por procesos industriales y generación de energía y almacenarlo en las profundidades geológicas de la tierra se conoce como captura, transporte y almacenamiento de CO₂ y es una opción que podría reducir en grandes cantidades el CO₂ emitido.

El almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico en formaciones geológicas profundas es una de las opciones tecnológicas, con mayor relevancia en el ámbito global, que actualmente se están considerando para la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera y contribuir así a mitigar el cambio climático global.

2 Antecedentes

2.1 Problemática Medioambiental del CO₂

El dióxido de carbono, junto al vapor de agua y otros gases, es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen a que la Tierra tenga una temperatura tolerable para la vida del planeta.

Sin CO₂ ni vapor de agua, la temperatura media de la Tierra sería de 33 °C menos, del orden de 18 °C bajo cero, lo que la haría inhabitable; por otro lado, un exceso de dióxido de carbono intensificaría el fenómeno conocido como efecto invernadero, reduciendo la emisión de calor al espacio y provocando un mayor calentamiento del planeta

Actualmente el CO₂ presente en la atmósfera está creciendo por las actividades humanas, principalmente por la combustión de carbón, petróleo y gas natural que está liberando el carbono almacenado en estos combustibles fósiles y la deforestación que libera el carbono almacenado en los árboles. Por tanto es preciso diferenciar entre el efecto invernadero natural del originado por las actividades de los hombres (o antropogénico).

En los últimos años la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera se ha incrementado desde un valor de 280 ppm en la época preindustrial (1750) a 390 ppm en 2009. Se estima que 2/3 de las emisiones procedían de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) mientras un 1/3 procede del cambio en la utilización del suelo (incluida la deforestación).

Según el informe de 2001 del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el cambio Climático (IPCC), la temperatura media de la Tierra ha aumentado 0.6 °C en los últimos 100 años. Este aumento constante del CO₂ atmosférico ha sido el responsable de la mayor parte del calentamiento global del planeta.

Este calentamiento del sistema climático es inequívoco, como lo evidencian ahora las observaciones de los incrementos en las temperaturas medias del aire y del océano, el derretimiento del hielo y de la nieve, y la elevación del nivel medio del mar en el mundo (IPCC 2005).

En nuestro país, y según lo establecido por el Estudio de los Efectos del Cambio Climático en España encargado por el Ministerio del Medio Ambiente entre 1864 y 1999, la temperatura del aire aumentó 1,5 °C, muy por encima de los 0,6 °C registrados a nivel mundial. El calentamiento se ha hecho más acentuado en los inviernos, que son cada vez más suaves y cortos.

2.2 Origen del problema

El aumento mundial de la demanda y del consumo energético, así como de la actividad industrial, los transportes, la deforestación y la agricultura, han desembocado en un incremento de las emisiones a la atmósfera de CO₂ y metano, los principales gases de efecto invernadero causantes del cambio climático.

Las mayores concentraciones de CO₂ presentes en la atmósfera son principalmente por la utilización de combustibles fósiles para la generación de electricidad, procesos industriales y el transporte; que suponen los mayores emisores de emisiones de CO₂.

Las alternativas a estos combustibles son la utilización de fuentes renovables o libres de carbono (nuclear), la mejora de la eficiencia y uso responsable de la energía.

Sin embargo, el Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático (IPCC) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA) aseguran que los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de energía primaria en las próximas décadas, y es por ello hay que tener en cuenta otras alternativas para lograr mitigar las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

La no existencia de una fuente de energía libre de emisiones de CO₂ con la capacidad de cubrir las necesidades energéticas crecientes de la sociedad actual contribuye a dicho problema.

La creciente preocupación de la sociedad por el cambio climático, debido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera conlleva buscar soluciones técnica y económicamente viables.

En este marco, por tanto, la disponibilidad de fuentes de energías diversificadas, seguras, asequibles y aceptables medioambientalmente es esencial para un desarrollo sostenible.

Dado que la utilización de combustibles fósiles implica inevitablemente emisiones de CO₂, será necesario compatibilizar su uso con niveles adecuados del mismo en la atmósfera, de acuerdo con los criterios de desarrollo sostenible que deben imperar en la evolución de la actividad humana, para no comprometer el futuro de las siguientes generaciones.

2.3 Posibles soluciones

Entre las medidas que podemos tomar para mitigar el cambio climático están las siguientes:

- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero, con lo que evitaremos que su concentración en la atmósfera siga aumentando.

Esto se puede lograr a través de la eficiencia y el ahorro energético y el uso de energías renovables o energía nuclear, que sustituyan progresivamente a los combustibles fósiles en la producción de electricidad.

- Aumentar las superficies forestales, ya que actúan como sumideros absorbiendo dióxido de carbono, evitando la deforestación y aumentando las repoblaciones, respetando en lo posible la biodiversidad.

Los ecosistemas forestales ya sean bosques o plantaciones, son capturadores de CO₂, por medio de los procesos de la fotosíntesis y respiración, donde toman el CO₂ de la atmósfera, incorporando el C a su estructura (tronco, ramas, hojas, etc) y liberando O₂, convirtiéndose en medidas de mitigación para disminuir o mantener los niveles actuales de CO₂.

- El protocolo de Kioto es un acuerdo internacional para frenar el Cambio Climático y compromete a todos los países que lo ratifiquen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Fue establecido en 1997, en la ciudad de Kioto (Japón) y tiene su origen en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1992. Su objetivo es reducir las emisiones de los GEIs de los principales países industrializados y según la propuesta inicial de 1997 los países firmantes debían lograr que en el periodo de compromiso 2008 – 2012 esas emisiones descendieran un 5,2 % por debajo de las registradas en 1990.

Esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5,2 % como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global, y por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

En la cumbre de Bonn (2001) ese límite se ha fijado en un 1,8 %, ya que de lo contrario se correría el riesgo de que el Protocolo no se ratificara. El objetivo, por parte de la Unión Europea, del compromiso de reducir las emisiones de CO₂ en un 20 % con respecto a 1990 y, al mismo tiempo, aumentar el uso de energías renovables hasta un 20 % del consumo total de la UE.

Y para el 2050 reducir hasta la mitad las emisiones de gases de efecto invernadero, con respecto al nivel que se alcanzó en 1990.

España se encuentra entre los países que más esfuerzo tendrán que hacer porque llevan más retraso en su reducción de emisiones.

- Según el informe del Grupo III del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el cambio Climático (IPCC) una alternativa eficaz para la reducción de las emisiones a la atmósfera de este gas de efecto invernadero y, consecuentemente para la mitigación del calentamiento global, son las tecnologías CAC, de Captura y Almacenamiento geológico de CO₂.

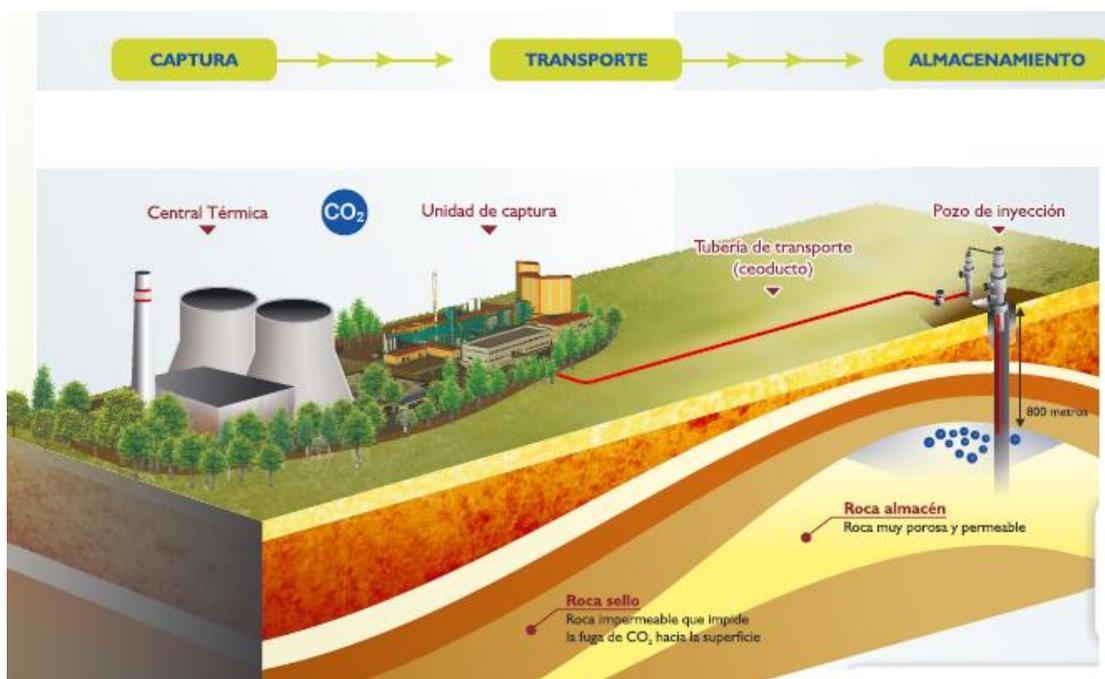


Figura 2.1: Tecnologías CAC de captura y almacenamiento geológico de CO₂

- En la XVII Cumbre de la ONU sobre Cambio Climático celebrada en Durban (Sudáfrica), el 28 de noviembre del 2011, se aprobó fijar una hoja de ruta para un acuerdo global de reducción de emisiones que se llevará a cabo en 2015.

También se incluyó la puesta en marcha del Fondo Verde para el Clima acordado en Cancún (México), un fondo con el que los países ricos deben ayudar a los países pobres en su lucha por adaptarse al calentamiento global.

La reunión de Durban, batió un récord al convertirse en la Cumbre del Clima más larga de la historia, debido a las diferencias entre la Unión Europea (UE), Estados Unidos, China y la India. Al final, EEUU y China, los mayores contaminadores del planeta y responsables del 40 % de las emisiones mundiales de gases contaminantes, cedieron y se subieron al carro de los más de 190 países que aprobaron la Plataforma de Durban para la Acción Reforzada.

- La UE, respaldada por una coalición de los Países Menos Desarrollados y de la Asociación de pequeños Estados Isleños (AOSIS) logró imponer su postura a las potencias emergentes y a Estados Unidos para alcanzar un acuerdo global que incluye a los principales emisores.

Este acuerdo, que debe ser adoptado en 2015 y entrar en vigor en 2020, era la condición impuesta por la UE para sumarse a un segundo periodo del Protocolo de Kioto, que expiró en 2012 y que ahora se prolongará hasta 2017 o 2020. Rusia, Japón y Canadá han decidido no formar parte del segundo periodo de compromiso del único tratado vigente sobre reducción de emisiones, que obliga solo a las naciones industrializadas, excepto a Estados Unidos.

- Bruselas no consiguió su objetivo de obtener un marco legal sólido para obligar a los grandes emisores a cumplir sus compromisos y dejó para la cumbre, que tuvo lugar en Catar en noviembre de 2013, la discusión sobre recortes de emisiones más ambiciosos y la captación del dinero necesario para nutrir el Fondo Verde para el Clima. A partir de 2020 el fondo debe proporcionar a los países más desfavorecidos 100 000 millones de dólares anuales para hacer frente a los estragos del cambio climático.
- Según los científicos, los recortes de emisiones actuales no impedirán que la Tierra se caliente a finales de siglo por encima de los 2 grados centígrados considerados peligrosos y sería necesario recortar en un 50 % los gases de efecto invernadero para 2050.

2.3.1 Modelo energético

El modelo energético español no es sostenible, fundamentalmente debido a su baja eficiencia en el uso de la energía, a sus costes crecientes (muy expuestos al riesgo de precio de los combustibles fósiles), y a la baja inversión en capital tecnológico. Ahora bien, la transición hacia un modelo energético sostenible no sólo es deseable, sino también posible.

Este modelo deseable debe ser uno basado fundamentalmente en el consumo eficiente de la energía, en el uso de las energías renovables, y en la inversión en tecnología, de forma que se maximice el bienestar aportado por los servicios energéticos sin que se reduzca el capital ambiental.

Para lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, a medio y largo plazo, la solución pasa por adoptar tecnologías y costumbres limpias, tanto a nivel personal como industrial; ya que no existe una única solución al modelo:

- Eficiencia y ahorro energético.
- Uso de combustibles con menores contenidos en carbono: el gas natural frente al carbón.
- Aumentar los sumideros naturales de CO₂: reforestación.
- Uso de fuentes de energía con bajos niveles de emisión de CO₂: las energías renovables (solar, eólica, etc.) o la nuclear.

No obstante, la puesta a punto, comercialización y rentabilidad de algunas de estas tecnologías llevará un tiempo considerable.

Además, a corto plazo, la demanda de energía va a seguir creciendo debido especialmente, al desarrollo y demanda de los países emergentes (India y China, entre otros).

Por tanto, es imprescindible encontrar soluciones puente que permitan el uso de energías fósiles y de otros procesos industriales emisores de CO₂ (cementos, refinerías, etc.) de un modo “limpio”.

Entre estas soluciones puente, se encuentra la captura y el almacenamiento geológico de CO₂ (CAC) que consiste en captar el dióxido de carbono (CO₂) emitido por las instalaciones industriales, transportarlo a un emplazamiento de almacenamiento y finalmente inyectarlo y confinarlo en una formación geológica subterránea adecuada, con vista a su almacenamiento permanente.

Según el Informe del IPCC de Naciones Unidas, la CAC contribuiría entre el 15 y 55 % al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta el 2100, presentándose, por tanto, como una tecnología de transición (solución puente) que contribuirá a mitigar el cambio climático.

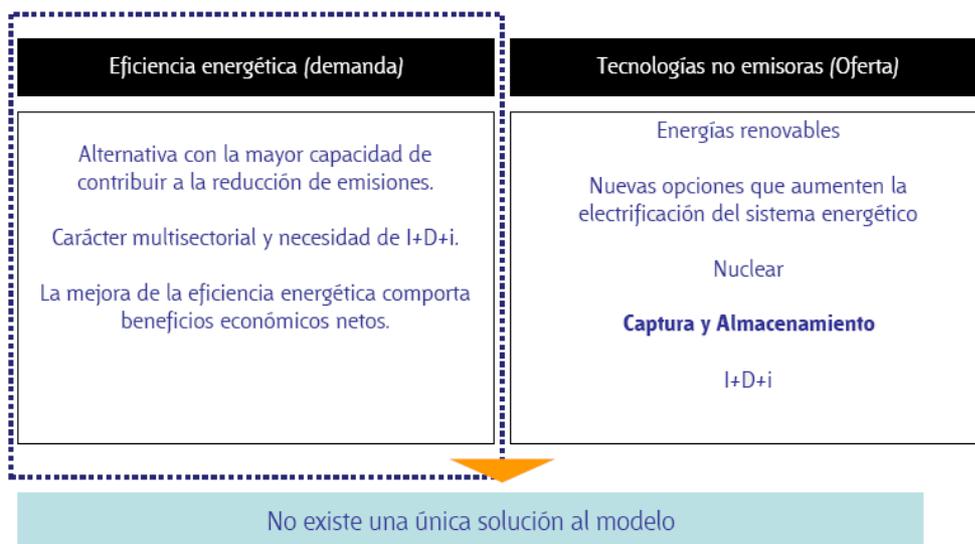


Figura 2.2: Soluciones al modelo

3 Aspectos Legales

3.1 Marco regulatorio para el almacenamiento de CO₂

Como consecuencia del Panel Intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), de la Convención Marco de Naciones Unidas para el cambio climático y de la firma y ratificación del protocolo de Kioto, desde hace años se ha creado una conciencia social y política que ha llevado a los gobiernos a establecer políticas para disminuir las emisiones de CO₂.

A pesar de la creciente preocupación por la crisis económica y el desempleo, siguen siendo claros los compromisos y las tendencias en el sector energético hacia una energía más limpia y baja en emisiones de CO₂, al menos desde la UE.

De acuerdo con informes del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de Naciones Unidas, en el contexto de la reducción global de las emisiones de CO₂ en un 50 % de aquí a 2050, es necesario reducir entre un 25 y un 40 % las emisiones en el mundo desarrollado de aquí a 2020, y entre un 80 y un 95 % de aquí a 2050.

Entre las opciones para alcanzar estos objetivos se encuentra la captura y el almacenamiento geológico de carbono (CAC) como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático.

El desarrollo de esta tecnología y la inversión en la misma por parte de las industrias y empresas requiere definir un marco técnico, económico y jurídico que garantice su despliegue de manera segura para el medio ambiente.

Este marco regulador se ha abordado en la Unión Europea mediante la aprobación de la Directiva 2009/31/CE. La citada Directiva se inscribe en el denominado paquete de energía y cambio climático, con el que los países de la UE darán cumplimiento al compromiso asumido por los Jefes de Estado y de Gobierno en marzo de 2007 de reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % respecto al año base, en el año 2020. Cabe apuntar que, de acuerdo con los estudios efectuados con vistas a evaluar el impacto de la Directiva, aplicar esta tecnología podría llegar a evitar en 2030, emisiones que representan aproximadamente el 15 % de las reducciones exigidas en el ámbito de la Unión Europea.

3.2 Ley de almacenamiento geológico de CO₂

La Ley 40/2010, de 29 de Diciembre, de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono, incorpora al ordenamiento jurídico español las disposiciones contenidas en la Directiva citada, adaptándolas a la realidad industrial, geológica y energética de nuestro país, y estableciendo una base jurídica para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono en nuestro país, en condiciones seguras para el medio ambiente, para contribuir a la lucha contra el cambio climático.

Esta Ley se limita a regular la actividad de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, y sólo contiene previsiones puntuales en relación con la captura y el transporte.

En relación con la captura, las instalaciones dedicadas a esta actividad se someten a la normativa sobre control integrado de la contaminación, por lo que necesitarán obtener la correspondiente autorización ambiental integrada, y quedan sujetas también a la normativa sobre evaluación de impacto ambiental.

Del mismo modo, por lo que se refiere al transporte, se contempla que las redes de transporte por tubería deban someterse a declaración de impacto ambiental. A estos efectos, las disposiciones finales de la Ley introducen modificaciones en la normativa de evaluación de impacto ambiental y de control integrado de la contaminación.

El **capítulo I** contiene las disposiciones generales del régimen de almacenamiento geológico de carbono; ya que se ha decidido abordar la transposición a través de un proyecto de Ley, en lugar de reformar otras normas de nuestro ordenamiento, debido a

las singulares características de la CAC. Más que en el aprovechamiento de un recurso geológico, el interés se centra en contribuir a la mitigación del cambio climático mediante una técnica que exige un régimen jurídico propio, orientado a garantizar la seguridad para el medio ambiente y las personas.

La ley se aplicará en las estructuras subterráneas en España, incluyendo su mar territorial, su zona económica exclusiva y su plataforma continental, prohibiéndose de manera expresa el almacenamiento en la columna de agua.

Establece las competencias que corresponden a cada Administración, atribuyéndose al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, entre otras, otorgar los permisos de investigación cuya superficie afectada abarque el territorio de más de una comunidad autónoma o al subsuelo marino y otorgar y revocar las concesiones de almacenamiento.

A su vez los órganos competentes de las comunidades autónomas serán responsables de otorgar los permisos de investigación en su territorio, de establecer un sistema de inspecciones en los lugares de almacenamiento, de realizar el seguimiento y establecer las medidas correctoras oportunas y de aprobar el plan de seguimiento.

Finalmente, corresponde al Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, entre otras, la aprobación del plan definitivo de gestión posterior al cierre y proponer al Consejo de Ministros la transferencia de responsabilidad sobre los lugares de almacenamiento cerrados.

Se trata también la posible concurrencia de derechos sobre una misma área, designándose al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o al órgano competente de la comunidad autónoma, en su caso, y según la distribución competencial prevista, como responsables para resolver las incidencias que pudieran suscitarse.

El **capítulo II** regula los permisos de investigación y la concesión de almacenamiento.

La obtención de un permiso de investigación será obligatoria cuando se pretenda realizar una exploración con el fin de determinar la capacidad de almacenamiento o la idoneidad de un lugar determinado.

Los permisos de investigación son otorgados por el órgano competente de la comunidad autónoma o por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en determinados casos, estando obligados a resolver sobre las solicitudes en el plazo máximo de un año. Estos permisos conferirán el derecho exclusivo de investigar en un área delimitada.

El permiso de investigación se otorgará en aquellos casos en los que sea necesario una exploración con el fin de conocer la capacidad de almacenamiento de un emplazamiento determinado y conferirá el derecho exclusivo a investigar dicha área. La validez del permiso no excederá los 4 años, si bien el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá prorrogarlo por dos periodos máximos de 2 años.

El solicitante del permiso de investigación deberá incluir al menos, junto con las solicitudes de permisos de investigación, la siguiente documentación acreditativa:

- El nombre y la dirección del titular.
- Acreditación de la competencia técnica y económica del titular.
- La superficie del permiso delimitada por sus coordenadas geográficas, definida por la agrupación de cuadriláteros de $1' \times 1' = 270$ hectáreas, siempre que no supere un máximo de 100.000 hectáreas.
- Un plan de investigación del lugar de almacenamiento que incluya un plan de labores con todas las actuaciones programadas y los medios necesarios para su ejecución, de conformidad con los criterios del anexo I.

La concesión de almacenamiento confiere a su titular el derecho exclusivo a almacenar CO₂ en el lugar de almacenamiento, siendo el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el encargado de otorgar estas concesiones. Sólo se podrá almacenar CO₂ en aquellas formaciones geológicas consideradas idóneas, lo que se determinará a través de una caracterización y una evaluación del complejo de almacenamiento potencial y de las formaciones geológicas circundantes, de conformidad con los criterios especificados en el anexo I de la ley.

Se regula, como parte de la solicitud de concesión de almacenamiento, una garantía financiera que debe responder del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión, así como de las obligaciones derivadas de la inclusión de los lugares de almacenamiento en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Se recoge asimismo el contenido de las concesiones, que debe incluir un plan de seguimiento de los lugares de almacenamiento, y el procedimiento de revisión y revocación de las mismas.

En relación a las concesiones de almacenamiento, los puntos principales son:

- La concesión de almacenamiento confiere a sus titulares el derecho a explotar en exclusiva un almacenamiento por un periodo de 30 años prorrogable por dos periodos sucesivos de diez años.
- La aprobación de la concesión de almacenamiento conllevará la declaración de utilidad pública o interés social de los terrenos suprayacentes que resulten necesarios para el establecimiento de las instalaciones de inyección.
- El titular de la concesión de almacenamiento tendrá la obligación de realizar un plan de seguimiento continuo de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento. Por su parte, las Comunidades Autónomas llevarán a cabo un sistema de inspecciones rutinarias de las instalaciones.

- El objeto de almacenamiento deberá estar mayoritariamente compuesto de dióxido de carbono, por lo que no se podrá añadir al flujo de CO₂ ningún residuo o sustancia con el objeto de su eliminación.
- Una vez transcurrido el plazo de la concesión, el titular procederá al cierre conforme a lo establecido y la responsabilidad sobre el emplazamiento pasará a ser del Estado
- Esta ley no se aplica al almacenamiento con fines científicos o de experimentación, siempre que la capacidad sea inferior a 0.1 Mt.

A efectos de difusión y acceso a la información, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo creará y mantendrá un registro de las concesiones de almacenamiento concedidas y un registro permanente de todos los lugares de almacenamiento cerrados y de los complejos de almacenamiento circundantes.

Este título confiere a su titular el derecho exclusivo a almacenar CO₂ en el lugar de almacenamiento. Es otorgada, en todos los casos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorable del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino y de las comunidades autónomas afectadas.

La solicitud de concesión de almacenamiento debe incluir, entre otra información, un proyecto de explotación del lugar de almacenamiento que incluya el programa de inversiones y las actividades comerciales previstas, la cantidad total de CO₂ que podrá ser inyectada y almacenada, así como las fuentes de origen y en particular si proceden de actividades propias o de terceros, los métodos de transporte previstos, la composición de los flujos de CO₂, los índices y presiones de inyección y la situación de las instalaciones de inyección. Dicha solicitud se remitirá al órgano competente de la comunidad autónoma para que ésta emita informe en un plazo de tres meses.

Se solicitará también del órgano competente de la comunidad autónoma la aprobación del plan de seguimiento y del plan provisional de gestión posterior al cierre. Igualmente se solicitará informe de la Comisión Europea en el plazo de un mes desde que se hubiese recibido la solicitud así como del Instituto Geológico y Minero de España, presumiéndose este último favorable si no existe un pronunciamiento expreso en un plazo de tres meses.

El solicitante deberá presentar, junto con su solicitud de concesión de almacenamiento, la prueba de la constitución de una garantía financiera que responda del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión y de esta ley.

El **capítulo III** aborda el funcionamiento de los lugares de almacenamiento y su cierre, así como las obligaciones derivadas de éste. Se establecen una serie de obligaciones de información y un sistema de inspecciones con el fin de garantizar la seguridad de los emplazamientos. Asimismo, se recogen las medidas que deben adoptarse en caso de irregularidades significativas o fugas.

Los órganos competentes de conformidad con lo que prevé la ley deberán realizar estas inspecciones y exigir, o adoptar en su caso, las medidas correctoras necesarias. Debe recordarse, asimismo, que al margen de otras consecuencias que puedan derivarse de posibles fugas, los titulares tendrán que entregar derechos de emisión para responder de las emisiones que tales fugas supongan con arreglo a Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Además establece las obligaciones relativas al cierre y al periodo posterior al cierre, delimitando aquellas áreas sobre las que el titular del emplazamiento sigue siendo responsable hasta la transferencia de responsabilidad al Estado; a este respecto cabe destacar que sólo cuando se demuestre que el CO₂ almacenado se encuentra completa y permanentemente confinado, y una vez hayan transcurrido 20 años desde el cierre del lugar de almacenamiento, se transferirá la responsabilidad sobre el mismo del titular a la Administración General del Estado.

Prevé, por último, la creación de un fondo de seguimiento de lugares de almacenamiento de dióxido de carbono, que tiene como objetivo principal cubrir los costes de seguimiento tras la transferencia de responsabilidad y que se dotará con cargo a las aportaciones de los titulares de los lugares de almacenamiento.

El **capítulo IV** regula el acceso de terceros a la red de transporte y a los lugares de almacenamiento, que debe ser transparente y no discriminatorio, estableciendo los criterios básicos para garantizar este acceso. Asimismo contempla la resolución de posibles conflictos, tanto nacionales como transfronterizos.

El **capítulo V** recoge la creación de un registro de concesiones de almacenamiento y de otro de lugares de almacenamientos cerrados y de los complejos de almacenamiento circundantes. Asimismo, establece la puesta a disposición del público de la información relacionada con el almacenamiento geológico de CO₂ de conformidad con la normativa aplicable.

El **capítulo VI** establece el régimen sancionador. La ley distingue entre infracciones muy graves, graves y leves, e identifica distintas conductas típicas relacionadas con el incumplimiento de las obligaciones impuestas por la ley, así como las correspondientes sanciones, que pueden alcanzar los 5 millones de euros.

La **disposición adicional primera** establece la obligación de tener en cuenta las concesiones de almacenamiento de CO₂ en los correspondientes instrumentos de ordenación del territorio, de ordenación urbanística o de planificación de infraestructuras viarias, según corresponda.

La **disposición adicional segunda** establece las obligaciones para las instalaciones de combustión con una potencial igual o superior a 300 megavatios a las que se conceda primera autorización administrativa de construcción después del 25 de junio de 2009, con el objetivo de una futura adaptación de las mismas para capturar CO₂.

La **disposición adicional tercera** establece las condiciones para el almacenamiento de dióxido de carbono en estructuras geológicas que se extiendan, en todo o en parte, por el subsuelo marino.

La **disposición adicional cuarta** establece la garantía de la viabilidad en el plazo de tramitación de los proyectos que se desarrollen en España.

La **disposición transitoria primera** establece el régimen de las autorizaciones de reconocimiento de estructuras subterráneas para su utilización como almacenamiento de CO₂, tramitadas con arreglo a la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.

La **disposición transitoria segunda** establece el régimen aplicable a las zonas de reserva a favor del Estado.

La **disposición final primera** modifica la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas.

La **disposición final segunda** modifica el texto refundido de la Ley de Evaluación Ambiental de Proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.

La **disposición final tercera** modifica la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.

La **disposición final cuarta** modifica la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos.

La **disposición final quinta** modifica la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación.

La **disposición final sexta** modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La **disposición final séptima** modifica la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.

La **disposición final octava** modifica el texto refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo.

La **disposición final novena** modifica la Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio.

La **disposición final décima** modifica el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo.

La **disposición final undécima** hace referencia al Título competencial; ley con carácter básico al amparo del artículo 149.1. 23.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia para dictar la legislación básica en materia de protección del medio ambiente.

La **disposición final duodécima** hace referencia a la Incorporación del derecho comunitario; esta ley incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

La **disposición final decimotercera** habilita al Gobierno para que en el ámbito de sus competencias apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación, ejecución y desarrollo de lo establecido en esta ley.

La **disposición final decimocuarta** establece que mientras no se apruebe el desarrollo reglamentario de esta ley, a los procedimientos de autorización y concesión de almacenamiento geológico de dióxido de carbono tramitados por la Administración General del Estado se les aplicará el Real Decreto 2857/1978, de 25 de agosto, por el que

se aprueba el Reglamento General de la Minería, en lo que no contradiga lo dispuesto en ella.

La **disposición final decimoquinta** establece que la presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

El **anexo I** establece los criterios de caracterización y de evaluación del complejo de almacenamiento potencial y de la zona circundante.

El **anexo II** establece los criterios para el establecimiento y actualización del plan de seguimiento, así como para el seguimiento posterior al cierre

Desde la UE se opina que la captura y el almacenamiento geológico de CO₂ deben desempeñar un papel central en el cambio de modelo energético y en el diseño de las políticas energética, industrial y de lucha contra el cambio climático.

De acuerdo con análisis realizados por la Comisión Europea, llevar a cabo una reducción de emisiones del 30 % en 2030 tendría unos costes 40 % superiores si no se emplea la tecnología CAC; por lo que, no utilizar esta tecnología puede poner en riesgo el logro de objetivos medio ambientales de la UE y también conllevar efectos negativos sobre la competitividad y el empleo.

Es importante destacar que los focos emisores susceptibles de emplear esta tecnología se encuentran sujetos al régimen europeo de comercio de derechos de emisión.

En los próximos años la UE va a ir reduciendo progresivamente la asignación gratuita de los derechos de emisión, por lo que el coste de emitir gases de efecto invernadero va a aumentar considerablemente. En este escenario, el acceso a la CAC se plantea como un elemento muy importante a la hora de adoptar decisiones de inversión ya que permite un ahorro de costes para las empresas, pues no tendrían que adquirir derechos de emisión.

4 Criterios de selección de emplazamiento

Es necesario definir aquellos parámetros o criterios que servirán para considerar una estructura como idónea para el almacenamiento de CO₂. La selección de una estructura se basará en múltiples criterios, tanto técnicos como socio-económicos. Por tanto, para realizar una óptima selección y reducir el riesgo de exploración, se deberán utilizar programas y algoritmos matemáticos de jerarquización de elementos basados en múltiples criterios.

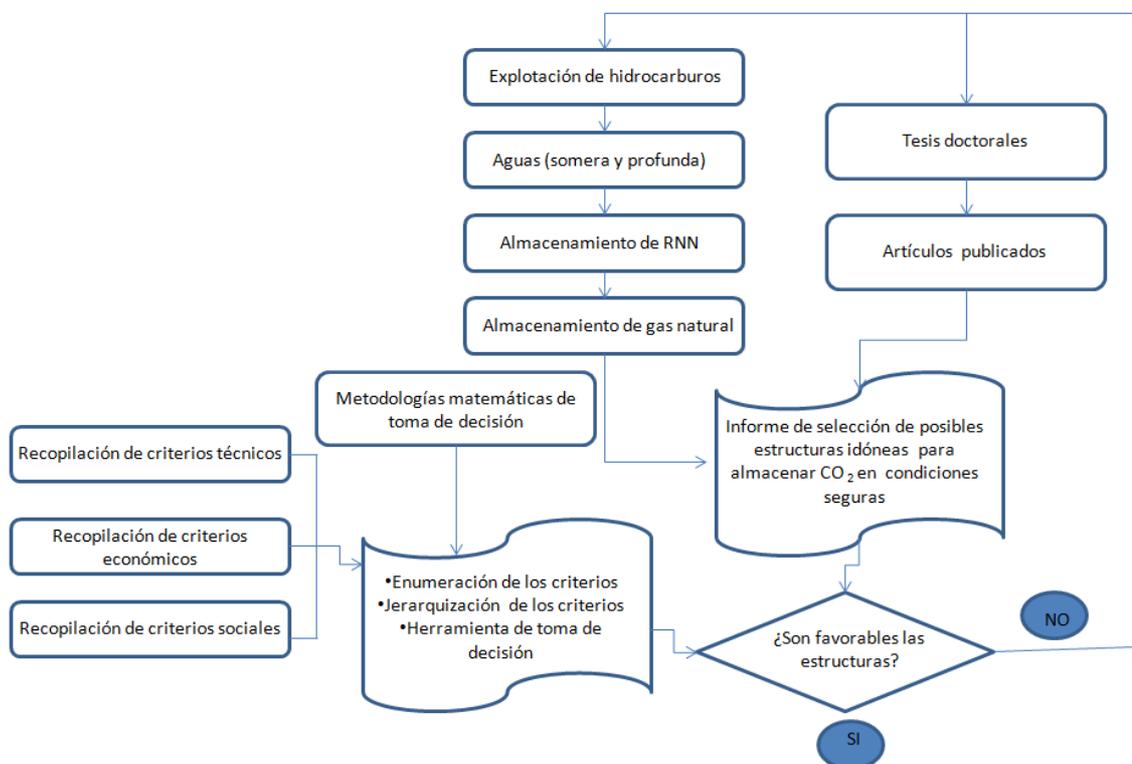


Figura 4.1: Diagrama que recoge los procesos a realizar en la etapa de definición

Las dos actividades principales son:

- Recopilación de información
- Definición de los parámetros necesarios y metodología de evaluación de emplazamientos.

Los criterios de selección de emplazamientos establecen las características que debe poseer un emplazamiento para garantizar que el sistema de almacenamiento en su conjunto se comporte de acuerdo con los requisitos de seguridad y permanencia del CO₂ inyectado durante todo el periodo requerido. El emplazamiento para el almacenamiento de CO₂, además de ser geológicamente adecuado, debe ser económicamente viable, técnicamente posible, seguro, socialmente sostenible y aceptado por el público.

En este apartado se describen los criterios técnicos y socio económicos que intervendrán en la selección de emplazamientos, a partir de estos criterios la aplicación CO₂SITEASSES permite almacenar la valoración y obtener de forma rápida y cuantificada la jerarquización de las estructuras de estudio, además de poder establecer comparaciones entre otras estructuras ya almacenadas en la base de datos mediante la asignación de un peso a cada criterio tratado.

CRITERIOS TÉCNICOS	Subgrupo1	Peso	Subgrupo 2	Peso	Subgrupo 3	Peso
	Tectónica	0,2	Geomecánica	0,2		
Continuidad lateral fm.			0,6	Estructura regional	0,75	
				Estructura local	0,25	
Fracturación	0,2	Fallas	0,8			
		Juntas	0,2			
Geología	0,44	Fm Sello	0,25	Plasticidad	0,29	
				Porosidad	0,36	
				Potencia	0,36	
		Fm Almacén	0,75	Porosidad	0,4	
				Permeabilidad	0,4	
				Litología	0,07	
				Potencia	0,13	
Hidrogeología	0,1	TDS	0,33			
		Hidrodinámica	0,67			
Capacidad	0,13					
Estado del CO ₂	0,09	Profundidad	0,8			
		Temperatura	0,2			
Otras formaciones	0,05	Hidrocarburos	0,6			
		Carbón	0,2			
		Formaciones salinas	0,13			
		Otras formaciones	0,07			

Tabla 4.1: Peso de criterios técnicos

CRITERIOS SOCIO ECONÓMICOS	Subgrupo1	Peso	Subgrupo 2	Peso	Subgrupo 3	Peso
	Información disponibles	0,5				
	Fuentes de CO ₂	0,17	Distancia	0,8		
			Calidad del CO ₂	0,2		
	Áreas de interés	0,17	Distribución población	0,71		
			Áreas medioambientales	0,14		
			Áreas culturales	0,14		
	Ubicación regional	0,11				
	Madurez	0,06	Clima	0,11		
			Infraestructura actual	0,54		
Infraestructura afectada			0,36			

Tabla 4.2: Peso de criterios socio económicos

En caso de que la aplicación considere como APTA la estructura, es decir, que cumpla con los criterios de evaluación, está nos arrojará un resultado cuantificable en una escala comprendida entre 1 y 9. Esto es lo que nos permitirá comparar distintos emplazamientos de una manera totalmente objetiva.

Los intervalos comprendidos en esta escala son:

- De 0 a 2: Idoneidad de la estructura pésima.
- De 2 a 4: Idoneidad de la estructura mala.
- De 4 a 6: Idoneidad de la estructura normal.
- De 6 a 8: Idoneidad de la estructura buena.
- De 8 a 9: Idoneidad de la estructura óptima

A partir de estos intervalos se elige de todas las alternativas posibles la más idónea.

4.1 Criterios técnicos

Los criterios técnicos a aplicar son:

- Tectónicos y estructurales
- Geológicos
- Hidrogeológicos
- CO₂ del subsuelo
- Capacidad
- Posibles formaciones de interés

4.1.1 Tectónicos y estructurales

Un primer criterio geológico de selección de áreas favorables para el almacenamiento de CO₂ podría derivar en la diferenciación entre zonas geológicas de rango mayor, es decir entre zonas cratónicas, orógenos y cuencas sedimentarias.

Los orógenos activos y las zonas cratónicas no se consideran zonas idóneas para un posible almacenamiento de CO₂, debido a que no poseen las rocas con las características adecuadas para ello, bien porque el tipo de roca es cristalina y normalmente muy fracturada, o bien porque la intensa fracturación persistente implica la ausencia de formaciones que actúen como sellos continuos.

Las cuencas sedimentarias, por el contrario, poseen, por regla general, el tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar el CO₂. En general son áreas poco o nada fracturadas y además en ellas se encuentran, generalmente, las plantas de generación de energía.

La favorabilidad de las cuencas sedimentarias para el almacenamiento de CO₂ depende en parte de su localización en la placa continental.

Las cuencas formadas en el centro o cerca del borde de placas continentales estables son excelentes objetivos para considerar como lugares de almacenamiento del CO₂, porque poseen la estructura y estabilidad necesaria para ello; tales cuencas se encuentran dentro de muchos continentes y alrededor del océano Atlántico entre otros. Igualmente las cuencas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas, constituyen también buenos objetivos y han de ser consideradas en el proceso de selección; por el contrario, las cuencas sedimentarias situadas en áreas tectónicamente activas, donde existe subducción o entre cadenas de plegamiento activas, son menos recomendables para el almacenamiento de CO₂ y éstas deben ser, en todo caso, cuidadosamente estudiadas, debido al potencial riesgo de escape de CO₂.

En el polo opuesto a las primeras, se encuentran las cuencas sedimentarias situadas en los bordes de placas activas, donde existe subducción o entre cadenas de plegamiento activas; normalmente son cuencas sujetas a alta actividad tectónica, con sedimentos sinorogénicos, plegados y fallados y presencia de procesos volcánicos y sísmicos, por lo que no proporcionan un lugar idóneo para el almacenamiento de CO₂.

De manera general, cuencas con limitadas potencialidades para el almacenamiento de CO₂ son probablemente todas aquéllas que:

- Estén muy falladas y fracturadas.
- Estén situadas en cinturones de plegamiento.
- Presenten secuencias muy discordantes.
- Muestren importantes procesos de diagénesis.

Estos criterios pueden considerarse excluyentes y permitirán descartar áreas a priori.

Dentro de la búsqueda de las condiciones geológicas que garanticen la estanqueidad del almacenamiento de CO₂, otra de las grandes aproximaciones al establecimiento de criterios geológicos para la selección de áreas favorables es la que se deriva del análisis de la deformación y fracturación dentro de su contexto geodinámico y su relación con la sismicidad.

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

La disposición geométrica de una falla o zona de falla respecto al campo de esfuerzos existente en una zona dada de la corteza condiciona su comportamiento mecánico, de forma que ante una orientación favorable se requiere su caracterización como fuente sismogénica o fuente tectónica capaz.

Por fuente sismogénica se entiende una zona terrestre con potencialidad de generar terremotos diferente a las zonas que la rodean, lo que incluye un amplio abanico de posibilidades, desde una estructura tectónica bien definida, hasta una zona extensa con sismicidad difusa; una fuente tectónica capaz es una estructura tectónica, que bajo el régimen tectónico existente, puede generar vibraciones en el suelo o deformación.

4.1.1.1 [Estructura del almacén](#)

El emplazamiento deberá ubicarse en un medio geológico que garantice la separación física permanente entre el CO₂ almacenado y la biosfera. Una de las principales características exigidas a un emplazamiento geológico para ser catalogado como posible almacén es que constituya un marco geológico que garantice el confinamiento del CO₂ en profundidad, es decir, que: “conformen trampas estratigráficas o estructurales que,

cumpliendo otros requisitos geológicos, garanticen la estanqueidad de la formación almacén a corto, medio y largo plazo.”

Se entiende por trampa aquellas configuraciones geológicas que, respondiendo a causas tectónicas (pliegues, fallas, etc.) o estratigráficas (debidas a factores litológicos, sedimentarios o paleogeográficos: cambios laterales de facies, acuñamientos, lentejones y arrecifes, paleocauces, etc.), resulten en la presencia conjunta de un medio permeable confinado por otro impermeable capaz de evitar la liberación de los fluidos contenidos en el primero (pares almacén-sello).

Es necesario identificar formaciones almacén que formen parte de trampas o que estén limitadas a techo por sellos impermeables adecuados que eviten el escape a la atmósfera del CO₂ inyectado. La caracterización detallada de las unidades confinantes es uno de los aspectos más relevantes a efectos de evaluar el comportamiento del sistema almacén a lo largo del tiempo y que posteriormente se tratara.

La idoneidad de un sello no excluye la presencia de fallas o fracturas que puedan constituir vías preferenciales para el escape del CO₂; es por ello que es necesario demostrar la idoneidad del mismo considerando sus eventuales zonas de fractura frente a la liberación del CO₂ y anticipar su correcto funcionamiento durante las operaciones de inyección.

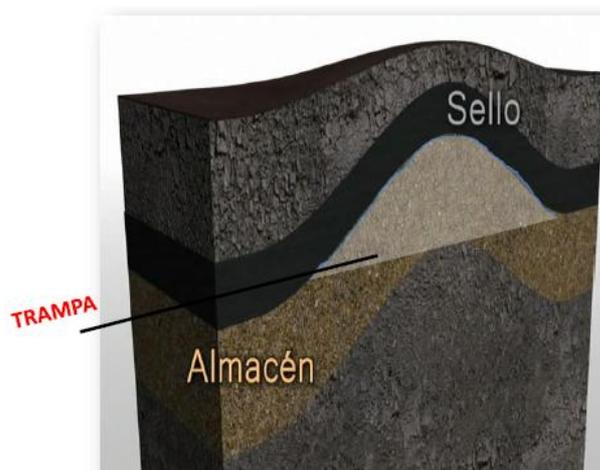


Figura 4.2: Estructura almacén

4.1.1.2 [Extensión y continuidad litológica](#)

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

Serán prioritarias las formaciones con gran extensión lateral y sin perturbaciones que pudieran actuar como vías de flujo preferentes; es decir formaciones sin variaciones importantes de permeabilidad en todo su dominio pues serán favorables para el fin que se pretende.

Hay que destacar la importancia de los cambios laterales de facies desde dos perspectivas diferentes; se consideran favorables los cambios laterales de facies al poder constituir trampas y, en el caso de la presencia y distribución de intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén, retardar el desplazamiento tanto vertical como horizontal del CO₂ y al mismo tiempo favorecer su disolución en el agua de la formación; y desfavorables, ya que los cambios laterales de facies pueden actuar como vías de transferencia del CO₂ a zonas alejadas del almacenamiento y, en último término, alcanzar la biosfera.

El resultado es que la forma de la pluma de CO₂ ascendente a través de la matriz de la roca dependerá, en gran medida, de la heterogeneidad de la formación.

La extensión y continuidad litológica del sello a techo de la formación almacén son también importantes para establecer el área de confinamiento y las vías de escape potenciales, ya que son barreras de permeabilidad que impiden o dificultan la migración del CO₂ desde el punto de inyección.

La integridad del sello depende de su distribución espacial y de sus propiedades físicas. El sello debería tener carácter regional y ser litológicamente uniforme, especialmente en su base. La existencia de cambios laterales de facies en sus unidades inferiores puede favorecer la liberación del CO₂ desde el almacén hacia los niveles superiores.

Para una selección definitiva de emplazamientos es necesario evaluar la integridad de la formación almacén y del sello frente a posibles perturbaciones como consecuencia de la inyección (microsismicidad y reactivación de fallas, fracturas), futuras intrusiones humanas (sondeos) y las posibles alteraciones negativas de las propiedades del mismo como consecuencia de interacciones CO₂-agua-roca.

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

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

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

4.1.2 Geológicos

El estudio geológico de la formación susceptible para el almacenamiento geológico de CO₂ debe tener en cuenta:

- Las características de la formación almacén considerada.
- Las características de las formaciones que actúan como sello.

4.1.2.1 [Existencia de formaciones adecuadas](#)

Un criterio clave a seguir en la selección de cuencas y emplazamientos es la existencia de formaciones que presenten porosidad y potencia adecuadas (capacidad de almacenamiento) y una permeabilidad suficiente (buena inyectividad del CO₂). Además, la formación almacén debe estar limitada a techo por unidades confinantes (sellos) extensas para evitar liberaciones de CO₂ hacia niveles superiores y, en último término, a la biosfera.

Por tanto, es un criterio de favorabilidad la existencia en la cuenca de una formación almacén, con una porosidad y permeabilidad adecuadas, por encima de un valor umbral dado, extensas y de potencia y homogeneidad litológica, y una formación sello, a techo de las anteriores, con permeabilidad al CO₂ libre por debajo de un valor umbral y con potencia y continuidad lateral adecuadas. Y es un criterio excluyente si puede descartarse la presencia de una de las dos formaciones y/o su posición relativa. La existencia de formaciones permeables con intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén (cambios laterales de facies), constituye un criterio condicionante, sujeto a evaluación detallada.

4.1.2.2 [Existencia de formaciones adecuadas](#)

Puede considerarse como formación almacén todo macizo rocoso con huecos (porosidad), con la condición de que estén unidos entre sí (permeabilidad), siendo capaz de retener y dejar circular fluidos. Por tanto, las dos propiedades principales que debe tener una roca son:

- La porosidad que condiciona, entre otros, la capacidad de almacenamiento.
- La permeabilidad, de la que depende el desplazamiento del fluido en el interior de la roca, lo que condiciona el caudal de inyección y en consecuencia el grado de explotación del yacimiento.

4.1.2.2.1 Porosidad

La porosidad de una roca se define como el porcentaje del volumen de los huecos, en relación al volumen total de la roca, y da una idea de la capacidad de la formación para almacenar fluidos.

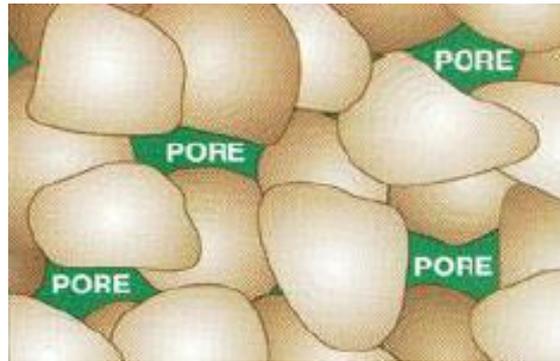


Figura 4.3: Porosidad en una roca

Conviene distinguir entre porosidad total, que se refiere al volumen total de los huecos, y la porosidad efectiva, que indica el volumen de huecos unidos entre sí, y que refleja el volumen real de huecos susceptible de ser ocupado por el CO_2 .

Para la selección de una formación almacén importa exclusivamente la porosidad efectiva (20-50 % de la total).

En la porosidad influyen varios factores como son la forma de los granos, la disposición de éstos y su tamaño, por lo que cada tipo de roca presenta un rango de porosidad característico.

Así, la porosidad total de las areniscas suele variar entre un 5 % y un máximo de un 30 %, dependiendo ésta de la clasificación más o menos homogénea de los granos que la componen, de su forma geométrica, del tipo de empaquetado y del grado de cementación.

En cuanto a las rocas carbonatadas, fundamentalmente calizas y dolomías, puede decirse que los cambios más importantes en la porosidad primaria pueden ser debidos a los procesos de compactación, de disolución del aragonito y de la calcita, de precipitación de cemento calizo y de formación de mineralizaciones de dolomita, de modo que, por ejemplo, en este último caso se produce la aparición de nuevos espacios porosos de cierta consideración y, por tanto, la aparición de cierta porosidad secundaria.

La roca almacén debe tener elevada porosidad, por encima del 10-12 %, para que pueda albergar en su interior gran cantidad de fluido. Por esto, los materiales preferibles serán las rocas siliciclásticas y, en algunos casos, las rocas carbonatadas, descartando, en principio, las rocas plutónicas y las metamórficas, ya que su gran dureza y su reducida porosidad elevarían considerablemente el coste de perforación de los sondeos.

<i>POROSIDAD</i>	<i>TOTAL</i>	<i>EFICAZ</i>
<i>ARCILLAS</i>	40 a 60	0 a 5
<i>LIMOS</i>	35 a 50	3 a 19
<i>ARENAS FINAS, ARENAS LIMOSAS</i>	20 a 50	10 a 28
<i>ARENA GRUESA O BIEN CLASIFICADA</i>	21 a 50	22 a 35
<i>GRAVA</i>	25 a 40	13 a 26
<i>SHALE INTACTA</i>	1 a 10	0,5 a 5
<i>SHALE FRACTURADA / ALTERADA</i>	30 a 50	
<i>ARENISCAS</i>	5 a 35	0,5 a 10
<i>CALIZAS, DOLOMÍAS NO KARSTIFICADAS</i>	0,1 a 25	0,1 a 5
<i>CALIZAS, DOLOMÍAS KARSTIFICADAS</i>	5 a 50	5 a 40
<i>ROCAS ÍGNEAS Y METAMÓRFICAS SIN FRACTURAR</i>	0,01 a 1	0,0005
<i>ROCAS ÍGNEAS Y METAMÓRFICAS FRACTURADAS</i>	1 a 10	0,00005 a 0,01

Tabla 4.3: Valores estimados de la porosidad (%) según Sanders (1998)

4.1.2.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de una roca para que un fluido circule a través de ella.

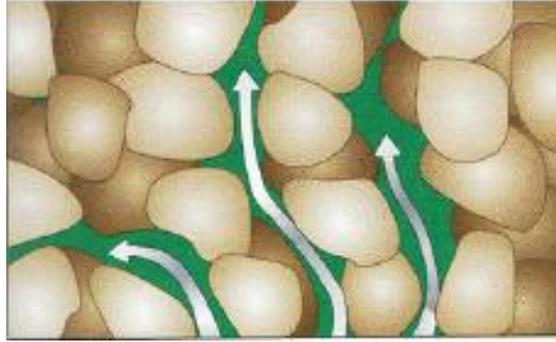


Figura 4.4: Permeabilidad en una roca

Normalmente, se distinguen dos tipos de permeabilidad; la permeabilidad horizontal o lateral, correspondiente a un flujo de los fluidos paralelamente a la estratificación y la permeabilidad vertical o transversal, que corresponde a un flujo perpendicular a la estratificación.

La segunda de ellas es normalmente inferior a la primera, al menos en un medio desprovisto de fisuras verticales. Esto se explica por la presencia, en la mayor parte de los almacenes, de minerales fílicos (arcillas, micas), que se sitúan paralelamente a la estratificación.

La permeabilidad no es una característica estática de la roca pues se ha demostrado, que en muchos casos, disminuye bajo el efecto de la circulación de un fluido. La principal explicación sería la destrucción parcial de ciertos compuestos de la roca (en particular, minerales arcillosos). Las partículas muy finas así formadas, al desplazarse obturarían una parte de los poros más finos, frenando el desplazamiento de los fluidos.

Las formaciones almacén consideradas serán mejores cuanto mayor sea el valor de la permeabilidad. Los factores que determinan la permeabilidad de una formación pueden ser extrínsecos o intrínsecos.

Los factores extrínsecos son los propios de la formación y dependen del tamaño de poro, mientras que los intrínsecos son los que dependen de las características del fluido, como

por ejemplo, la viscosidad y el peso específico. Al igual que sucede con la porosidad, cada tipo de roca se caracteriza por presentar determinados valores de permeabilidad.

La permeabilidad de las areniscas de grano medio, por ejemplo, varía entre 1 mm/día y 0,5 m/día y, además, el gran número de variables que intervienen en ella hace imposible su predicción a partir de la simple consideración de la porosidad; en las rocas carbonatadas, en cambio, la permeabilidad puede variar desde menos de 1 mm/día en el caso de las calizas compactas ricas en minerales de arcilla, hasta varios miles de metros por día en el caso de las brechas groseras y las lumaquelas apenas cementadas. Finalmente, en el caso de calizas que poseen cierta porosidad primaria, los valores más frecuentes de la permeabilidad suelen estar comprendidos entre 10 mm/día y 0,5 m/día.

Probablemente, la mayor transmisividad de casi todas las calizas es debida a la presencia de fracturas y grietas ensanchadas por un efecto secundario de disolución por el agua, a lo largo de los planos de estratificación y las zonas de porosidad primaria.

Un buen acuífero no implica necesariamente un buen almacén de CO₂, ya que una permeabilidad excesiva impediría un control adecuado del fluido inyectado.

Por lo que se considera que los almacenes de CO₂ deben tener unas características límite entre los acuíferos buenos y los pobres, resultando un buen valor de permeabilidad para la formación almacén 0,25 m/día (300 mD), valor mínimo para asegurar un desplazamiento fluido del CO₂ a lo largo de toda la extensión de la roca almacén.

En la siguiente tabla se muestran las permeabilidades de algunas formaciones.

PERMEABILIDAD (m/día)	10 ⁴	10 ³	10 ²	10 ¹	1	10 ⁻¹	10 ⁻²	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10 ⁻⁵	10 ⁻⁶
TIPO DE TERRENO	Grava limpia		Arena limpia; mezcla de grava y arena			Arena fina, arena arcillosa; mezcla de arena, limo y arcilla; arcillas estratificadas			Arcillas no meteorizadas		
CALIFICACIÓN	Buenos acuíferos					Acuíferos pobres			Impermeables		
CAPACIDAD DE DRENAJE	Drenan muy bien					Drenan mal			No drenan		

Tabla 4.4: Permeabilidades de distintas formaciones

La permeabilidad de la roca es el factor principal para establecer el caudal de inyección. Es interesante para poder alcanzar tasas de inyección elevadas, contar con zonas con una permeabilidad local alta, si bien, a escala regional, sería de interés una formación con una permeabilidad baja a fin de aumentar los tiempos de tránsito del CO₂ en la formación almacén.

Es preferible la inyección en zonas con valores de permeabilidad altos ya que las presiones de inyección necesarias son menores, evitando así el posible riesgo de inducir fracturas que serían caminos preferentes para la fuga del CO₂ almacenado.

4.1.2.2.3 Relación entre porosidad y permeabilidad

Porosidad y permeabilidad, están estrechamente relacionadas, y desempeñan un papel fundamental en la selección de cualquier almacenamiento de CO₂.

La formación almacén no basta con que sea porosa sino que además debe ser permeable, es decir, los poros deberán estar conectados para permitir la circulación de fluidos a través de ella.

Aunque en general un terreno muy poroso es igualmente permeable, no hay relación entre ambas características; sin embargo, sí se nota una tendencia general hacia un aumento de la permeabilidad según aumenta la porosidad.

La porosidad y permeabilidad dependen estrechamente de la litología, del modo de sedimentación y de la historia geológica de la cuenca. Desde el punto de vista genético se reconocen dos tipos de características físicas: porosidad-permeabilidad primaria, adquirida desde la sedimentación y la permeabilidad-porosidad secundaria, resultante de los fenómenos posteriores a la diagénesis.

La porosidad es una propiedad isótropa mientras que la permeabilidad es anisótropa, pudiendo diferenciarse una permeabilidad vertical favorable al ascenso del CO₂ a techo

de la formación almacén hasta contactar con la formación sellante y otra o varias horizontal o lateral favorables al desplazamiento lateral de los fluidos, de acuerdo con los gradientes presentes.

La variación vertical y lateral de esta propiedad puede ser importante en una misma cuenca y, por supuesto, entre cuencas. Las estimaciones basadas en estas dos propiedades, permiten tener valores bastante aproximados de la potencialidad de cada emplazamiento para el almacenamiento de CO₂, y de este modo, servir para las estimaciones económicas y toma de decisiones.

4.1.2.2.4 Potencia

Las propiedades capilares de la roca dependen de la litología del almacén y, en particular, del tamaño y forma de los poros, pero también están estrechamente ligadas con la naturaleza de los fluidos que impregnan la roca.

La potencia de la formación almacén junto con la porosidad serán las propiedades de la formación almacén que permiten determinar la capacidad teórica de almacenamiento. Esta capacidad de almacenamiento puede aumentarse más allá de sus límites físicos si se producen fenómenos de confinamiento mineral.

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

No se conoce un valor determinado de espesor que resulte conveniente para el almacenamiento profundo de CO₂, por lo que la elección de uno u otro vendrá determinada por la capacidad de inyección que sea necesaria para unas características hidráulicas, de permeabilidad y de transmisividad, concretas para cada formación.

4.1.2.2.5 Litología

Cuando se evalúa la idoneidad de un almacenamiento geológico de CO₂ otro de los criterios que debe considerarse es la litología de las rocas que van a intervenir en el almacenamiento. La composición mineralógica y las características texturales de las rocas van a tener una influencia en el comportamiento del CO₂ en el emplazamiento, ya que el CO₂ que se disuelva en el agua de la formación va a interactuar con los minerales de la roca y producir una serie de reacciones químicas que pueden aumentar o disminuir el potencial de captura y, por lo tanto, influir en la cantidad de CO₂ almacenado. Además, las características mineralógicas y texturales, como son tamaño, forma y empaquetamiento de los granos, configuran la porosidad y la permeabilidad de las rocas.

Los procesos de interacción entre los fluidos con CO₂ y los componentes minerales, principalmente disolución y precipitación, van a modificar las características litológicas de las rocas y, por lo tanto, podrán influir sobre su porosidad y permeabilidad. La litología de la formación varía en función de la opción de almacenamiento que se contemple. Esto implica diferencias significativas de comportamiento del CO₂, en cuanto a la forma de retención y a los procesos geoquímicos de interacción que pudieran producirse entre el CO₂ y la roca almacén.

En la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas la permeabilidad y la porosidad son muy pequeñas. La permeabilidad está determinada por la presencia, tipo y orientación de las fracturas. Los minerales que constituyen la roca normalmente son bastante cristalinos y de pequeña superficie específica, por lo que reaccionan lentamente. Por otra parte, la forma irregular de los cuerpos de este tipo de rocas limita la extensión a la cual el CO₂ inyectado sería confinado. Por todo ello, las formaciones ígneas y metamórficas no serían almacenes satisfactorios para albergar o secuestrar el CO₂.

Las rocas ígneas extrusivas están sujetas a limitaciones similares para albergar el CO₂ que las enumeradas para las rocas anteriores. Las rocas más frecuentes son los basaltos, que cubren grandes áreas en zonas localizadas de la Tierra.

Los basaltos suelen estar muy fracturados y poseen una porosidad vesicular. Tanto los componentes minerales microcristalinos como el vidrio residual contienen importantes cantidades de Ca, Mg y Fe. Por lo tanto, estas rocas podrían ser importantes candidatas a roca almacén para el secuestro del CO₂. Sin embargo, la permeabilidad y porosidad, generalmente bajas, producen una lenta velocidad de reacción mineral.

Entre las rocas sedimentarias, las areniscas y las calizas (u otras rocas carbonatadas), pueden presentar una porosidad y permeabilidad relativamente altas para contener agua y poder transmitirla, por lo que son rocas adecuadas para constituir acuíferos. Las calizas suelen presentar una baja porosidad primaria debido a la disposición original de sus componentes texturales, y por ello, las calizas sanas y no fracturadas tienen normalmente escasa capacidad de almacenar fluidos. Sin embargo, tienden a tener una alta porosidad secundaria, bien por fracturación o por disolución, debido a que el carbonato cálcico es muy soluble en agua, pudiendo llegar a ser buenos acuíferos subterráneos. Por otro lado, no presentan minerales reactivos, por lo que no se favorecerá el confinamiento mineral del CO₂.

Las areniscas generalmente tienen mayor porosidad primaria que las rocas carbonatadas. Se consideran las rocas sedimentarias de mayor porosidad y permeabilidad, y muchos de los acuíferos se localizan en estas rocas. Además, pueden presentar minerales capaces de reaccionar con el agua acidificada por el CO₂ y disolverse aportando cationes (Ca²⁺, Mg²⁺ y Fe²⁺) que pueden precipitar como carbonatos.

La capacidad de secuestro mineral de CO₂ de las rocas siliciclásticas dependerá de la cantidad de minerales reactivos que aporten Ca, Mg y Fe. Los minerales detríticos (reactivos) más abundantes en estas rocas generalmente son los feldespatos y las arcillas, seguidos de anfíboles, piroxenos y ceolitas, en forma de accesorios.

En general, cuanto mayor contenido de feldespatos y arcillas presente la roca almacén, mayor cantidad de carbonatos se producirán y, por lo tanto, mayor será el atrapamiento de CO₂.

En principio, las formaciones ricas en silicatos magnésicos y cálcicos serían las que presentan mejores condiciones para el atrapamiento mineral.

4.1.2.2.6 Tipos de rocas

Hay varios tipos de rocas que podrían actuar como almacén de CO₂; sin embargo las que poseen mejores características son:

Rocas detríticas: arenas y areniscas

Estas rocas son resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas preexistentes por la erosión, sedimentados in situ o transportados a distancias variables por diversos agentes, pueden ser cementados o no después de su deposición. Pueden ser muy diferentes entre sí, separándose en función de la naturaleza mineralógica o petrográfica de los elementos, su tamaño y su forma, su colocación relativa, su compactación y de la abundancia y naturaleza del cemento.

Diferentes factores litológicos influyen de forma muy desigual sobre las propiedades de la formación almacén; los más importantes son:

- Los factores granulométricos: tamaño, clasificación (uniformidad) y forma de los granos.
- Mineralógicos: presencia de arcilla, cementos. Dichas propiedades incidirán de forma decisiva en la porosidad y permeabilidad de las rocas.

Rocas carbonatadas: calizas y dolomías

Comprenden todas las rocas sedimentarias, constituidas en su mayor parte por minerales carbonatados, entre los que se encuentran principalmente la calcita y dolomita. Este tipo de rocas es muy variable, tanto desde el punto de vista de aspecto, composición y textura de las mismas.

La explicación a esta gran variabilidad se debe a los diferentes procesos para la formación de dichas rocas:

- Precipitación química in situ.
- Precipitación bioquímica.
- Destrucción de rocas calizas preexistentes y sedimentación de los fragmentos (generalmente a una corta distancia).
- Modificaciones mineralógicas, contemporáneas a la sedimentación o en etapas más tardías.
- Fenómenos de disolución y precipitación, durante o posterior a la diagénesis.

Las propiedades de porosidad y permeabilidad pueden ser de origen primario o secundario, resultantes estas últimas por fenómenos que actúan sobre la roca después de su litificación.

La tendencia a la cementación de este tipo de rocas con respecto a las rocas detríticas hace que se reduzca el volumen y tamaño de los poros. Es posible distinguir diferentes tipos de poros en las rocas calcáreas: huecos entre partículas detríticas, entre los cristales, a lo largo de los planos de estratificación o huecos debidos a la estructura de los esqueletos de los invertebrados o en el tejido de las algas fósiles. Sin embargo, la porosidad-permeabilidad secundaria ofrece a menudo unos valores que harían de este tipo de rocas un excelente almacén.

La formación de dichos huecos se explica por diferentes fenómenos que se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Aberturas y huecos de disolución relacionados con la circulación de agua.
- Huecos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas.
- Fracturas o fisuras, sea cual sea su origen.

Los tres tipos de huecos pueden coexistir en un almacén y superponerse, además de las características primarias del almacén.

4.1.2.3 Formación sello

Para la retención del CO₂ inyectado en la formación almacén es necesario la presencia de una formación situada a techo de la formación almacén capaz de retener el fluido inyectado.

Esta roca que actúa de sello debe ser una capa impermeable de baja porosidad que dificulte la migración vertical del CO₂. A este tipo de formaciones se denominan “formaciones confinantes”.

La importancia de conocer las características de las rocas confinantes es asegurar la estanqueidad del almacén, siendo la impermeabilidad su cualidad principal. No existe roca absolutamente impermeable, pero es suficiente que la permeabilidad sea muy baja, asegurada solamente por poros de dimensión capilar; por tanto, una formación de sello podrá ser porosa con la condición de que los poros sean de dimensión capilar.

4.1.2.3.1 *Plasticidad*

Otra variable a tener en cuenta es su plasticidad, es decir, que la roca deberá ser resistente a la fracturación.

El grado de plasticidad de las formaciones que actúan como sello de la formación almacén determinará la máxima presión de inyección, para evitar:

- Fallos mecánicos.
- Migración no deseada a través de la formación sellante.
- Alteración de la integridad de los sondeos que alcancen la formación almacén

El incremento de presión no debe causar roturas mecánicas de los estratos superiores ni activación de fallas. Por tanto, el empuje que pueda ofrecer el CO₂ inyectado debe permanecer por debajo de la presión litoestática.

4.1.2.3.2 *Potencia*

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

De este modo, para la inyección de CO₂ en profundidad deben de buscarse aquellos espesores que, para una permeabilidad concreta, garanticen el almacenamiento del fluido durante un periodo de tiempo determinado.

En las regiones de tectónica tranquila, es suficiente un delgado espesor de roca impermeable, para asegurar una buena cobertura. Mientras que en las regiones fuertemente tectonizadas, en los bordes de cadenas plegadas, donde las coberturas han debido resistir esfuerzos orogénicos muy violentos, se comprueba que sólo será fiable una formación almacén que tenga una capa sellante.

4.1.2.3.3 Litología

Las rocas que presentan una buena capacidad de sellado de la formación almacén normalmente son pizarras, arcillas y rocas evaporíticas.

Estas rocas reúnen buenas condiciones de sellado por su pequeño tamaño de poro, que requiere presiones capilares altas para saturar la roca y transmitir los fluidos. Además, en el caso de las pizarras, su disposición en láminas favorece el flujo horizontal del agua, y les podría hacer ser barreras efectivas a la migración vertical del CO₂. Por otro lado, tanto las rocas arcillosas como las pizarras suelen presentar altas concentraciones de minerales que pueden aportar cationes para atrapar el CO₂ en forma de carbonatos, como son los feldespatos y arcillas ricas en Fe y Mg, fundamentalmente cloritas, que son las arcillas mayoritarias de las pizarras.

En general, las condiciones físicas y de composición en las que ocurre el atrapamiento mineral en la roca de sello son distintas a las que se producen en la formación alojante.

Para que una pizarra actúe como formación de sello, las interacciones químicas entre el fluido rico en CO₂ y la mineralogía de la pizarra se localizan, principalmente, en el límite entre ésta y la formación alojante; pero estas interacciones también se producen a lo largo de microfisuras de la pizarra (intra-shale) por donde puede penetrar el CO₂. En estas condiciones, el fluido se mueve por advección y difusión, bastante más lentamente que en el acuífero, mientras el CO₂ interacciona con la roca constituida principalmente por clorita, cuya concentración total en Fe y Mg es mucho mayor que en el acuífero.

Este escenario es bastante más favorable para la precipitación de carbonatos, debido a que se puede alcanzar una mayor concentración de Fe y Mg en el fluido a través de la disolución de silicatos. Este proceso de atrapamiento mineral es de gran importancia porque reduce continuamente la porosidad y permeabilidad de la pizarra rellenando fracturas y poros y favoreciendo el aislamiento de la roca almacén.

4.1.2.3.4 Permeabilidad

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

Un sello que en principio es adecuado por sus características petrofísicas (formado por materiales impermeables como las arcillas o las evaporitas) y su geometría, puede presentar ciertas fracturas en algunos puntos no interceptados por los sondeos, de manera que la calidad no sea entonces la requerida para sellar el almacén subyacente.

Esta es la razón por la que resulta fundamental tener en cuenta las fracturas de la formación ya que, si éstas son importantes, pueden llegar a romper el equilibrio del confinante y, por tanto, invalidar una formación aparentemente favorable para la inyección de CO₂.

La baja permeabilidad y plasticidad se encuentran en diferentes tipos de rocas, principalmente arcillas, ciertos carbonatos y evaporitas.

La impermeabilidad de las arcillas, es el resultado a la vez, de la textura, ordenación de los elementos y naturaleza mineralógica. El tamaño de los minerales arcillosos, es siempre inferior a 0,005 mm, y el tamaño de los poros es aún más pequeño. Además su forma hojosa, permite una ordenación más compacta, disponiéndose los elementos, unos en relación a los otros, como las tejas de un tejado, pero que es igualmente muy flexible, confiriendo su plasticidad a la roca.

Si la regularidad de la textura y la ordenación, se rompe por otros elementos (cuarzo, calcita), la impermeabilidad y plasticidad disminuyen y, la calidad de la formación confinante será menor.

Las margas, que son arcillas con una proporción de 35-65% de calcita, son en general menos estancas que las arcillas puras, y además son más sensibles a la fracturación.

Las rocas carbonatadas, constituyen más a menudo almacenes cubiertos por rocas diferentes, que formaciones sello. Existen, sin embargo, cuencas con sedimentación casi exclusivamente carbonatada, donde el sello de los almacenes está formado por calizas con mucha frecuencia, se trata de calizas más o menos arcillosas y margas. Aunque las calizas finas pueden actuar de confinamiento, son en general poco plásticas y están sujetas a la fracturación y, por tanto, podrían jugar un papel de confinamiento en las cuencas de tectónica muy tranquila.

Las evaporitas, y más particularmente la anhidrita, son rocas sellantes, asociadas comúnmente con los almacenes carbonatados. Por su textura cristalina compacta y su plasticidad, las evaporitas ofrecen en general una estanqueidad perfecta, tanto al agua como a los hidrocarburos (gaseosos o líquidos).

4.1.3 Hidrogeológicos

El estudio de la hidrogeología para el almacenamiento de CO₂ se subdivide en el estudio en régimen hidrogeológico es decir la dinámica de los fluidos en la formación almacén y el estudio del contenido de sales en el fluido.

4.1.3.1 [Régimen hidrogeológico](#)

Criterio muy importante en la evaluación de emplazamientos tipo capas de carbón y acuíferos salinos profundos, ya que el flujo natural de los fluidos puede afectar a la capacidad de migración del CO₂ inyectado, pudiendo alcanzar el fluido inyectado la atmósfera.

El estudio de los flujos hidrodinámicos de una cuenca y los mecanismos de movimiento del fluido en la formación son esenciales para establecer una estrategia para la inyección y el almacenamiento del CO₂ en una formación geológica.

Las rocas y el suelo constituyen el medio poroso por el que circula el agua subterránea bajo la acción de diversas fuerzas.

Este medio poroso tiene una matriz sólida, o esqueleto, constituida por una agregación de granos minerales sólidos separados y rodeados por huecos, poros o intersticios, los cuales pueden estar llenos de agua, de gases o de materia orgánica.

Debido a la baja viscosidad del CO₂, incluso en pequeños gradientes de presión hidráulica, la existencia de un flujo natural en la formación almacén puede ocasionar un desplazamiento no deseado del fluido inyectado, especialmente si la topografía es suave; es más el movimiento de CO₂ puede favorecer la aparición de fugas, si al movimiento natural del fluido se añade el efecto de flotabilidad del CO₂.

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

4.1.3.1.1 *Hidrodinámica*

El almacenamiento de CO₂ requiere acceder a grandes volúmenes subterráneos, bien el espacio de poro de las rocas de las cuencas sedimentarias, bien cavidades que puedan actuar como depósitos a presión. Inicialmente, el espacio de poro está ocupado por fluidos geológicos tales como aguas salinas, hidrocarburos y gases (H₂S y CO₂, fundamentalmente) que deben ser desplazados o extraídos en las operaciones de inyección.

El almacenamiento eficiente de CO₂ en formaciones geológicas depende de muchos factores, factores que se pueden agrupar en tres categorías principales:

- Propiedades del fluido a almacenar: densidad, viscosidad y solubilidad del CO₂ en el mismo.
- Propiedades geoquímicas: reactividad de la roca con el agua de la formación saturada en CO₂ tras la inyección.
- Variables hidrogeológicas: espacio de poro (porosidad), permeabilidad suficiente para admitir la inyección a una tasa razonable, y presencia de un sello impermeable a techo de la formación-almacén.

Las presiones necesarias para mantener al CO₂ a densidades similares a las de un líquido se encuentran a profundidades superiores a los 800 m; equivalentes a una presión hidrostática de 8 MPa, es decir, por debajo de los acuíferos de agua potable.

Las cuencas sedimentarias están formadas por potentes acumulaciones de sedimentos que han sufrido enterramiento, compactación, litificación y finalmente emersión o levantamiento en periodos de millones de años.

Las rocas detríticas de grano más grueso, como las areniscas, frecuentemente tienen un espacio de poro interconectado y presentan permeabilidad intergranular.

En las rocas de grano más fino, como arcillas y pizarras, el espacio de poro está más pobremente interconectado y tienen, por tanto, mucha menor permeabilidad. Por su parte, las rocas evaporíticas tienen una permeabilidad extraordinariamente baja.

El camino que tome el CO₂ estará determinado por el complejo sistema hidráulico de la cuenca sedimentaria, buscando los caminos de alta permeabilidad, acuíferos interconectados, fallas y fracturas.

En las formaciones de alta permeabilidad (acuíferos), el flujo de aguas de formación, salmueras, hidrocarburos y gases tiene lugar a lo largo de los planos de estratificación.

En las formaciones de baja permeabilidad (acuitardos), el flujo tiene lugar a través de la estratificación entre dos acuíferos adyacentes, a velocidades varios órdenes de magnitud inferior a las de los acuíferos.

Para el denominado confinamiento hidrodinámico, en primer lugar, el CO₂ debe ser retenido bajo rocas poco permeables, tales como arcillas, pizarras o capas de sales, para evitar la rápida migración del CO₂ hacia la superficie. En estas trampas físicas, los fluidos son cuasiestáticos; algunas están ocupadas por gas o petróleo y la mayoría por aguas salinas.

El régimen de presión y de flujo de las aguas de la formación son factores importantes en la selección de emplazamientos para el almacenamiento de CO₂. En estrecha relación con los factores estratigráficos y estructurales del emplazamiento, será necesario establecer el régimen hidrogeológico regional de la formación almacén y de las formaciones geológicas circundantes, tanto a techo como a muro de la misma.

Será muy importante determinar las zonas de carga y descarga, las direcciones de flujo principales y las posibles conexiones entre los acuíferos superiores e inferiores, para, entre otros aspectos, poder hacer estimaciones de los tiempos de tránsito desde las zonas de inyección a los potenciales puntos de descarga así como conocer el grado de conexión entre aguas someras y profundas para evitar contaminaciones de acuíferos explotables.

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

La misión del sello es impedir que el fluido migre hacia la superficie o hacia otras formaciones permeables superiores.

4.1.3.1.2 Presión

Se pueden estimar las presiones hidrostáticas considerando la profundidad de la formación almacén y estimar una variación de presión en los diferentes puntos.

De este modo será posible estimar la dirección del flujo y la velocidad del movimiento, valoración que será verificada o ajustada a través de ensayos en sondeos.

La presión es uno de los parámetros más importantes, con una gran influencia en las características de los fluidos contenidos en el yacimiento, condicionando los movimientos y desplazamientos de éstos. Se ha demostrado que el desplazamiento del agua se debe a las variaciones de presión registradas en una misma capa, en diferentes puntos de la cuenca.

El estudio de la presión en un yacimiento y los gradientes de variación de ésta aportarán información sobre la dinámica de los fluidos en el interior de la cuenca sedimentaria. Si se exceptúan formaciones completa o totalmente aisladas dentro de un almacén perfectamente cerrado, las presiones se transmiten por medio de los diferentes fluidos de un punto a otro del sistema hidrodinámico.

Se pueden distinguir dos tipos de presiones, dentro de un sistema en una formación porosa y permeable no aislado, distinguiendo:

- Presión hidrostática: correspondiente al peso de la columna de agua que se colocaría entre el punto de medida y la superficie.

$$P \text{ hidrostática} = g \cdot z$$

Siendo:

P: la presión hidrostática, expresada en Pa

ρ : la densidad, expresada en $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$

g: la gravedad, expresada en $\text{m}\cdot\text{s}^{-2}$

z: la profundidad, expresada en m^2 .

- Presión hidrodinámica: debida al flujo del agua, de una zona elevada presión hacia otra zona de menor presión.

La presión en un punto de un almacén será la resultante de estas presiones, siendo en general predominante la presión hidrostática. Además, es conveniente resaltar que la presión hidrostática aumentará según se incremente la salinidad.

La temperatura será otro parámetro a considerar; su influencia se limita a reducir la viscosidad de los líquidos, y por tanto a favorecer la circulación del fluido. Otras propiedades que varían con la temperatura son la capacidad de disolución del agua y la velocidad de reacción.

4.1.3.2 [Contenido de sales disueltas](#)

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

Según lo establecido por las normas americanas, el valor de salinidad a partir del cual un acuífero es considerado como no recurso es 10000 mg/l, con lo que las formaciones deberán presentar un contenido en sales superior al establecido como referencia.

No obstante, no conviene utilizar aguas con elevada salinidad ya que la solubilidad del CO_2 disminuye con el aumento de ese parámetro y, por tanto, el volumen de fluido almacenado podría llegar a ser menor del esperado.

4.1.4 Estado del CO₂

4.1.4.1 Propiedades y comportamiento

A temperatura y presión ambiente el CO₂ es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable, sin embargo su estado cambia dependiendo de la presión y la temperatura, pudiendo almacenarse en las formaciones geológicas como gas, como líquido o en estado supercrítico.

El punto crítico representa la temperatura y la presión más elevadas a las que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio.

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. A temperaturas y presiones por debajo de su “punto crítico” (31,1 °C y 7,38 MPa = 72,8 atm), el CO₂ está en forma de gas o de líquido y a temperaturas y presiones superiores se encuentra en estado supercrítico, estado en el que todavía se comporta como un gas ya que tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad como la de un líquido, que aumenta en función de la temperatura y la presión, desde 200 a 900 kg·m⁻³.

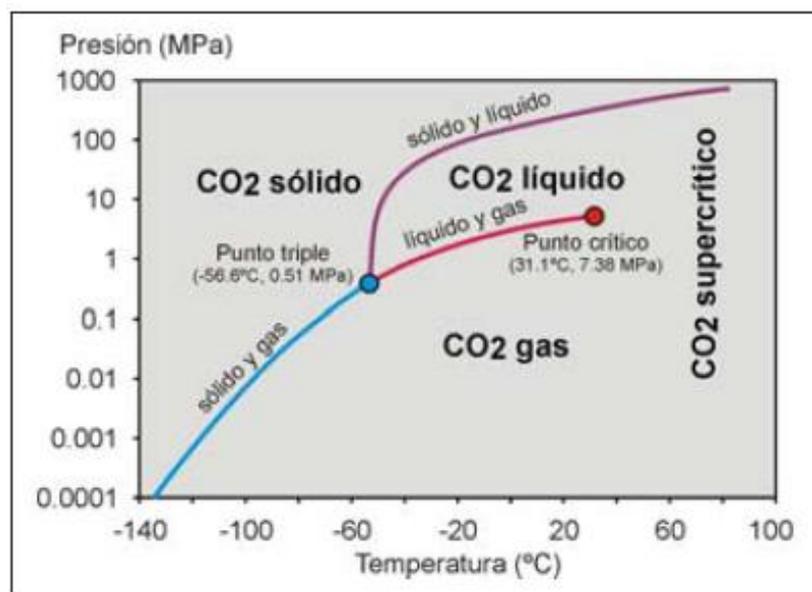


Figura 4.5: Condiciones de P y T en las que el CO₂ se encuentra en estado supercrítico

Hasta los 500-600 m, de profundidad, el CO₂ almacenado se encuentra en forma de gas, con una densidad demasiado baja como para considerar volúmenes de almacenamiento económicamente significativos y eficientes.

Entre los 600 y los 1000 m de profundidad, se da un brusco incremento de la densidad debido a que, a esas profundidades, la temperatura promedio y la presión hidrostática están próximas al punto crítico del CO₂, como se puede ver en la figura 4.

Con un gradiente geotérmico medio de 25 °C/km y un gradiente de presión hidrostática media de 10 MPa/Km, la temperatura y la presión a profundidades de 800-850 m son tales que el CO₂ se encontrará en estado supercrítico.

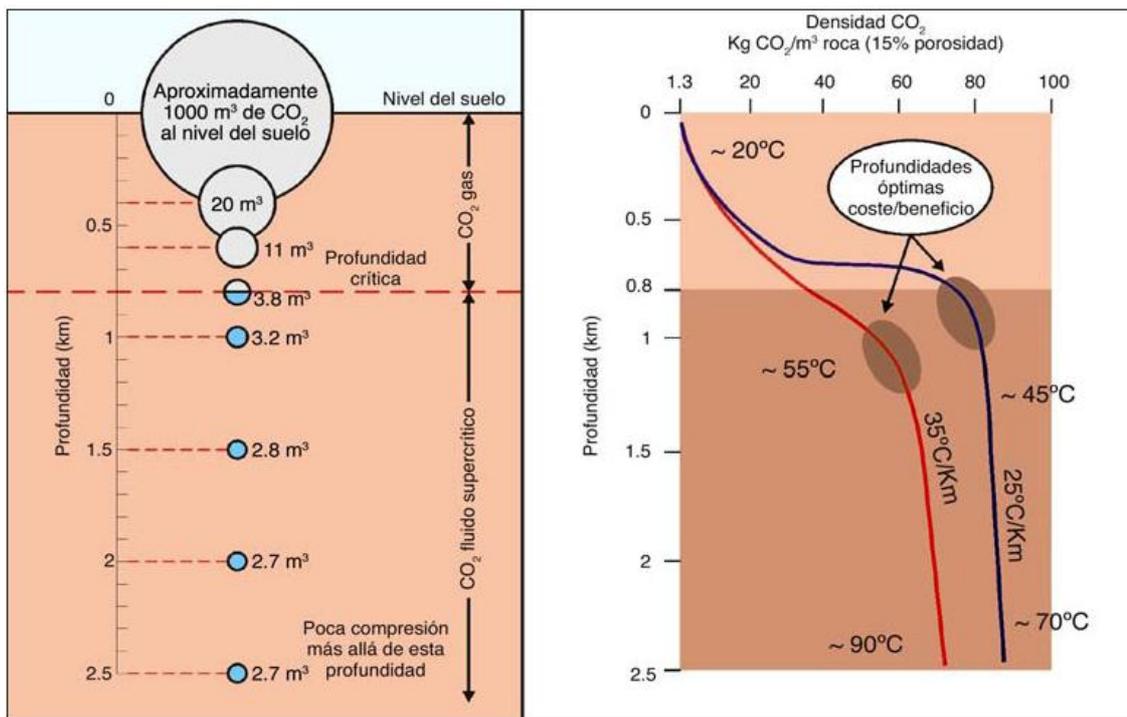


Figura 4.6: Variación del volumen y de la densidad del CO₂ con la profundidad

En condiciones normales de presión y temperatura (0 °C y 1 atm) una tonelada de CO₂ ocupa 500 m³ pasando a 18 m³ en profundidades superiores a los 800 m, tal y como podemos observar.

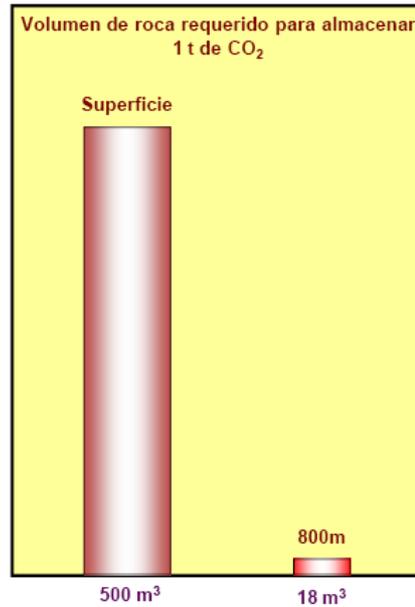


Figura 4.7: Volumen de roca requerido para almacenar 1 t de CO₂

A esta profundidad ni la densidad ni la viscosidad varían significativamente, aunque disminuyen ambas al aumentar el grado geotérmico; por lo tanto, no existen ventajas apreciables desde el punto de vista de la densidad de almacenamiento alcanzable (Kg de CO₂ por m³ de roca de la formación almacén) en ir a profundidades mayores de 1000 m y por otra parte, los almacenamientos de menor temperatura proporcionan mayor capacidad de almacenamiento para una misma profundidad.

A profundidades mayores de 600 m, la densidad de almacenamiento aumenta rápidamente, alcanzando los $\cong 800 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ hacia los 800-850 m en cuencas sedimentarias cuyo gradiente geotérmico es de $25 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{km}^{-1}$.

4.1.4.2 [Estado en el subsuelo](#)

El régimen geotérmico y de presión de una cuenca sedimentaria es uno de los aspectos más importantes en la selección de formaciones favorables para el almacenamiento de CO₂ ya que va a influir sobre la profundidad de inyección, la capacidad de almacenamiento y el comportamiento del CO₂ en el medio.

Las condiciones geotérmicas y de presión varían de cuenca a cuenca y de un sitio a otro dentro de cada una de ellas, dependiendo de muchos factores cuya interacción puede dar lugar a una amplia variedad de situaciones, teniendo distintos efectos sobre el estado y destino del CO₂ inyectado.

El comportamiento y la variación de las propiedades del CO₂ libre con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad, es uno de los elementos más importantes en el desarrollo de algunos de los criterios para la evaluación de la idoneidad de cuencas sedimentarias

La profundidad a la que se alcanzan las condiciones supercríticas del CO₂ es muy variable, incluso dentro de una misma cuenca, dependiendo de la temperatura superficial y de los gradientes geotérmico y de presión existentes. La profundidad es un criterio del que depende la capacidad total del almacén, ya que cuanto mayor sea la profundidad del techo del almacén, podrá admitirse una presión máxima de almacenamiento más alta y una compresión del fluido mayor.

Para la inyección de CO₂ y su mantenimiento en condiciones supercríticas, se deben considerar profundidades superiores a los 800 m, lo que elimina de la búsqueda de formaciones menos profundas y, además, exige que al realizarse la inyección del fluido, la presión hidrostática sea tan elevada que permita mantener la presión del CO₂ inyectado y, por tanto, su almacenamiento en la formación.

El régimen geotérmico dentro de una cuenca sedimentaria viene determinado por la magnitud e interacción de las distintas fuentes de calor y los mecanismos de transferencia por los que el calor terrestre se transfiere a la superficie.

La presión en un punto de la geosfera es función de la presión litostática; columna de sedimentos que soporta y de la hidrostática columna de agua por encima del punto.

La presión en los poros de las rocas sedimentarias generalmente está próxima a la presión hidrostática debido a que el volumen de huecos generalmente está relleno con agua más o menos conectada con la superficie, existiendo una relación lineal con la profundidad de 1 MPa por cada 100 m, como se muestra en la figura.

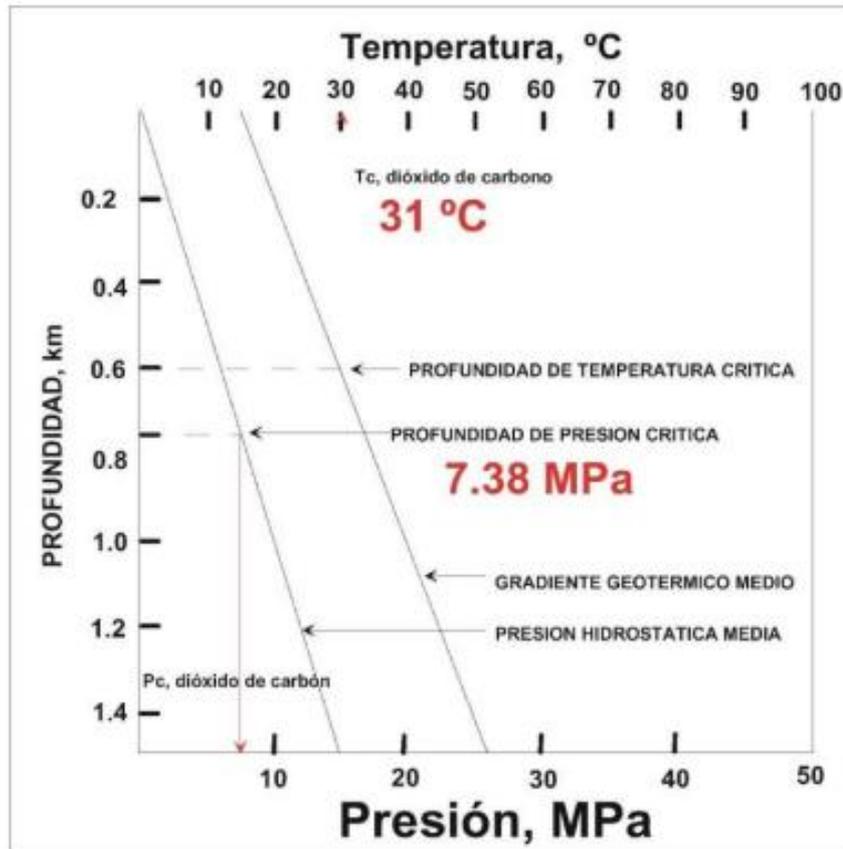


Figura 4.8: Condiciones supercríticas del CO₂ en cuencas sedimentarias

Cuando no existe tal conexión, la presión existente puede superar la hidrostática dando lugar a sobrepresiones debido a que el fluido puede estar sufriendo compresión desde las formaciones circundantes, de tal forma que parte del peso de los estratos superiores es soportado por el agua de la formación; también se pueden dar formaciones subpresurizadas de manera natural o como consecuencia de la extracción de fluidos, como gas o petróleo, desde los yacimientos.

Las condiciones óptimas de almacenamiento del CO₂ en el subsuelo se consiguen cuando se almacena en estado supercrítico; por ello se deberán estudiar las propiedades de

presión directamente relacionadas con la profundidad y la temperatura en la formación almacén propiedad directamente relacionada con el gradiente geotérmico de la cuenca; debido al efecto de flotabilidad del CO₂ frente al fluido original en la formación, los pares de valores de presión y temperatura a evaluar serán en el techo de la formación.

La presión P en la formación almacén se puede determinar, si no existen presiones adicionales por movimientos geológicos, mediante la determinación de la presión hidrostática, directamente proporcional a la profundidad. Sea cual sea la profundidad de la formación, la presión hidrostática requerida para el mantenimiento del CO₂ en condiciones supercríticas es de 80 bares, pudiendo ser ésta igual o superior a este valor de referencia.

El incremento de profundidad de la formación almacén favorece el análisis de riesgos, dado que una mayor profundidad aleja el fluido inyectado de la superficie, reduciendo la posibilidad de fugas y aumentando la distancia del camino de fuga; aunque el incremento de la profundidad está relacionado con el incremento en los costes de perforación, otro de los aspectos a considerar.

4.1.5 Capacidad

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

En las formaciones horizontales se presentan mayores extensiones que en las estructuras geológicas pues el fluido ocupará solamente las partes más superficiales de la formación, tales como pequeños domos o ondulaciones, con la consiguiente reducción de su capacidad total.

La determinación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en una formación geológica no es un cálculo sencillo.

La estimación realizada por diversos autores pone de manifiesto una disparidad de resultados en el cálculo de almacenamiento realizado a nivel regional y global. Aunque el cálculo de la capacidad de almacenamiento se basa en unos algoritmos sencillos que dependen de cada tipo de mecanismo de retención considerado, este cálculo en un volumen determinado de una masa rocosa, a una profundidad, temperatura y presión dada y aplicándolo a una región o sitio específico es complejo.

La dificultad se centra sobre todo en las diferentes trampas y mecanismos de confinamiento, el tiempo en el que la trampa es efectiva y los diferentes estados físicos en los cuales el CO₂ puede ser almacenado.

Hay muchos niveles de incertidumbre en la evaluación de la capacidad de almacenamiento. Los diferentes niveles de evaluación requieren extensos datos de múltiples disciplinas que deben ser integrados. La mejor y más precisa forma de evaluar la capacidad de almacenamiento a nivel local es mediante la construcción de un modelo geológico y la utilización de esa información en la simulación de la reserva.

4.1.5.1 [Mecanismos de confinamiento](#)

Los mecanismos de confinamiento dominantes a lo largo del tiempo dependerán del tipo de roca almacén, del comportamiento dinámico del CO₂ y de la escala temporal que se considere.

De manera general, el confinamiento estructural/estratigráfico y el hidrodinámico será el principal mecanismo de almacenamiento en las etapas iniciales. A medida que transcurra el tiempo se irá reteniendo una mayor cantidad de CO₂ en los poros de manera residual o se irá disolviendo en el agua de formación, incrementándose la seguridad del almacenamiento.

En último término, puede tener lugar el confinamiento mineral, reteniéndose el CO₂ de manera permanente.

Son varios los mecanismos de confinamiento del CO₂ que pueden suceder en las formaciones geológicas; estos pueden ser tanto químicos como físicos; algunos de ellos podrán actuar de forma inmediata o requerirán un mayor tiempo para que actúen (incluso considerando escalas geológicas).

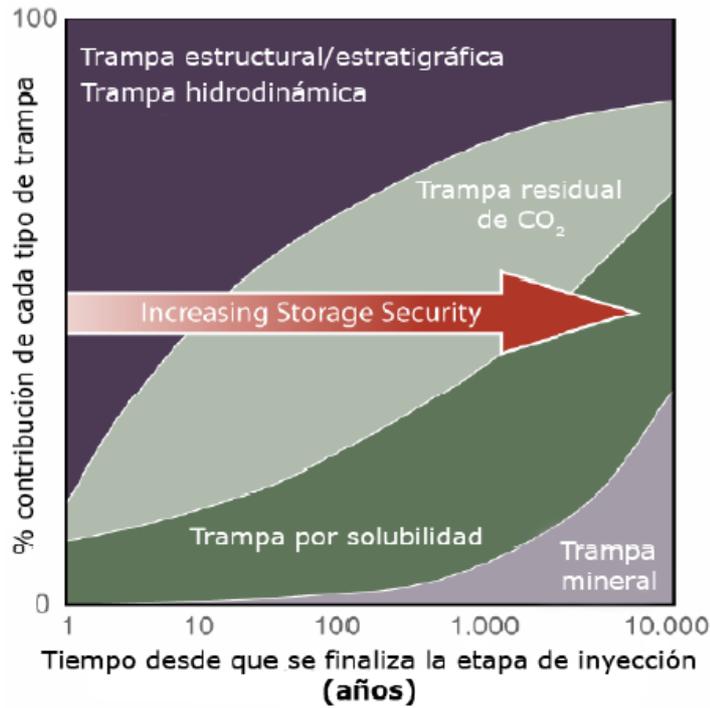


Figura 4.9: Seguridad en el almacenamiento geológico de CO₂

4.1.5.1.1 Estructural / Estratigráfico

Se produce cuando el CO₂ en fase libre no disuelto es retenido por el contraste de permeabilidad dentro de la propia roca almacén o bien entre ésta y la roca de sello. Cuando el CO₂ supercrítico es inyectado, asciende por flotabilidad y puede ser retenido físicamente en una trampa estructural o estratigráfica, de igual forma a como se produce la acumulación natural de hidrocarburos.

Estas estructuras son similares a las trampas consideradas en los yacimientos de petróleo y gas natural, siendo los anticlinales y fallas selladas las disposiciones más idóneas, mientras que las trampas estratigráficas se basan en el cambio de posicional de las

formaciones. La actuación de este mecanismo es inmediata, siendo crucial por tanto una exhaustiva y correcta caracterización de la formación que actuará como sello.

Existen numerosas variaciones de trampas estructurales y estratigráficas, además de una combinación de ambas (trampas mixtas), que pueden aportar trampas físicas para el almacenamiento geológico de CO₂.

Las trampas estructurales más típicas incluyen pliegues anticlinales o bloques de falla basculados.

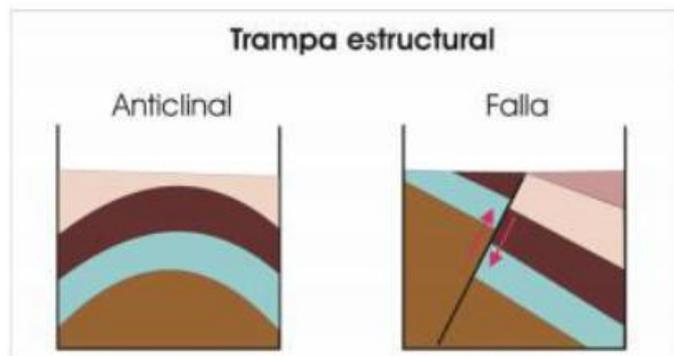


Figura 4.10: Ejemplos de trampa estructural

Y las estratigráficas se originan por cambios laterales de facies o por acuñaamiento sedimentológico.

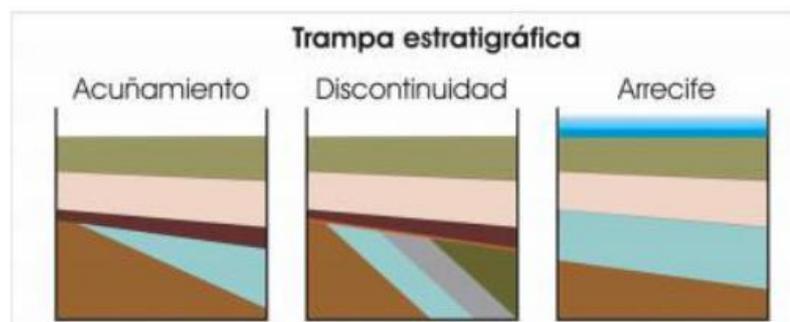


Figura 4.11: Ejemplos de trampa estratigráfica

4.1.5.1.2 Hidrodinámico

Se origina cuando el CO_2 , en fase miscible o inmisible, es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia o tránsito significativos de miles a millones de años. El flujo de CO_2 atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación.

Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO_2 se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema.

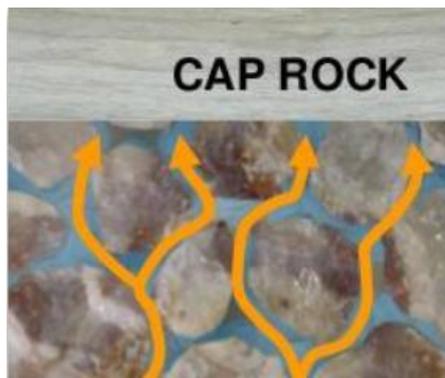


Figura 4.12: Inmovilización del CO_2 a través de la presión ejercida por el agua de la formación y la cobertera

Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. A diferencia del confinamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas.

4.1.5.1.3 Residual

Se produce cuando el CO_2 queda inmovilizado en los poros de la roca por la actuación de las fuerzas de capilaridad.

Este mecanismo se produce con posterioridad al cese de la inyección de CO_2 y puede inmovilizar grandes cantidades del mismo (20-25 %), en función del tipo de formación. A medida que el CO_2 es inyectado en la formación geológica, el desarrollo de la pluma está dominado por el empuje que ejerce el CO_2 sobre el fluido de la formación.

En la parte delantera de la pluma que migra existe una mayor permeabilidad relativa al CO_2 debido a que el fluido de formación es desplazado por el empuje del CO_2 ascendente y, en la parte posterior, predomina la absorción de agua (imbibición) como consecuencia de que ésta va inundando por detrás de la pluma que migra.

Durante este proceso de imbibición y cuando la concentración de CO_2 decae por debajo de un cierto nivel, parte del CO_2 queda atrapado de manera efectiva en los poros por las fuerzas de capilaridad como fase residual inmóvil, fase que puede irse disolviendo en el agua con el tiempo.

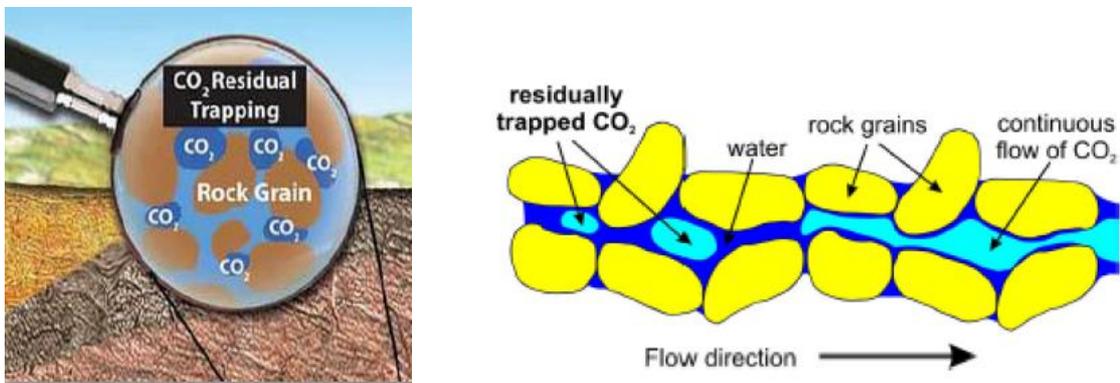


Figura 4.13: Confinamiento residual de CO_2

4.1.5.1.4 Por solubilidad

Ocurre cuando el CO_2 se disuelve en el agua de formación y genera un ácido carbónico débil que posteriormente se disocia.

La solubilidad del CO_2 aumenta con la presión y disminuye al aumentar la temperatura y la salinidad del agua.

El CO_2 puede mezclarse y después disolverse en el agua mediante procesos de difusión, dispersión y convección. A medida que se produce la disolución en el agua, se pueden dar fenómenos de mezcla convectiva que dominarán sobre la difusión, ya que el agua irá aumentando su densidad al saturarse en CO_2 , lo que provocará un desplazamiento de éste hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la heterogeneidad existente.

El confinamiento por solubilidad será el mecanismo dominante en cualquier tipo de formación a escalas de tiempo suficientemente extensas (cientos, miles de años).

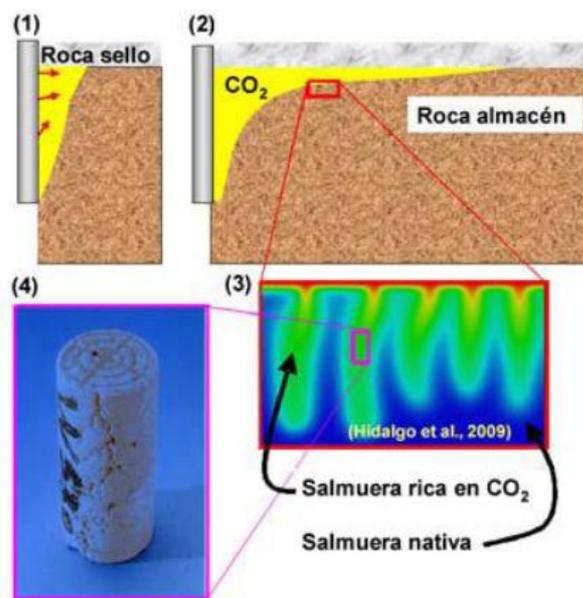


Figura 4.14: Confinamiento por solubilidad de CO_2

4.1.5.1.5 Mineral

Se produce a partir de la precipitación de nuevos minerales carbonatados tras la reacción química del CO_2 inyectado con las fases minerales reactivas presentes en la formación o con los fluidos mineralizados ricos en cationes divalentes como Ca, Mg u otros.

El confinamiento mineral depende de la mineralogía de la roca almacén, la composición química del agua, y la presión y temperatura existentes. Además, las posibles reacciones dependen de la superficie de contacto entre los granos minerales y el agua que contiene CO_2 disuelto, y del flujo a través de la roca.

Al igual que los confinamientos por solubilidad y residual, el confinamiento mineral es un proceso tiempo-dependiente que se produce a escalas de decenas, centenas de años, en función de la cinética de las reacciones, que generalmente es lenta.



Figura 4.15: Confinamiento de minerales carbonatados

4.1.5.1.6 Por adsorción

Aparte de la anterior forma de confinamiento mineral, se puede producir otra cuando el CO_2 es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica.

A este mecanismo de almacenamiento se le denomina confinamiento por adsorción. El carbón tiene una afinidad por el CO_2 dos veces superior a la que tiene por el CH_4 que se encuentra abundantemente en las capas de carbón, lo que propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro de CO_2 .

El confinamiento por adsorción depende de las condiciones de presión y temperatura, del rango, los macerales y el contenido mineral del carbón.

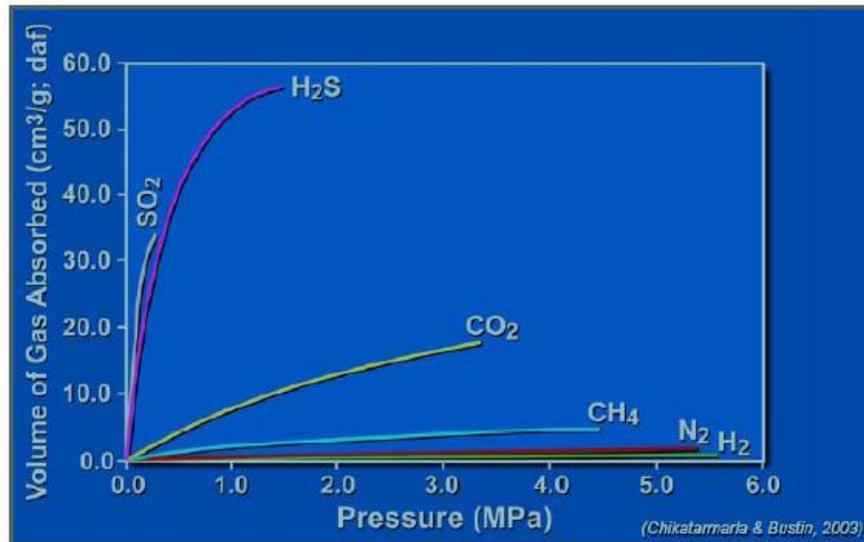


Figura 4.16: Adsorción de distintos gases por el carbón

4.1.6 Posibles formaciones

Como ya se ha dicho anteriormente es importante determinar la existencia de formaciones geológicas susceptibles de ser explotadas en un futuro. La construcción y explotación del almacenamiento se debe realizar de forma que no se comprometa la estanqueidad del almacenamiento, durante el tiempo completo del proyecto. Este concepto se alinea y añade al concepto de desarrollo sostenible, donde no se deberá comprometer los recursos futuros para satisfacer las necesidades presentes.

Son varias las opciones para el almacenamiento geológico de CO₂, entre las que destacan:

- Reservorios de gas y petróleo:

Yacimientos de petróleo agotados o en vías de agotamiento. Existe la posibilidad de utilizar la inyección de CO₂ para aumentar la eficiencia de extracción de crudo del yacimiento, proceso conocido como EOR (Enhanced Oil Recovery) o recuperación mejorada de petróleo.

Yacimientos de gas natural agotados o en vías de agotamiento. También existe la posibilidad de una recuperación mejorada de gas por inyección de CO₂, EGR (Enhanced Gas Recovery).

- Formaciones permeables profundas con aguas salinas

Acuíferos salinos profundos. Son formaciones subterráneas, típicamente areniscas, que contienen agua salada para evitar la inutilización de recursos de agua potable y que se encuentran a más de 800 metros bajo la superficie, ya que a esta profundidad el CO₂ inyectado se encuentra en estado supercrítico, de manera que se optimiza la capacidad de almacenamiento del acuífero. Estas formaciones ofrecen un gran potencial para el almacenamiento de CO₂.

- Capas de carbón

Capas de carbón profundas de difícil explotación. El carbón tiene la propiedad de adsorber sobre su superficie las moléculas de CO₂, que quedan fijadas. Además, el CO₂ adsorbido desplaza a las moléculas de metano (CH₄) que pudieran estar adsorbidas originariamente, pudiendo ser explotado este recurso, proceso conocido como ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) o recuperación mejorada de metano en capas de carbón.

- Otras alternativas

Estas se encuentran en las etapas iniciales de desarrollo, y al parecer tienen una capacidad limitada, excepto, posiblemente, como oportunidad de almacenamiento para fuentes de emisión ubicadas lejos de mejores opciones de capacidad de almacenamiento.

Estas son el basalto; el esquisto bituminoso, las cavernas de sal y cavidades los yacimientos geotérmicos, los lechos de lignito y la metanogénesis en lechos de carbón o formaciones salinas.

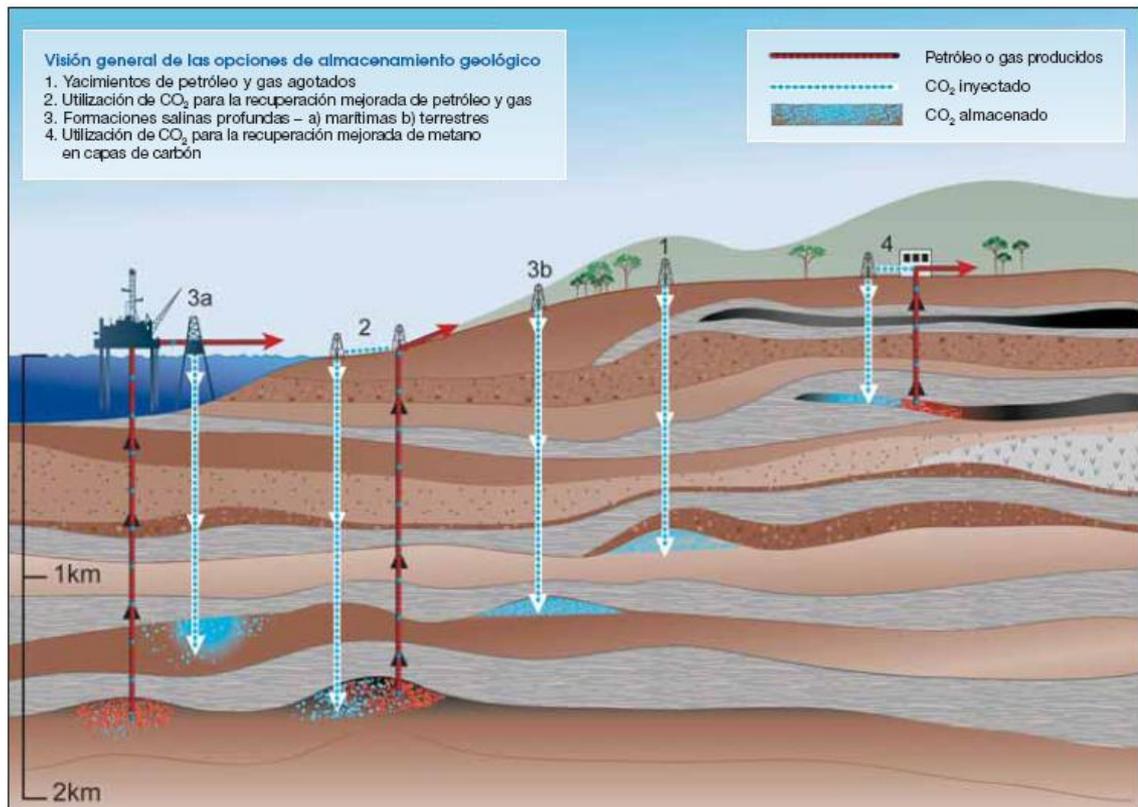


Figura 4.17: Tipos de almacenamiento geológico de CO₂

Las formaciones aptas para el almacenamiento pueden aparecer en cuencas sedimentarias terrestres y marítimas (depresiones naturales a gran escala situadas en la corteza terrestre que se llenan de sedimentos).

Las capas de carbón también pueden utilizarse para almacenar CO₂ cuando sea poco probable que el carbón sea explotado posteriormente y siempre que la permeabilidad sea suficiente.

Estas formaciones presentan además un conjunto de mecanismos de confinamiento o trampas que permiten retener de forma efectiva el CO₂, incrementando la seguridad del emplazamiento en el tiempo.

4.1.6.1 Opciones de almacenamiento geológico de CO₂

4.1.6.1.1 Yacimientos de hidrocarburos

El CO₂ se puede almacenar en campos de hidrocarburos agotados o en campos que estén todavía en producción, utilizándose en este último caso para incrementar la recuperación del petróleo o el gas (*Enhanced Oil Recovery- EOR, Enhanced Gas Recovery- EGR*).

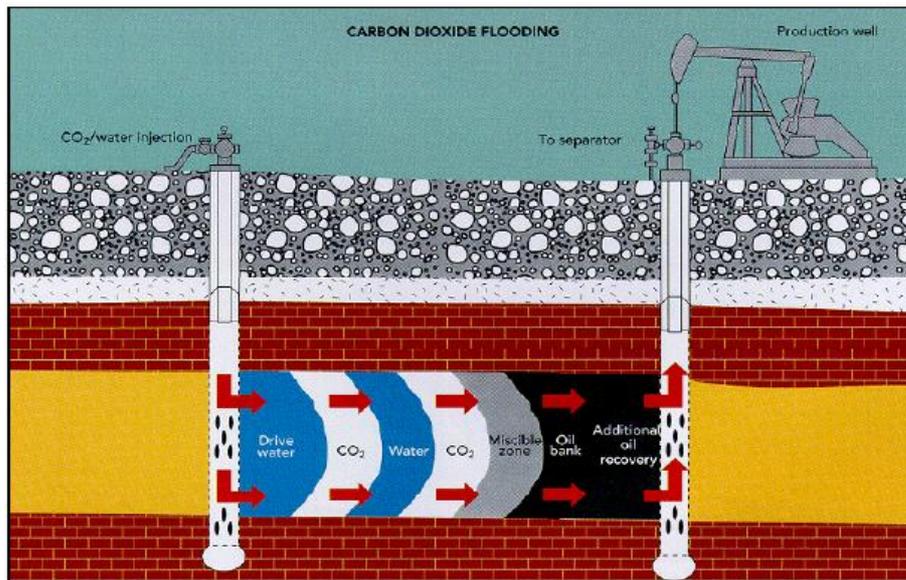


Figura 4.18: Instalación EOR con inyección de CO₂

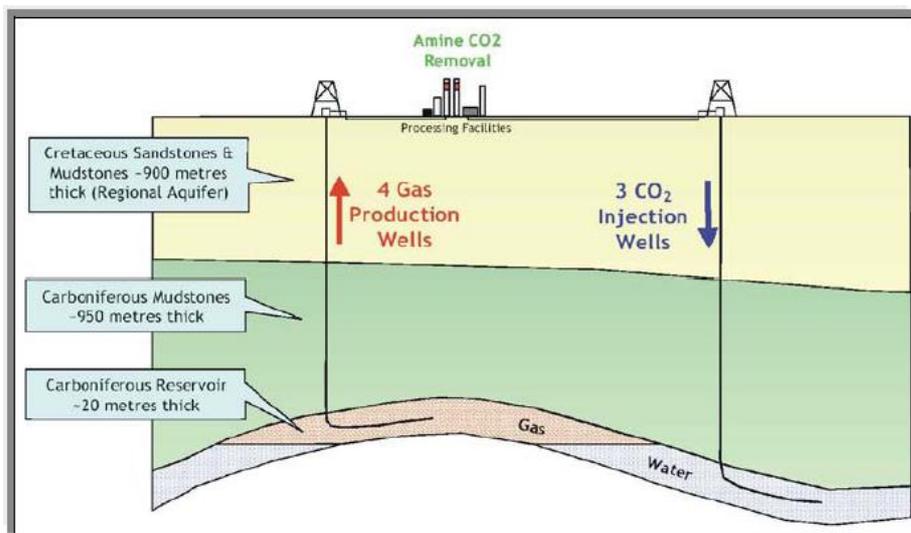


Figura 4.19: Instalación EGR con inyección de CO₂

En campos de hidrocarburos, las operaciones *EOR/EGR* aportan un beneficio económico que puede contrarrestar los costes de la captura, el transporte y el almacenamiento de CO_2 .

En operaciones *EOR*, el CO_2 mejora la movilidad del crudo si se alcanza la miscibilidad, ya que se reduce su viscosidad al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento. En caso de inmiscibilidad del CO_2 , éste se utiliza para represurizar el depósito, empujando el crudo hacia los pozos productores. Una vez agotados, los campos petrolíferos pueden utilizarse como almacén de CO_2 , siendo similar al almacenamiento en formaciones permeables profundas con agua salina.

En los campos de gas sucede algo semejante. En ambos casos, a medida que disminuye la presión del hidrocarburo, en la roca almacén se crea un importante volumen de poros relleno de gas a baja presión, que no suele ser colmatado por el flujo de agua y que puede ser utilizado para almacenar CO_2 . Una vez agotados pues no parecen existir barreras técnicas para ello; además actualmente son frecuentes las experiencias de almacenamiento de gas natural en formaciones geológicas en distintos países.

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

Los campos de hidrocarburos se encuentran hasta profundidades que alcanzan los 7000 m, si bien la profundidad media es de 1500 m. Esto permite que el CO_2 se pueda almacenar en condiciones supercríticas, optimizando su densidad de almacenamiento. Por otra parte, los campos suelen tener una presión disminuida respecto a la inicial, lo cual favorece el almacenamiento de CO_2 . Esta opción de almacenamiento geológico tiene, además, la ventaja de que la capacidad de confinamiento del sistema ha quedado demostrada por la retención de hidrocarburos durante millones de años.

La infraestructura y tecnología disponibles para la producción de hidrocarburos, que abarca desde el conocimiento del área debido a la exploración y producción de los reservorios, hasta los aspectos de separación de gas, etc., se pueden adaptar al almacenamiento de CO₂, si bien el acceso a esta información no siempre es posible.

Este conocimiento permite que se pueda calcular la capacidad máxima del almacén con cierta fiabilidad y que se pueda predecir la distribución del CO₂ en el mismo, así como los mecanismos de confinamiento posibles.

La limitación más importante de la utilización de campos de hidrocarburos para almacenar CO₂ es la potencial existencia de pozos sin sellar o mal sellados, que pueden actuar como vías de escape preferentes. Además, esta opción está restringida a países que tienen reservorios de hidrocarburos y éstos pueden tener una limitada capacidad de almacenamiento por las dimensiones de las trampas existentes.

Pueden existir también posibilidades de colapso del reservorio si se ha producido una disminución importante en la presión de los poros, lo que reduciría el volumen de almacén disponible. Por otra parte, la proximidad respecto a las fuentes de generación de CO₂, puede ser inadecuada.

4.1.6.1.2 Formaciones permeables profundas

Otra opción geológica para almacenar CO₂ son las formaciones permeables profundas con aguas salinas.

Son rocas porosas con aguas de formación no aptas para el consumo humano, industrial o agrícola por su elevada salinidad. En muchos estudios estas formaciones han sido consideradas como una de las mejores opciones para almacenar grandes volúmenes de CO₂ por su gran extensión a escala mundial y por encontrarse a las profundidades adecuadas, representando la opción con mayor capacidad de almacenamiento.

Además, dada su ubicuidad, presentan mayor probabilidad de estar cerca de las fuentes emisoras de CO₂.

El CO₂ supercrítico se puede almacenar de manera efectiva en este tipo de formaciones por la alta densidad que alcanza a las presiones relativamente elevadas a que se suelen encontrar. El CO₂ se puede retener mediante distintos mecanismos de confinamiento a lo largo del tiempo, lo que incrementa la capacidad de almacenamiento volumétrica de estos reservorios: confinamiento estructural/ estratigráfico, hidrodinámico, residual, mediante solubilidad y por precipitación mineral.

Sin embargo, estas formaciones no se conocen al mismo nivel que los reservorios de hidrocarburos o los acuíferos de agua dulce, y cualquier estimación de su capacidad generalmente incluye importantes incertidumbres debido a la carencia de información.

La selección de posibles almacenes está muy condicionada por el conocimiento disponible, por lo que principalmente se centra en áreas donde se han realizado exploraciones de hidrocarburos y donde se han encontrado trampas secas, no productivas.

Además, en esta opción de almacenamiento, la capacidad de contención del sello no está demostrada y también existen incertidumbres acerca de la posible existencia de recursos naturales sin descubrir.

4.1.6.1.3 Capas de carbón

Las capas de carbón también pueden ser posibles almacenes de CO₂, si bien en este caso el mecanismo de confinamiento es por adsorción.

Inyectando CO₂ en capas de carbón, el CO₂ es adsorbido en la matriz de poros, liberando el CH₄ existente en la misma.

La mayor afinidad del carbón por el CO_2 que por el CH_4 (se adsorben 2 moléculas de CO_2 por cada molécula de CH_4 que desplaza) ha conducido a que se valore la posibilidad de almacenar CO_2 en capas de carbón a la vez que se recupera CH_4 como gas de valor económico en sí mismo, lo que reduciría los costes globales de la inyección. Esta técnica se denomina Enhanced Coalbed Methane Production, ECBM.

En esta opción es necesario capturar el CH_4 para garantizar que no es emitido a la atmósfera, ya que este gas tiene una capacidad de efecto invernadero muy superior a la del CO_2 .

Este tipo de almacenamiento es factible en carbones que se encuentren a profundidades inferiores a los 600 m y con CO_2 en forma gaseosa, no supercrítica.

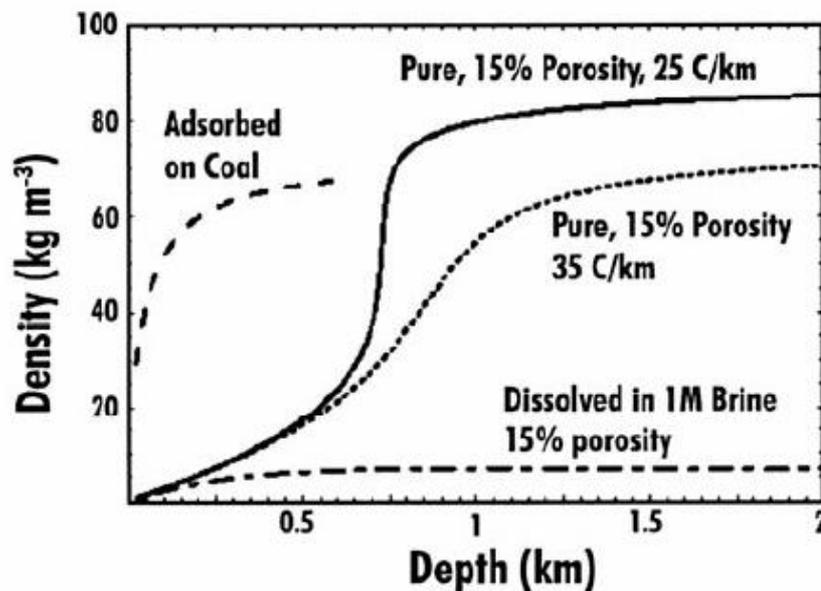


Figura 4.20: Densidad total de almacenamiento del CO_2 (Kg por m^{-3} de roca) en función de la profundidad, para un gradiente de presión hidrostática constante de 10.5 MPa/Km, una temperatura superficial media de 15 °C y un gradiente geotérmico de 25°C/km

Los problemas fundamentales derivan de la baja permeabilidad del carbón, especialmente a medida que aumenta la profundidad, y del elevado coste por el gran número de sondeos necesarios.

Otro inconveniente de esta opción es que el CH_4 de las capas de carbón es una mínima parte del valor del carbón como recurso energético, y la utilización de ECBM deja al yacimiento de carbón inservible para el futuro, si se pretende mantener el CO_2 en el almacén.

Por otra parte, la capacidad de adsorción del carbón y su permeabilidad se modifican durante la inyección del CO_2 , la extracción del gas y a medida que el CO_2 interactúa con la matriz se produce un hinchamiento en la matriz del carbón como consecuencia de la adsorción del CO_2 que puede provocar la fracturación del encajante, pudiendo constituir posibles vías de escape para el CO_2 .

Este efecto también se puede producir si se precisa fracturación hidráulica reiterada para mantener la conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón.

4.1.6.1.4 *Otras alternativas: rocas salinas*

Existe esta otra opción que contempla las formaciones de rocas salinas, si bien tiene menor interés. Esta alternativa requiere la previa excavación de la roca, mediante disolución, para habilitar una cavidad que pueda ser ocupada por el CO_2 .

Las propiedades de las rocas salinas que hacen factible el almacenamiento de CO_2 son su escasa permeabilidad y sus propiedades de auto sellado. Este tipo de rocas se puede encontrar en la naturaleza formando domos salinos, que suelen presentar una composición química-mineralógica bastante homogénea, o en formaciones salinas estratificadas, con intercalaciones de materiales sedimentarios no salinos.

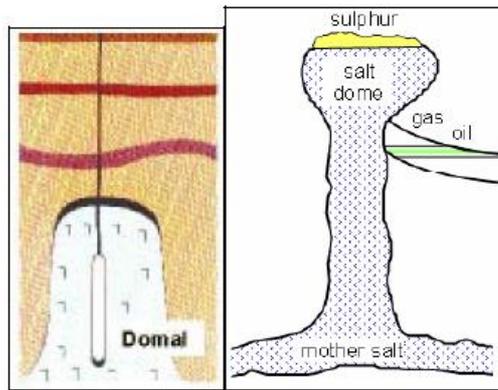


Figura 4.21: Domos salinos

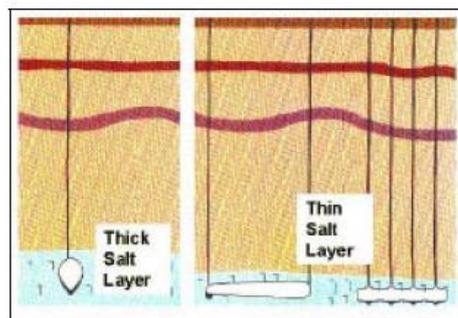
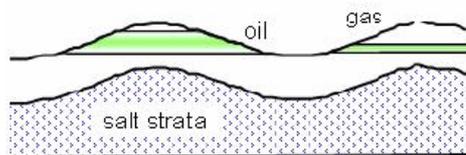


Figura 4.22: Cavernas o minas de sal

Las principales ventajas de esta opción son su gran capacidad, su elevada velocidad de llenado, el valor económico potencial de la salmuera resultante y el que puede constituir un almacén permanente o temporal del CO_2 . Además, el almacenamiento de CO_2 puede realizarse en cavidades relativamente someras, sin necesidad de mantener las condiciones termodinámicas de criticidad. Por ser el método de almacenamiento de CO_2 más costoso, probablemente sea sólo una opción para aquellas zonas donde no se encuentre otro tipo de formaciones.

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

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

[4.1.6.2 Opciones de almacenamiento geológico en España](#)

El caso español presenta algunas particularidades derivadas de la escasez de recursos nacionales de gas natural y petróleo, que no sólo implica la práctica inexistencia de almacenes en depósitos de hidrocarburos en España, sino una densidad mucho más baja de información del subsuelo procedente de la exploración geológica de empresas petrolíferas. Por tanto, no sólo se ve reducida la capacidad de almacenamiento, sino también la precisión de las evaluaciones en acuíferos salinos.

Los acuíferos salinos tienen una potencialidad importante, debido a la presencia de importantes cuencas sedimentarias en la plataforma continental y el interior de nuestro país.

El almacenamiento en capas de carbón está en desarrollo y todavía no se ha probado su eficacia para grandes cantidades de CO₂. Por otra parte este método tiene en nuestro país unas posibilidades limitadas ya que el carbón existente es en gran parte explotable y por tanto un recurso.

Algo parecido sucede con el almacenamiento en depósitos de gas y petróleo. Aunque esta tecnología está probada, su aplicabilidad en España es muy limitada.

En cualquier caso, las evaluaciones realizadas fueron conducidas a aquellas zonas del país en las que se encuentran formaciones sedimentarias porosas (areniscas, arenas, rocas carbonatadas fracturadas...) a suficiente profundidad como para poder albergar CO₂ en estado supercrítico; es decir, en el entorno de los 800 metros.

Este criterio, en términos generales, descarta el tercio más oriental de España, además de las Islas Canarias para el almacenamiento geológico y propone la evaluación de almacenes en cuatro grandes cuencas sedimentarias (Duero – Almazán, Ebro, Tajo y Guadalquivir), así como en algunas zonas de la Cordillera Ibérica, Cordillera Vasco – Cantábrica, Cadenas Béticas y el Campo de Gibraltar.

Las áreas seleccionadas para acuíferos salinos y capas de carbón se presentan, junto a otra información recopilada en la Figura 4.23, mientras que el resultado final de la evaluación se contempla en la Figura 4.24.

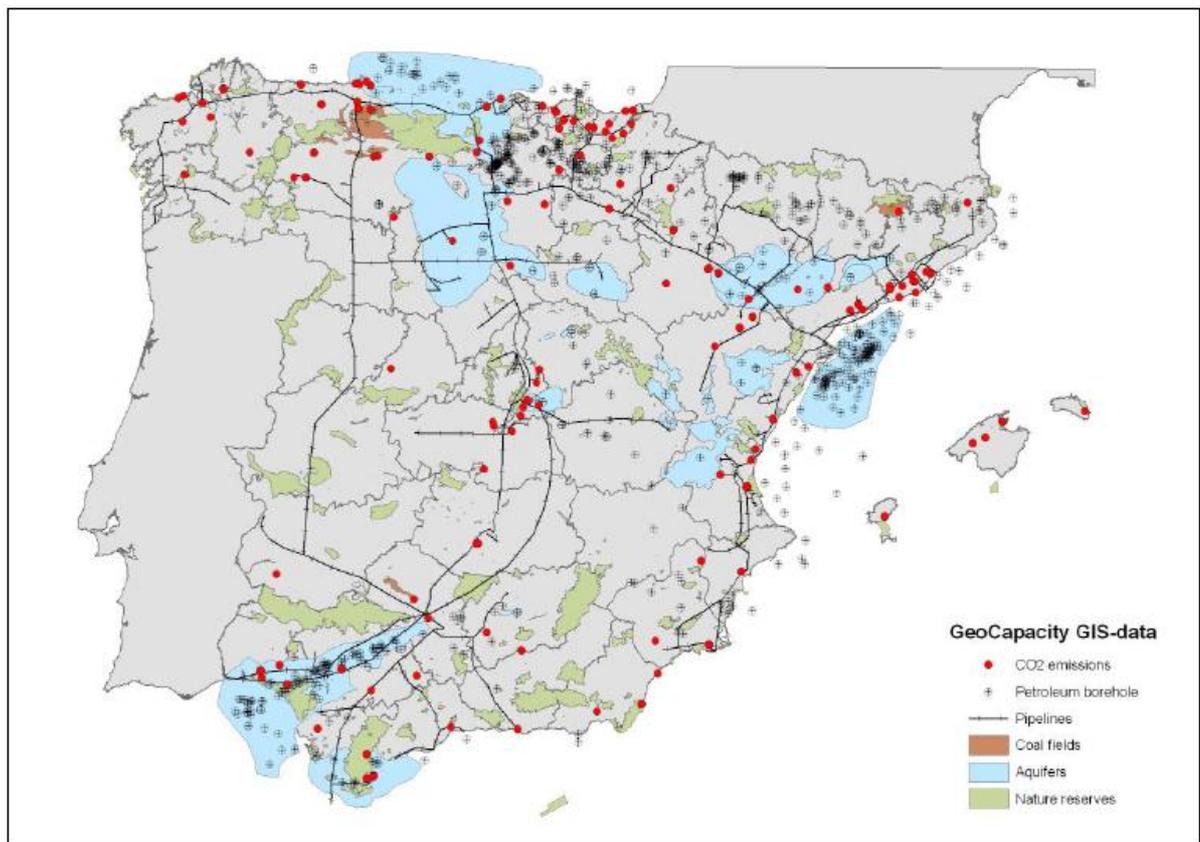


Figura 4.23: Áreas con formaciones susceptibles de constituir almacenes geológicos de CO₂

Para estimar la capacidad de almacenamiento de los depósitos españoles se han utilizado distintas ecuaciones según el tipo de almacenamiento del que se trate si bien, en todas ellas la capacidad de almacenamiento de CO₂, o cantidad de gas que puede albergar un determinado depósito, depende del producto del volumen de poro (volumen disponible en la estructura) por la densidad del CO₂ a las condiciones de presión y temperatura del almacén. En el cálculo de la capacidad influyen también otros muchos factores como por ejemplo, la cantidad de CO₂ que puede disolverse en los fluidos de la formación.

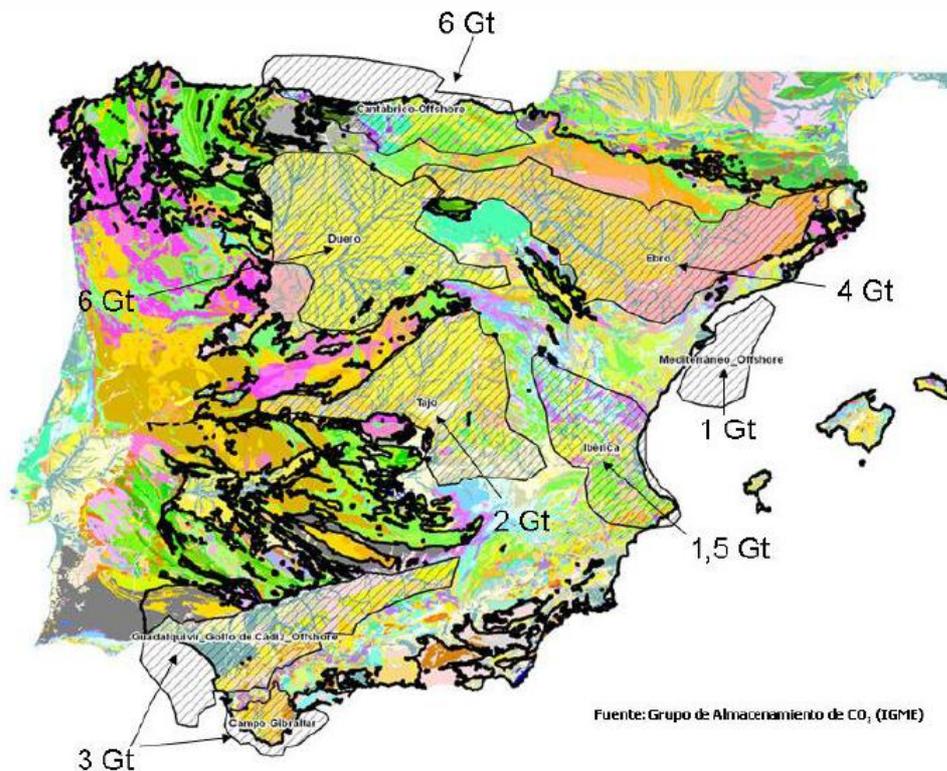


Figura 4.24: Capacidad de almacenamiento de CO₂ de las cuencas sedimentarias españolas

Una aproximación regional de carácter grosero estipula:

- La capacidad de los acuíferos salinos profundos entre 16 y 24 Gt.
- Capacidad baja y no estimada en depósitos de hidrocarburos.
- La capacidad de las capas de carbón en 200 Mt

4.2 Criterios socio económicos

Los criterios socio económicos a aplicar son:

- Información previa disponible
- Fuentes de CO₂
- Áreas de interés
- Ubicación
- Madurez
- Percepción y aceptación

4.2.1 Posibles formaciones

Este criterio se valorará en primer lugar y por tanto tiene una clara importancia. La falta de información será un indicador de la dificultad y el esfuerzo en la investigación de una zona o región geológica.

Por todo ello, será necesario recopilar la información previa, bien sea a través de las administraciones públicas estatales o autonómicas. Sin embargo, algunos de los estudios del subsuelo en nuestro país han sido realizados por empresas privadas, con lo que es posible que no se encuentre disponible será necesaria por lo tanto recopilar y verificar la calidad de la información relacionada con el potencial almacenamiento de CO₂.

El objetivo perseguido con esta fase es:

- Determinar qué información está disponible para la caracterización del almacén.

- Determinar si el emplazamiento puede ser caracterizado con los datos existentes. Identificar las áreas de incertidumbre que puedan imponer riesgos operacionales relevantes o no debido a datos inadecuados.
- Definir los nuevos datos requeridos para reducir los riesgos identificados en el punto anterior.
- Definir el alcance del trabajo y tiempos para completar la caracterización del emplazamiento.

4.2.2 Fuentes de emisión de CO₂

En la elección de emplazamientos es necesario tener presente las fuentes de emisión de CO₂ existentes, debiendo realizarse una evaluación detallada de una serie de factores que pesarán sobre la viabilidad final del almacenamiento:

- El desarrollo socio económico futuro de la zona.
- Las características de las fuentes, tipo y volumen de las emisiones.
- Las rutas existentes para el transporte del CO₂.
- La distancia a los centros de emisión.
- El volumen de almacenamiento requerido y disponible.

4.2.2.1 [Identificación de las fuentes](#)

La identificación de las fuentes de emisión de CO₂ es el primer paso a dar en la selección de emplazamientos.

Las emisiones de CO₂ provienen de un variado número de fuentes, principalmente de la oxidación de combustibles fósiles (75%), que en una primera clasificación podemos dividir en generación de electricidad, industria, transporte y residencial.

Otra forma de clasificar las emisiones es dividir las en grandes fuentes estacionarias y pequeñas fuentes no estacionarias. Las primeras, entre las que se encuentran las centrales termoeléctricas o las instalaciones industriales como refinerías o cementeras, son a las que se puede aplicar el concepto de captura directamente. A las no estacionarias, principalmente el transporte, no se les puede aplicar en el estado actual de la técnica.

Las concentraciones de CO₂ en las corrientes de gases residuales no suelen superar el 15%, sin embargo, en algunas de ellas las concentraciones son superiores al 95% (p.e. producción de amoníaco) lo cual las hace idóneas para empezar con el desarrollo de la captura y almacenamiento, pues sólo harían falta procesos de secado y compresión.

Suele ser habitual cuando se caracterizan las fuentes de CO₂ en los trabajos sobre captura y almacenamiento de CO₂ incluir solo aquellas clasificadas como grandes, esto es, con emisiones superiores a 0.1 Mt CO₂/año. La razón de este límite es que las instalaciones que emiten menos de esa cantidad representan menos del 1% del total de emisiones. Además, por razones de economía de escala, los costes pueden ser demasiado altos en estas últimas. Las grandes fuentes podemos a su vez dividir las en:

- Combustiones.
- Procesos industriales: incluye transformaciones químicas (en petroquímica, cementeras, reducciones con coque...) o biológicas (fermentaciones).
- Procesamiento de gas natural: El CO₂ es una impureza en muchos yacimientos y debe de ser reducido por normativas o motivos técnicos.

Como datos complementarios, se puede añadir que el 25 % de las grandes fuentes estacionarias (que emiten más de 1 Mt anual) acumulan el 85% de las emisiones de mientras que el 41% de ellas, (entre 0.1-0.5 Mt anuales) contribuyen menos de un 10%.

Existen 330 fuentes cuyas emisiones superan las 10 Mt anuales; del total de sus emisiones, el 78% corresponde a centrales termoeléctricas, el 20% a procesamiento de gas natural y el resto a siderúrgicas. Por otra parte, las fuentes cuyas corrientes de gases tienen condiciones óptimas para la captura de CO₂ (gran pureza y presión alta) representan solo una pequeña parte (< 2%) de las emisiones de las grandes fuentes estacionarias.

Además del volumen de emisiones, otros factores que determinarán los costes del proceso de captura son la concentración de CO₂ en la corriente de la que se quiere separar y la presión a la que está dicha corriente. De manera general se puede decir que la captura será tanto más sencilla cuanto mayor sea la presión parcial (concentración) del CO₂ y la presión total de la corriente.

A continuación se analizan los procesos mencionados anteriormente, en los que es factible la captura de CO₂ para su posterior almacenamiento.

- Generación eléctrica

Es la mayor fuente de emisiones de CO₂ a nivel mundial y, por ello, aquella a la que más van dirigidos los esfuerzos de reducción de emisiones. La generación termoeléctrica de electricidad (exceptuando la energía nuclear) implica la combustión de un combustible, generalmente fósil, y la realización de uno o más ciclos termodinámicos.

Cuando el combustible (carbón, gas natural, derivados del petróleo) se quema en una caldera, la energía liberada calienta agua a presión que circula por tubos en la pared de la caldera y la convierte en vapor sobrecalentado.

Este vapor se expansionará posteriormente en una serie de turbinas, convirtiendo su entalpía en energía mecánica. Esta turbina arrastra un alternador, generándose así la electricidad. El vapor vuelve a condensarse, al ceder su calor latente al circuito de refrigeración y es enviado mediante bombas a repetir el ciclo (ciclo Rankine).

El rendimiento de estas centrales es muy bajo, de un 40%, debido a que una gran parte de la energía se pierde en el circuito de refrigeración, mayoritariamente, y en los gases de escape (sobre todo cuando se usa carbón). Por ello, las emisiones específicas ($t\ CO_2/MJ$) son altas comparadas con los ciclos combinados.

En los ciclos combinados, se utiliza principalmente gas natural. El gas natural se mezcla con aire comprimido y se quema a la entrada de una turbina de gas. En su expansión los gases hacen girar la turbina, que arrastra un alternador. Los gases a baja presión conservan todavía mucha energía en forma de calor (500-600 °C) al abandonar la turbina, por lo que son pasados por una caldera de recuperación de calor en la que vaporizan agua, que a su vez realizará un ciclo Rankine similar al descrito anteriormente. Estos ciclos combinados tienen un rendimiento de aproximadamente un 55%, por lo que sus emisiones específicas son menores.

Otro factor que influye en las emisiones específicas es la propia naturaleza del combustible; cuanto mayor sea su contenido en carbono, mayores emisiones de CO_2 por unidad de energía producida en su combustión.

El carbón contiene más de un 85% de C mientras que el GN contiene del orden de un 75%. Valores aproximados de emisiones específicas son $1\ tCO_2/MWh$ en una central de carbón y aproximadamente $0,35\ tCO_2/MWh$ en un ciclo combinado de gas.

La crisis económica ha supuesto una reducción de la demanda de electricidad en los años 2008 y 2009; mientras que en el año 2010 se recuperó la demanda hasta niveles similares al año 2007.

- Refino de petróleo

Las refinerías son grandes emisoras de CO₂ aunque, a diferencia de las centrales térmicas u otras actividades, estas emisiones no están concentradas en una única corriente de escape como una chimenea sino que provienen de varias corrientes de diferentes características. Por una parte, se emite CO₂ de la combustión de combustibles fósiles (principalmente coque de petróleo y aceites pesados producidos en la misma refinería), ya que es necesaria una gran cantidad de energía para el calentamiento del crudo en las columnas de fraccionamiento.

El consumo de energía es tan grande que puede suponer hasta un 40% de los gastos de explotación en una refinería, dependiendo de la calidad del crudo. Por otra parte, hay emisiones de corrientes de CO₂, que puede ser de alta concentración, en otras etapas de elaboración de subproductos: producción de H₂, tratamientos de gasolinas...

- Tratamiento del gas natural

El gas natural (GN) suele contener CO₂ como impureza en proporciones variables cuando es extraído del yacimiento. Este CO₂ debe ser eliminado antes de enviarlo por el gasoducto para su comercialización para evitar la corrosión del gasoducto, para reducir el exceso de energía en el transporte y para incrementar el poder calorífico del gas. Este proceso se conoce como endulzamiento del GN hasta adquirir la calidad "pipeline", aproximadamente un 2% en volumen de CO₂ máximo. Si se hace la aproximación, bastante conservadora, de que la mitad del GN extraído en el mundo contiene un 4% y se quiere reducir hasta el 2% se estaría hablando de unas emisiones de 50 Mt anuales de CO₂ emitido en forma de una corriente de gas puro.

La experiencia adquirida en este sector es fundamental en el campo de las tecnologías de captura y almacenamiento del CO₂, ya que se dispone de tecnología a escala industrial para la captura de CO₂. No obstante, habrá que hacer algunas modificaciones para adaptarla a otro tipo de corrientes (principalmente centrales termoeléctricas).

- Siderurgia

La industria de producción de hierro y acero es la mayor consumidora de energía a nivel mundial, en torno a un 10-15%. Además en el propio proceso de reducción del mineral (un óxido de hierro) utilizando coque se producen corrientes ricas en CO₂ que puede ser capturado. Otros procesos utilizan H₂ obtenido a partir de GN, siendo factible la captura del CO₂ producido.

Las emisiones específicas en este sector en España han disminuido en los últimos años debido a la modernización de los equipos de producción y a la sustitución parcial de los combustibles de alto contenido en C (carbón, coque) tradicionales por otros de menor contenido.

- Producción de cemento

Las emisiones de CO₂ de la industria de producción de cemento representan el 6% del total de las emisiones de fuentes estacionarias.

La producción de cemento requiere un gran consumo de energía para lograr la reacción de descarbonatación del carbonato de calcio, que es una reacción endotérmica que ocurre a unos 900 °C. Para conseguirla se quema carbón o coque u otro tipo de combustibles como cierta biomasa. Además, la propia reacción de descarbonatación lleva implícita la emisión de CO₂ para producir óxido de calcio, a razón de 440 kg por cada tonelada de carbonato.

Esto explica que la concentración de CO₂ en los gases de salida (15-30%) sea mayor de la que cabría esperar por la simple combustión, como por ejemplo en las centrales térmicas.

Las emisiones específicas de este sector han descendido en más de un 20% desde 1975, debido a mejoras realizadas en los sistemas de recuperación de calor y a mejoras introducidas en el proceso así como la bajada en la demanda de cemento.

- Producción de amoniaco

La producción mundial de amoniaco está en torno a las 100 Mt año. Se sintetiza a partir de nitrógeno (extraído del aire) e hidrógeno. Este hidrógeno se puede obtener mediante gasificación de carbón o hidrocarburos pesados, pero más del 85% de la producción se obtiene a partir del reformado del GN. Para ello se hace reaccionar metano con vapor de agua en las condiciones adecuadas, y tras una serie de etapas se obtiene una mezcla de H_2 y CO_2 . Este último se separa mediante absorción con aminas, con lo que se obtiene una corriente pura. Así se producen unas 127 Mt anuales en todo el mundo.

Este CO_2 ya se utiliza en la actualidad para sintetizar urea, para alimentación o también para la recuperación asistida de petróleo (unas 0.7 Mt anuales).

4.2.2.2 [Distancia entre fuentes y almacenes](#)

En relación con la distancia entre fuentes y almacenes se daría prioridad a las áreas próximas a los focos emisores, así como aquellas próximas a las líneas de distribución y transporte (oleoductos y gaseoductos). Por lo que habrá que cuantificar la máxima distancia fuente-almacén; que es un parámetro crítico en la selección de emplazamientos. Esta evaluación deberá contemplar los factores orográficos y las infraestructuras viales existentes entre el punto de emisión y el almacenamiento.

La realización del almacenamiento de CO_2 dependerá de la disponibilidad de fuentes antropogénicas de emisión de CO_2 , a una distancia suficiente como para que la viabilidad económica del proyecto no se vea afectada. Sin embargo, dicha distancia podrá variar dependiendo del tipo de almacén considerado.

Por ello, tenemos que para acuíferos salinos o reservas de petróleo o gas natural vacías, donde el almacenamiento de CO_2 no supone ningún beneficio económico, la distancia máxima que no penalice el proyecto será menor que otros proyectos donde la inyección de CO_2 supone un beneficio económico.

Considerando tan solo la aplicación de los criterios de idoneidad expuestos para proyectos de CAC en España una distancia superior a 250 km podría hacer fracasar un proyecto. No obstante, será necesario evaluar cada caso y emplazamiento ya que la diferente orografía de nuestro país, no garantiza un terreno homogéneo y por tanto la distancia máxima asumible variará.

4.2.2.3 [Capacidad de los almacenes](#)

Es necesario estimar la capacidad de los almacenes para evaluar si se ajusta al volumen de suministro de gas y valorar si las tasas de inyectividad previsibles en el emplazamiento son adecuadas para las tasas de emisión de CO₂ de la fuente.

La determinación de esta capacidad va a ser específica de cada área y tipo de estrato, debiendo tener presente las distintas formas de almacenamiento del CO₂ en cada una de ellas.

Todas estas consideraciones afectan a los costes finales de cualquier proyecto de almacenamiento de CO₂, por lo que es importante tenerlas en cuenta en las fases iniciales de la selección de emplazamiento, antes de proceder a una caracterización detallada de los sitios candidatos.

La calidad del CO₂ afectará a los procesos de captura, transporte e inyección. También influirán en los mecanismos de retención en el almacén, así como la capacidad de almacenamiento del mismo: la presencia de impurezas afectará a la compresibilidad del CO₂ inyectado, y por tanto en el volumen necesario.

También afectará a la capacidad de almacenamiento en estado gaseoso en reservas de hidrocarburos y formaciones salinas profundas, ya que parte del volumen del almacenamiento es utilizado para albergar el volumen de dichas impurezas.

4.2.3 Áreas de interés

4.2.3.1 Existencia de recursos

Al igual que en otros casos de selección de áreas favorables, es necesario evitar las zonas con recursos en explotación, estratégicos o de potencial interés en el futuro.

Estos recursos comprenden:

- Materias primas energéticas.
- Recursos minerales.
- Recursos hídricos; presentes en los acuíferos próximos al almacenamiento (acuíferos en explotación o susceptibles de serlo en un futuro) o a techo de la formación almacén, deberán ser entendidos como tales recursos y, por tanto, evitados como lugar para un almacenamiento.
- Recursos medioambientales y culturales; la presencia de recursos relativos al patrimonio cultural y natural serán una eventual causa de exclusión en la selección de emplazamientos.

4.2.3.2 Centros de población

Se excluirán las zonas pobladas (ciudades, pueblos, etc.) como áreas para el almacenamiento de CO₂, por razones de seguridad, tanto operacional como post-operacional, y por posible oposición social.

4.2.3.2.1 *Núcleos de población*

La proximidad a núcleos de población incidirá en el riesgo del emplazamiento en superficie, frente a imprevisibles y pequeñas fugas que pudieran producirse.

Desde el punto de vista social, la proximidad a núcleos de población o zonas de interés (cultural o ambiental) restarán interés al emplazamiento.

4.2.3.2.2 Espacios naturales y culturales protegidos

Se deberá evaluar la proximidad de recursos naturales valiosos (en particular, zonas incluidas en la Red Natura 2000 de conformidad con la Directiva 79/409/CEE del Consejo, de 2 de abril de 1979, relativa a la conservación de las aves silvestres y la Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, acuíferos de agua potable e hidrocarburos).

Se consideran no idóneos para el almacenamiento de CO₂ aquellos situados dentro de espacios naturales reconocidos a nivel nacional y europeo.

Desde el punto de vista de protección de espacios culturales, éstos deben ser considerados desde el punto de vista de evaluación de posible micro-sismicidad inducida por la inyección. Sin embargo, este aspecto debe ser considerado de forma igualitaria en otros criterios como accesibilidad (estudio de la infraestructura existente y necesaria), e incluso con el estudio de análisis de núcleos de población dentro de este criterio.

4.2.4 Ubicación

Este criterio se refiere a la situación de la formación y desarrollo de la infraestructura necesaria en superficie.

Por ello, se puede diferenciar entre:

- Marítima (off-shore)
- Terrestre (on-shore)

La selección y justificación de este criterio se basa en que la idoneidad de un emplazamiento debe también fundamentarse en aspectos económicos, y este criterio determinará el coste de inversión entre las diferentes ubicaciones. Si bien esta clasificación es a escala regional, la escala económica local se recogerá en el posterior criterio considerado.

4.2.5 Madurez

Este criterio engloba aquellos aspectos económicos a escala local, es decir, aspectos como el clima (criterio indirecto que puede indicar la dificultad de realización de la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento), infraestructura a desarrollar y aquella existente y que se verá afectada por la instalación de la infraestructura de inyección y monitorización en superficie.

Es conveniente destacar el interés del criterio de infraestructura existente, debido a que se deben considerar aspectos tales como la existencia de permisos de investigación, exploración e incluso explotación, ya que la posesión de dichos permisos reducirá el tiempo necesario para la solicitud de los mismos, además de que el coste se verá reducido debido a que es posible que se dispongan de los viales y modos de acceso al emplazamiento en estudio. De igual forma, la existencia de accesos a la zona de estudio y servicios necesarios para la realización de los ensayos (disponibilidad de agua, electricidad, etc.) serán aspectos englobados en este criterio. La infraestructura afectada pretende considerar aspectos tales como la necesidad de realizar modificaciones a las mismas: gaseoductos próximos, carreteras e infraestructuras de obra civil. Todos estos criterios están contemplados en el Anexo I de la Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de CO₂.

4.2.6 Percepción y aceptación

Los estudios sobre percepción y aceptación del almacenamiento geológico de CO₂ llevados a cabo demuestran que el público:

- Está poco informado sobre las transformaciones de energía y sus efectos ambientales.
- Está a favor de las renovables pero no dispuesto a pagar precios superiores.
- Desconoce las tecnologías CAC y es contrario a almacenar CO₂ en el subsuelo.
- Creen que el CO₂ es tóxico.
- Tienen mayores preocupaciones relacionadas con el transporte y almacenamiento.
- Que pueden ser un freno efectivo para el despliegue de la tecnología.
- Que los proyectos demo pueden contribuir a la mejora de la percepción si la estrategia es adecuada.

A continuación se incluyen diferentes encuestas:

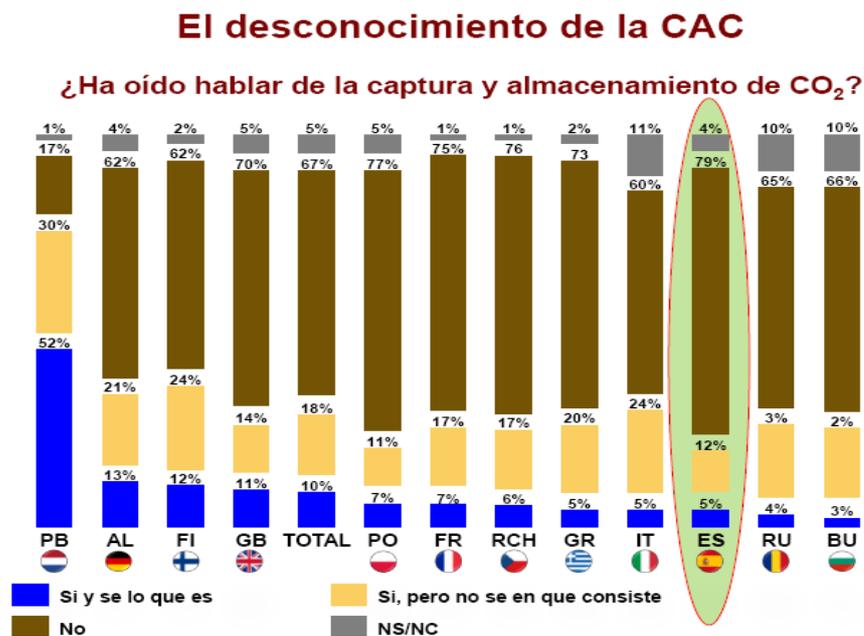


Figura 4.25: Encuesta sobre el desconocimiento de la CAC

La percepción global

¿Si fuese a almacenarse CO₂ a 5 km de su casa, estaría Vd. ... ?

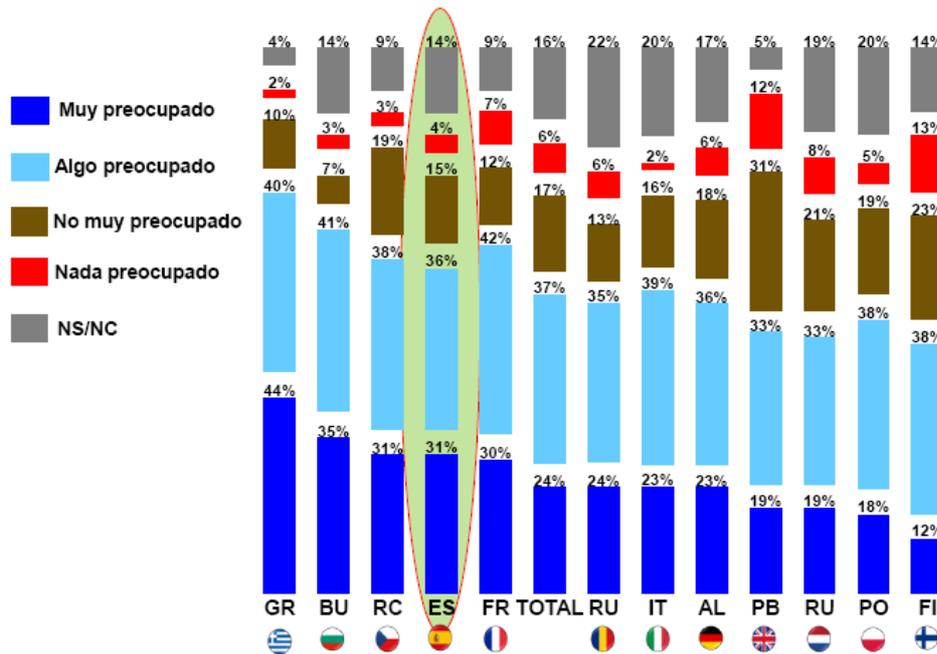


Figura 4.26: Encuesta sobre la percepción global

El desconocimiento sobre el CO₂

¿Cuál de las siguientes afirmaciones cree que se aplica al CO₂?



Figura 4.27: Encuesta sobre el desconocimiento del CO₂

La concreción de la percepción global

¿Cuál sería el motivo de su preocupación?

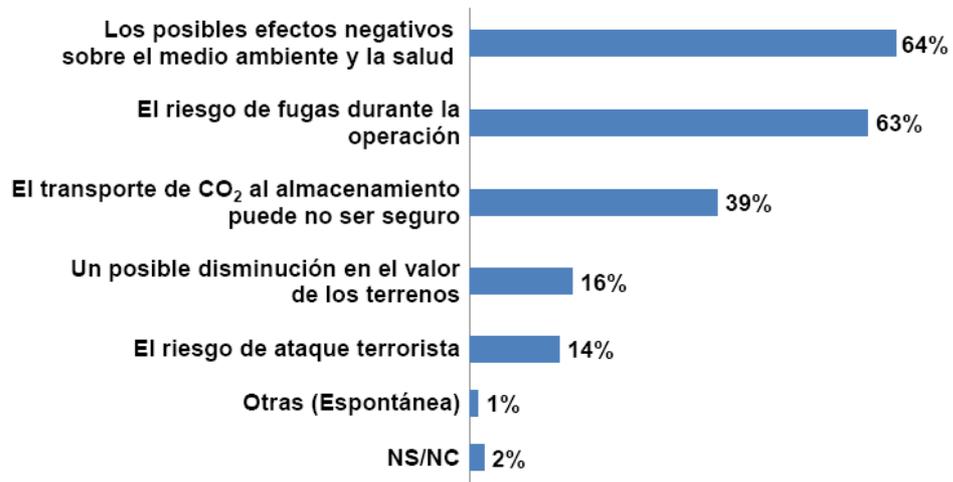


Figura 4.28: Encuesta sobre la concreción de la percepción global

La confianza en las fuentes de información

Indique los tres tipos de fuentes mas fiables sobre captura

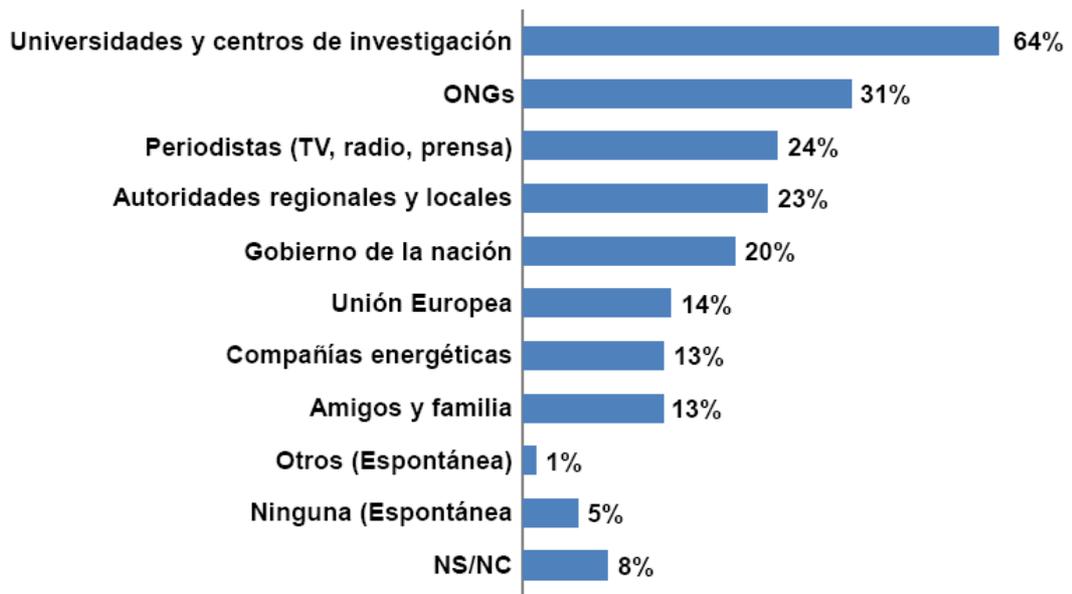


Figura 4.29: Encuesta sobre la confianza en las fuentes de información

5 Etapas en el almacenamiento geológico de CO₂

Se diferencian cuatro grandes etapas que tendrán lugar en el desarrollo y construcción de un almacén de CO₂. Estas son; pre-inyección, inyección, clausura y post-clausura.

- **Etapas pre-inyección**

Dentro de la etapa de pre-inyección encontramos tres sub-etapas, todas de importancia crítica para el correcto desarrollo del proyecto.

Selección de áreas y estructuras

En primer lugar, y con una duración aproximada de un año, se procede a la selección del área de interés y posteriormente la estructura o estructuras objeto de estudio. La selección del área se hará en función de los intereses de la empresa (cercanía a foco de emisión, facilidades logísticas, etc.) así como basándose en estudios previos existentes. Así pues, dentro de esta etapa de selección de emplazamiento, podremos hablar de tres niveles de escala distintos por los que iremos pasando a medida que disminuya el tamaño del área estudiada y aumente la calidad y cantidad de la información y por tanto, dicha información sea más precisa y fiable; estos son:

- Escala a nivel cuenca
- Escala a nivel de área o regional
- Escala a nivel local

El factor escala, es un factor fundamental a tener en cuenta para la valoración de la capacidad de almacenamiento ya que la metodología a aplicar así como la clase y nivel de detalle de los datos que se requieren, varían en función de la escala de trabajo.

Una vez se ha llevado a cabo una valoración local detallada, ya sea con uno o varios candidatos a nivel de emplazamiento, y se halla calculado su capacidad práctica asignando un orden de prioridad entre candidatos (herramienta CO₂SITEASSES) se procederá a comprobar los parámetros del almacenamiento y determinar su capacidad práctica de almacenamiento. Esto da paso a la siguiente sub-etapa.

Caracterización

Para proceder a su inicio es necesario presentar un permiso de investigación a través de las autoridades competentes dentro de la CC.AA y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Los permisos de investigación conferirán al titular el derecho exclusivo a llevar a cabo la investigación en un volumen de profundidad indefinida cuya base superficial estará delimitada por paralelos y meridianos referidos a los sistemas de referencia geodésicos en vigor, quedando definida por la agrupación de cuadriláteros de un minuto de lado, en coincidencia con minutos enteros de latitud y longitud, adosados al menos por uno de sus lados siempre que no supere un máximo de 100.000 hectáreas.

El procedimiento de tramitación de los permisos de investigación se deberá resolver en un plazo máximo de un año, siendo concedidos o denegados, en función de la cuantía de inversiones, la rapidez de ejecución del programa y las características técnicas e idoneidad del proyecto.

Una mayor cantidad de información supone mayor fiabilidad y precisión, pero también supone un incremento en los costes.

De manera general, se puede distribuir la información por el tipo de actividad necesaria para obtenerla, en cuatro grandes grupos, ordenados de menor a mayor coste de obtención de información:

- Estudio de afloramientos

- Geofísica ligera

- Geofísica pesada

- Sondeos

Mientras que el primero de los pasos de caracterización alcanza costes que podrían considerarse decenas de miles de euros, las siguientes etapas pueden suponer costes del orden de millones de euros. Dada la magnitud de los costes de la etapa de caracterización y considerando que la exploración de este tipo de estructuras es considerada de alto riesgo de fracaso, la etapa de selección cobra una especial relevancia en este tipo de proyectos. En esta etapa también se utilizan diferentes herramientas y metodologías que permitirán determinar y comprobar la bondad de la estructura y formación almacén.

Diseño

Una vez obtenida la información necesaria esta deberá de ser procesada dentro de la sub-etapa de diseño. En esta sub-etapa se realizarán dos modelos.

- Modelo estático

- Modelo dinámico

Estos permitirán conocer el comportamiento en el tiempo de la inyección de CO₂; de esta forma se podrá conocer el caudal de almacenamiento, definir la estrategia e implantación de los sondeos de inyección. De igual forma, se podrán conocer los posibles caminos preferenciales de migración de CO₂, lo que permitirá establecer la mejor y más eficiente estrategia de inyección de CO₂.

En principio, el tiempo estimado para llegar a este hito en el desarrollo del proyecto oscila entre los tres y los cinco años. La ley en este caso, concede cuatro años para su desarrollo con posteriores periodos prorrogables de dos años.

Toda esta información junto con la estrategia de implantación permitirá al titular del permiso de investigación, solicitar la concesión de almacenamiento. Las concesiones de almacenamiento conferirán al titular el derecho a explotar en exclusiva dicho emplazamiento e implicará la declaración de utilidad pública de los terrenos suprayacentes que resulten necesarios para el establecimiento de las instalaciones de inyección o auxiliares.

Concluida la tramitación pertinente, la concesión será otorgada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, si el otorgamiento de la concesión corresponde a la Administración General del Estado, o por el organismo competente de la Comunidad Autónoma en los demás casos. Una vez obtenido el permiso, podrá comenzar la etapa de Inyección.

- **Etapa de Inyección**

Al igual que la pre-inyección, esta se subdivide en dos grades sub-etapas que no se detallan minuciosamente puesto que escapan del ámbito de este proyecto.

Construcción

En esta fase se construirá la instalación de superficie que permitirán la inyección y monitorización del almacén de CO₂.

Inyección

Durante esta tarea, y una vez alcanzada la operación del almacén se procederá al almacenamiento de CO₂ de acuerdo al programa establecido.

Es importante destacar, la importancia de una correcta monitorización del almacén y espacios circundantes desde antes del comienzo de esta etapa y a lo largo de todo su desarrollo así como el cierre y clausura del mismo.

De manera general, se espera que esta etapa tenga una duración de entre veinte y treinta años. Esto variara en función de las características concretas del proyecto, tales como ritmo de inyección, capacidad de inyección, capacidad total del almacén, etc. Según la ley, esta etapa tendrá una duración máxima de 30 años prorrogable por dos periodos sucesivos de diez años. Durante la duración de la misma, será obligación del titular llevar a cabo un Plan de seguimiento continuo tanto del almacén como de las instalaciones; y del órgano competente dentro de la comunidad autónoma, llevar a cabo un plan de seguimiento, en el que se contemplen inspecciones periódicas así como la implantación de medidas correctoras en caso de que fuese necesario.

- **Etapa de clausura**

Una vez alcanzado el programa de almacenamiento previsto y completado el almacén, se procede a su cierre.

En esta etapa, el propietario de la concesión está obligado a seguir un programa de monitorización y proceder a retirar las instalaciones de superficie y proceder al sellado del almacenamiento de CO₂. Así mismo, el propietario deberá realizar las medidas correctoras necesarias en caso de fallo, actualizar el plan provisional de gestión posterior al cierre, incorporando los resultados derivados de los análisis de riesgos y las mejores técnicas disponibles. Esta etapa tendrá una duración no inferior a los 20 años.

- **Etapa post-clausura**

Finalizada la fase de clausura el propietario está en condición de transferir la responsabilidad a la Autoridad Competente (administración general del estado).

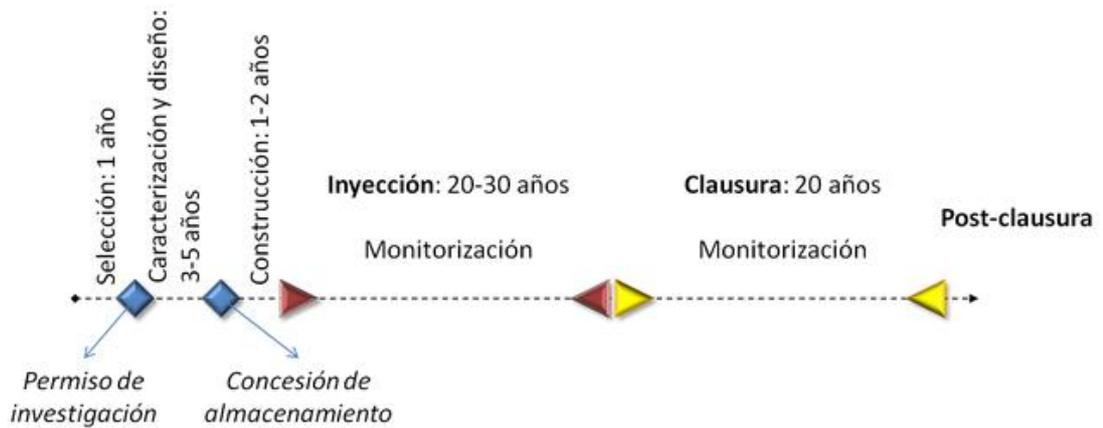
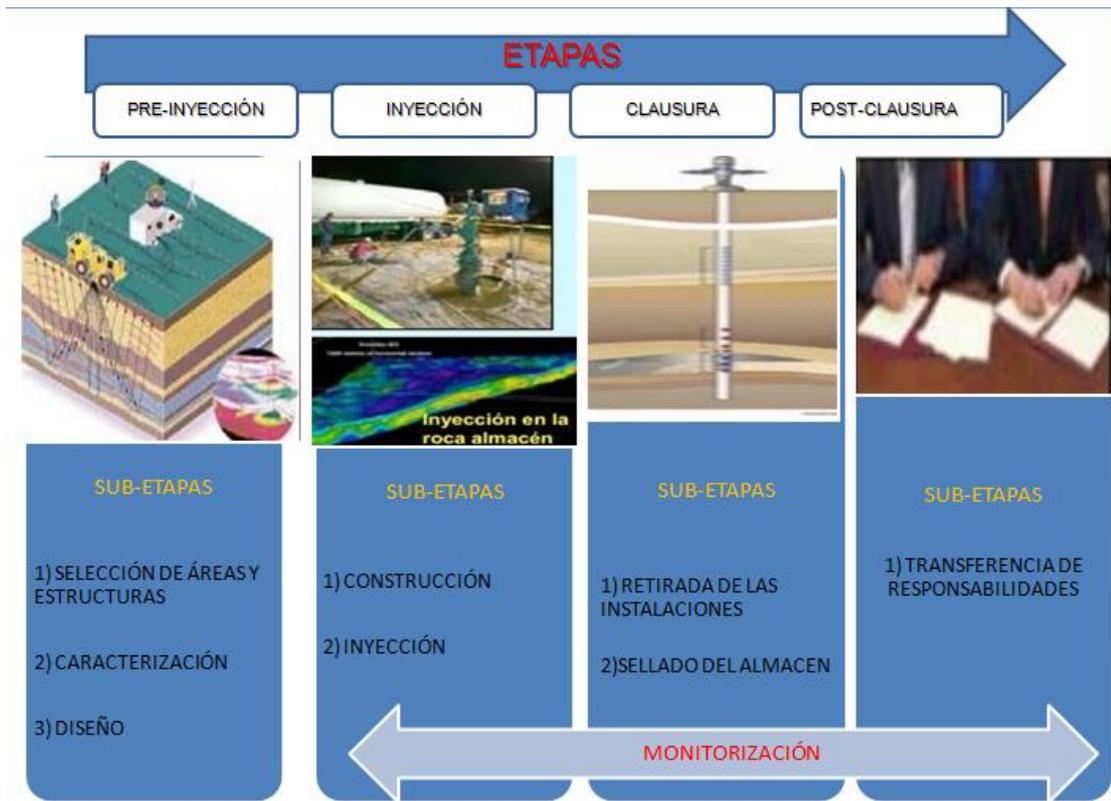


Figura 5.1: Etapas para el almacenamiento geológico de CO₂

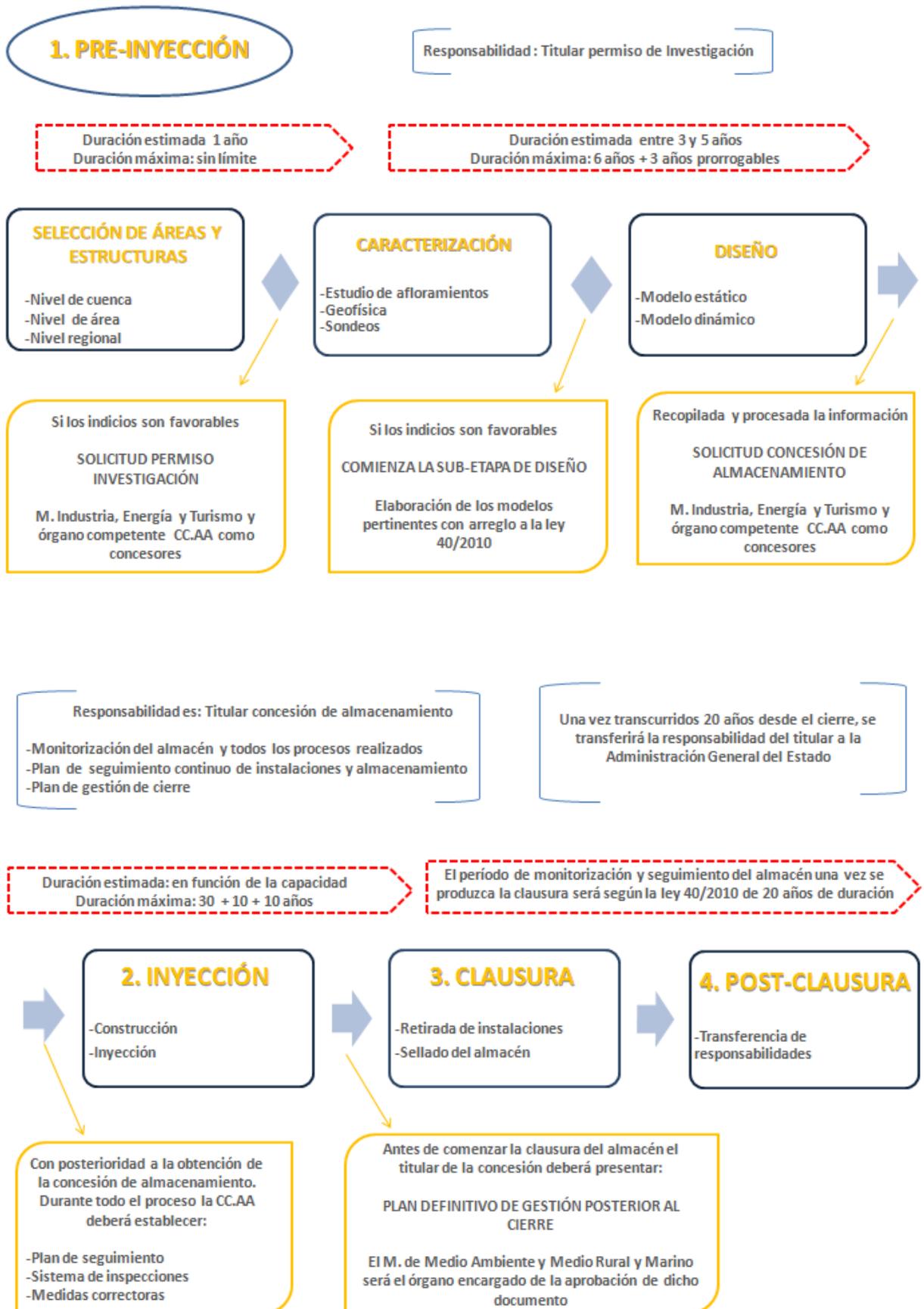


Figura 5.2: Esquema de las etapas para el almacenamiento geológico de CO₂

5.1 Etapa de Pre-Inyección

Como se comentó anteriormente, a la hora de desarrollar un almacén de CO₂ habrá que cumplir con una serie de etapas.

De estas, las tres primeras (selección de áreas y estructuras, caracterización y diseño) son aquellas que definirán como los pasos a seguir dentro de la campaña de exploración.

SELECCIÓN DE ÁREAS Y ESTRUCTURAS: modelo geológico conceptual. Evolución de la cuenca sedimentaria, estructura y estratigrafía.



Si la sub etapa anterior es favorable, pasamos a la siguiente:



CARACTERIZACIÓN: Para llevar a cabo la caracterización de la estructura seleccionada, se llevan a cabo el análisis de la información disponible (sondeos y líneas sísmicas realizadas con anterioridad al estudio que nos atañe).



En base a esta información y a su grado de fiabilidad se realizan:

- Estudios en afloramientos análogos para conocer el ambiente deposicional y la estratigrafía del reservorio u otras técnicas geofísicas.
- Sísmica de reflexión convencional (2D-3D): Análisis a escala regional.
- Perforación de nuevos sondeos, determinación de las propiedades de la roca y fluidos en los sondeos.
- Obtención de testigos en los intervalos seleccionados, así como la realización de diversas pruebas de testificación en pozo.
- Pruebas en pozos: ratios de flujo potenciales iniciales y test de presiones.

En función de la información recolectada; decidir si perforar nuevos pozos o ampliar la campaña sísmica 3D.



Si la información es favorable entramos en la tercera sub etapa del proceso



DISEÑO: Se busca evaluar el comportamiento y la evolución del CO₂ a inyectar; mediante un modelo geológico del reservorio

5.1.1 Selección de áreas y estructuras

Recopilación de información de aquellas cuencas sedimentarias que cuenten con una serie de criterios, que deberán ser técnicos y socio económicos. Por lo tanto la calidad y cantidad de información determinará el grado de precisión y/o fiabilidad.

En este caso, la primera sub-etapa ya ha sido definida anteriormente, diferenciando los criterios técnicos y socio económicos necesario para seleccionar el emplazamiento adecuado; por ello simplemente se mencionan los puntos fundamentales descritos anteriormente.

Se referirán al menos a las siguientes características:

- Geología y geofísica.
- Hidrogeología.
- Existencia de acuíferos destinados al consumo.
- Ingeniería de los depósitos o estructura geológica del lugar del almacenamiento.
- Cálculos volumétricos del volumen de poro para la inyección de CO₂.

- Capacidad final de almacenamiento.
- Geoquímica.
- Tasas de disolución.
- Tasas de mineralización.
- Geomecánica.
- Permeabilidad.
- Presión de fractura.
- Sismicidad.
- Presencia y estado de vías de paso naturales o artificiales, pozos o perforaciones.

Deberán documentarse las siguientes características de las proximidades del complejo:

- Zonas que circundan el complejo de almacenamiento; susceptibles de estar afectadas por el almacenamiento de CO₂ en el lugar de almacenamiento.
- Distribución de la población en la región en la que se sitúa el lugar de almacenamiento.
- Proximidad de recursos naturales valiosos (en particular, zonas incluidas en la red Natura 2000 de conformidad con la Directiva 79/409/CEE y la Directiva 92/43/CEE).

- Actividades en torno al complejo de almacenamiento e interacciones posibles con estas actividades (por ejemplo, exploración, producción y almacenamiento de hidrocarburos, explotación geotérmica de los acuíferos y utilización de reservas freáticas).
- Proximidad de la fuente o fuentes potenciales de CO₂ (masa potencial total de CO₂ económicamente disponible para el almacenamiento) y redes de transporte adecuadas.

5.1.2 Caracterización

La caracterización de un reservorio es un proceso multidisciplinar enfocado en entender las propiedades de un yacimiento mediante el estudio de la información geológica así como su incertidumbre y su distribución espacial. Para la caracterización de estructuras geológicas profundas susceptibles de ser utilizadas como almacén de CO₂ se plantean tres su-etapas:

- Ensayos en afloramientos
- Obtención de geofísica
- Realización de sondeos

El objetivo de la prospección exploratoria del subsuelo es encontrar formaciones y estructuras geológicas susceptibles de ser utilizadas como almacén de CO₂, al menor coste posible y en período de tiempo razonable.

Una vez seleccionada un área, comienza la definición a nivel de cuenca. Con los datos iniciales es posible la delimitación del contorno estructural tanto de la formación almacén como sello. Con todo ello, será posible definir conceptualmente la geología estructural del área en estudio.

Para la etapa regional es posible iniciar la prospección, basada en la realización de ensayos y caracterización de las formaciones almacén y sello en afloramientos, realización de nuevas campañas geofísicas y realización de sondeos de confirmación del concepto. Esta campaña exploratoria estará formada por, magneto-telúrica, sísmica 2D y la perforación de nuevos sondeos que ayuden a definir con un alto grado de fiabilidad la información disponible.

Será necesario realizar un estudio económico para conocer si la inversión de la perforación y caracterización directa será rentable. Para ello, se supondrá que dicho sondeo va a ser positivo y que posteriormente será desarrollado y puesto en producción (fase local). En dicho estudio se considerarán las inversiones necesarias para completar la evaluación del descubrimiento y posterior desarrollo: geofísica, nuevos sondeos, instalaciones, infraestructura, tuberías de transporte de CO₂. También se considerarán los costes de operación y mantenimiento (transporte y almacenamiento) y el ritmo de producción (en este caso de inyección), el precio del CO₂, etc.

La secuencia de actividades también se justifica económicamente, puesto que las primeras actividades propuestas suponen un desembolso menor. A medida que las actividades se vayan completando, siempre en función del éxito alcanzado en las etapas anteriores, el grado de conocimiento de la estructura será mayor.

Esta campaña exploratoria debe permitir reducir la incertidumbre sobre el almacén en cuestión a un bajo coste inicial, y, si los resultados son favorables, se llevará a cabo una ampliación de dicha campaña; será necesario el desarrollo del campo y/o reserva (etapa local), para lo que continuará con la investigación local que requerirá la realización de nueva geofísica de detalle por ejemplo, sísmica 3D y perforación de otros pozos que podrán ser utilizados como pozos para la monitorización o para la inyección.

Esta última etapa definirá con mayor exactitud las características del descubrimiento: capacidad, productividad por pozo, y otros parámetros de mayor detalle.

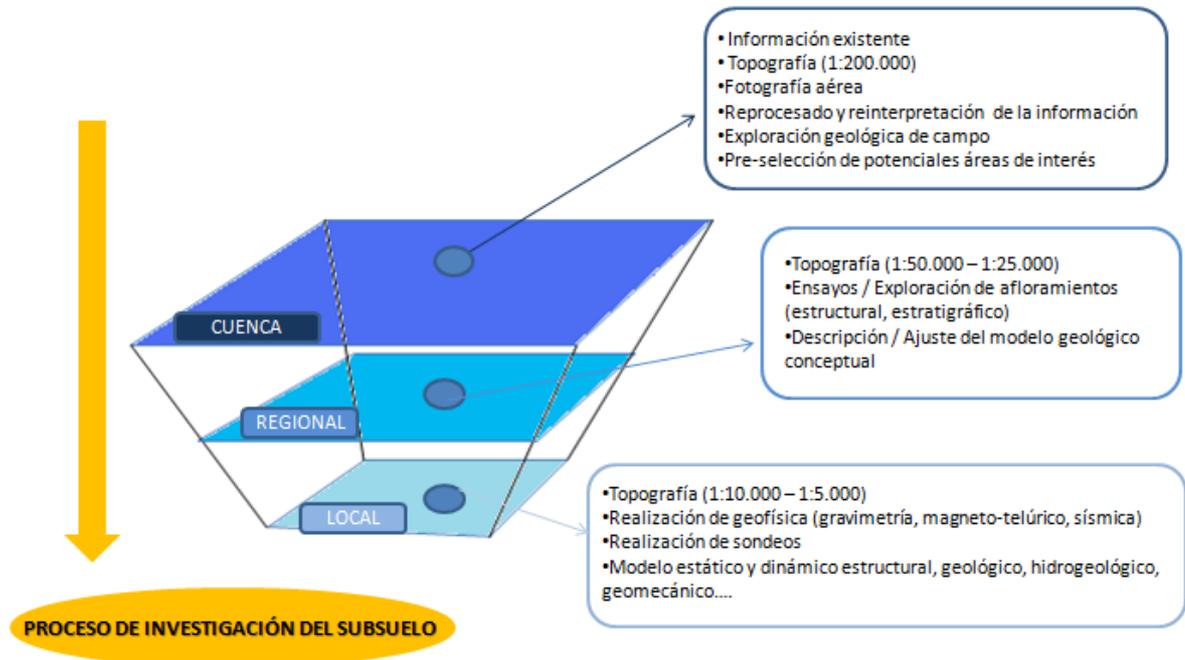


Figura 5.3: Etapas de caracterización en la exploración del subsuelo

5.1.2.1 Ensayos en afloramientos

En aquellos lugares donde existan afloramientos de las formaciones almacén y sello será posible obtener variables de interés de dichas formaciones: desde el punto de vista estructural, petrológico, hidrogeológico y mineralógico.

Es el único método disponible que permite el estudio de las relaciones verticales y horizontales de los diferentes tipos de roca en escala 1:1.

La investigación detallada de un afloramiento permitirá:

- Determinar la porosidad y permeabilidad de la formación almacén considerada
- Modelo de flujo, incluyendo unidades, barreras y almacenes.
- Frecuencia, orientación e historia geológica de las fracturas.

- Continuidad lateral de las arenas y esquistos.
- Descripción cuantitativa de todos los parámetros descritos que pueden ser empleados en los modelos numéricos de simulación.

Durante los últimos años grandes compañías de exploración de hidrocarburos han utilizado afloramientos para diseñar y calibrar modelos computarizados que son empleados como herramientas para describir cuantitativamente la distribución de la reserva y el comportamiento del flujo dentro de unidades individuales. Por tanto, esta técnica no solo es importante en la fase de caracterización, sino que también en la etapa previa de evaluación de la producción / explotación.

Para alcanzar el éxito en la exploración de afloramientos es necesario tomar muestras lo más inalteradas posibles, realizando para ello una calicata o una serie de sondeos a una profundidad de 30~50 metros de profundidad para evitar aquella zona meteorizada. Normalmente, los datos de los afloramientos sirven para completar la información disponible del subsuelo (patrón de red de fracturas, y otros); nunca se utiliza como base para poblar los modelos de simulación.

Hay que tener en cuenta que los procesos de compactación/tectónicos sufridos por las rocas a la profundidad a la que queremos almacenar pueden modificar de forma substancial las características de las rocas almacén y sello que aparecen en los afloramientos.



Figura 5.4: Afloramiento de formación sello



Figura 5.5: Afloramiento de formación almacén

5.1.2.1.1 Caracterización petrofísica

Los estudios de caracterización de rocas se han empleado desde hace décadas para conocer la interacción entre las propiedades físicas, la constitución química de la roca y su utilización industrial. De este modo, hoy en día, son técnicas de uso cotidiano y generalizado en ingeniería civil y minera y en arquitectura. Así mismo, el análisis del comportamiento de las rocas ha sido, y es, necesario para los estudios de yacimientos de petróleo y gas por lo que hay una extensa práctica tanto a escala de laboratorio (análisis de rutina y análisis especiales sobre muestras de testigos) como a escala de yacimientos, a nivel mundial.

En el caso de la captura y almacenamiento subterráneo de CO_2 , como medio para mitigar el cambio climático, resultan necesarios estos trabajos petrofísicos.

Previamente a las operaciones de inyección y almacenamiento de CO_2 , en las formaciones permeables profundas, es necesario conocer las propiedades físicas y químicas de las rocas que servirán de almacén y sello, así como sus propiedades geomecánicas y las propiedades del CO_2 que se va a inyectar.

5.1.2.1.2 Ensayos de laboratorio

Un programa de investigación de las propiedades físicas y químicas de las rocas está basado en la determinación de una serie de parámetros físicos de las rocas mediante

técnicas analíticas y experimentales a condiciones de laboratorio, en muestras obtenidas de análogos superficiales de las formaciones subterráneas, o de testigos continuos extraídos durante las fase de perforación de un sondeo.

Dos de los aspectos más interesantes de la caracterización son:

- La geometría del espacio poroso (porosidad y permeabilidad), densidad de la formación rocosa
- El estudio de la interacción de la roca y el CO₂ supercrítico.

Un primer paso es la preparación de los testigos en los que se van a efectuar los ensayos petrofísicos, químicos o mecánicos.



Figura 5.6: Extracción de probetas a partir de las muestras de afloramientos

Se estudia en esta primera etapa la petrología y mineralogía (petrología sedimentaria y diagénesis), se efectúa la extracción de los fluidos y el lavado de cualquier tipo de roca, el secado de las muestras a temperatura controlada y se determina la saturación de fluidos.

Desde el punto de vista petrofísico, la porosidad es una de las propiedades más importantes de la roca, ya que, dependiendo del tipo que sea condiciona no sólo sus características geomecánicas sino también su permeabilidad es decir la facilidad de circulación de fluidos a través de los poros intercomunicados.

Las técnicas microscópicas usadas para calcular el contenido volumétrico de granos minerales y el espacio poroso de la roca, no proporcionan una estimación suficientemente exacta del contenido de volumen de poros, por lo que se requiere el uso de técnicas experimentales como la porosimetría de helio o mercurio, para poder discriminar la porosidad por tamaño de poros.

Estas técnicas se utilizan en la caracterización del sistema poroso de los materiales, obteniéndose fundamentalmente la distribución de poros en función de la intrusión del fluido (helio o mercurio) a medida que éste se adentra en la muestra según aumenta la presión de inyección. Para cada intervalo de presión considerado, el volumen de fluido intruído indicará por lo tanto el volumen de poros de la muestra.

La geometría de los poros condiciona la curva de presión capilar y por tanto la saturación de agua irreducible es decir el % del espacio poroso que debido a la presión capilar siempre va a estar ocupado por el fluido que inicialmente impregna la roca.

Además se obtienen las curvas de permeabilidad relativa para cada fase que va a estar presente en la formación almacén tanto para la fase de drenaje como de imbibición.



Figura 5.7: Equipos de porosimetría al Helio



Figura 5.8: Equipo de porosimetría al Mercurio

Así mismo, se realiza un estudio microfractográfico de las discontinuidades, (poros, microcavidades y grietas o fracturas abiertas) describiendo los parámetros (anchura, longitud, tipo, orientación, distribución de fracturas rellenas y venas, rellenos y naturaleza) necesarios para construir modelos tridimensionales.

Otra técnica que se utiliza es la microscópica electrónica de barrido, una de las pocas técnicas de caracterización que nos permiten obtener información tridimensional de los minerales y del espacio poroso que conforman la roca. Además, permite el análisis químico cuantitativo y cualitativo a escala micrométrica de materiales sólidos.



Figura 5.9: Microscopio electrónico de barrido

Mediante las técnicas de Difracción de Rayos X y de microscopía electrónica es posible obtener un análisis químico preciso de los elementos minerales presentes en cada muestra. De este modo es posible detectar la creación o desaparición de nuevos minerales por reacciones químicas entre el CO₂ y los minerales principales y secundarios de la roca muestra.

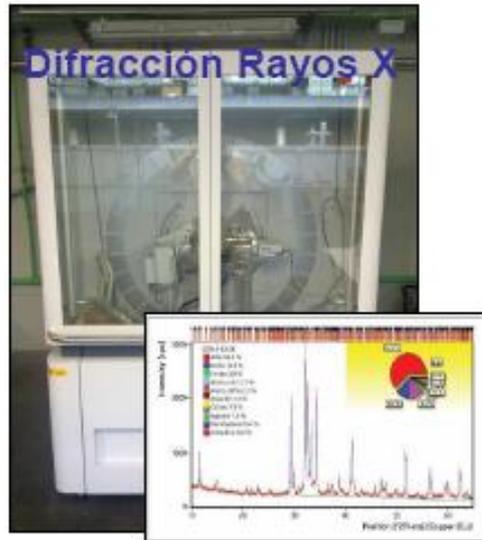


Figura 5.10: Equipo de difracción de rayos X

5.1.2.1.3 Interacción entre roca agua y CO₂

El comportamiento de la interacción entre la roca, el agua y el dióxido de carbono y sus consecuencias en el comportamiento mecánico y químico de la roca almacén o sello solo se puede estudiar mediante el diseño y construcción de nuevos equipamientos que permitan reproducir en el laboratorio los procesos físico-químicos implicados en el almacenamiento profundo de CO₂.

Desde hace varios años se están diseñando y construyendo nuevos equipamientos que permitan simular e investigar la interacción roca-agua-CO₂ en sus condiciones de almacenamiento; así como equipos para el estudio de la interacción roca-dióxido de carbono, que determinen las propiedades que permitan definir el ratio de inyección del CO₂ supercrítico, así como las condiciones óptimas a las que este fluido se ha de inyectar (presión máxima, temperatura, etc.).

Para ello se precisan conocer las propiedades como la permeabilidad relativa, la presión capilar y la saturación de agua irreducible a condiciones de almacenamiento.

5.1.2.1.4 Propiedades geomecánicas

El estudio del comportamiento de las rocas a diferente compresión y/o tracción es fundamental para el almacenamiento de dióxido de carbono.



Figura 5.11: Equipo de ensayos mecánicos

A diferencia de los ensayos mecánicos normales utilizados (ensayos uniaxial o triaxial), este estudio va un paso más allá empleando una máquina para mecánica de rocas que puede reproducir las condiciones de presión y temperatura del subsuelo al mismo tiempo que realiza la inyección de fluido supercrítico controlando a su vez todos los parámetros de elasticidad y rotura de la muestra por medio de transductores especiales situados alrededor de la probeta durante el ensayo.

5.1.2.2 [Obtención de geofísica](#)

El objetivo de la geofísica es obtener información de forma indirecta para la definición de la geometría y tectónica de la estructura susceptible de almacenar CO₂, que determinan el volumen máximo de roca que se puede utilizar para almacenar.

El objetivo de estas campañas es determinar ciertas características del subsuelo sin evaluarlo de forma directa.

Cada tipo de geofísica tiene diferentes aplicaciones y limitaciones, y debe ser comprendido y considerado durante el diseño de una campaña de exploración geofísica.

La geofísica supone la medida de propiedades físicas del subsuelo o contraste de estas propiedades. De estas medidas es posible deducir la naturaleza y distribución de los materiales del subsuelo.

El contraste de las propiedades físicas varía dependiendo de los materiales yuxtapuestos y la capacidad para detectar los cambios por parte del método empleado.

Dentro de la prospección geofísica hay numerosos métodos, cada uno basado en un fundamento específico.

Entre todos ellos puede establecerse una distinción en dos grupos:

- Métodos de superficie; que prospectan el terreno desde superficie. La geofísica de superficie reduce el riesgo y un mayor coste ya que ayuda en la selección de un mejor emplazamiento para la realización de los sondeos.
- Métodos en profundidad; que hacen la medición directa de parámetros del subsuelo mediante la introducción de sondas en sondeos

El empleo de un método u otro vendrá condicionado por varios parámetros como son:

- El objetivo perseguido.
- Las condiciones del entorno.
- Las condiciones geológicas.
- El coste previsto.

Se exponen, a continuación, una serie de métodos que, sin ser todos los existentes utilizables en la actualidad son un reflejo de los más representativos. Cada uno de ellos estudia la distribución en el subsuelo de alguna determinada propiedad de las unidades litológicas del subsuelo o de alguna característica relacionada con dichas propiedades.

Métodos eléctricos:

- Resistividad.
- Potencial espontáneo (SP).
- Polarización inducida (IP).
- Sondeos eléctricos verticales (SEV).
- Tomografía eléctrica.

Métodos electromagnéticos:

- Dominio del tiempo (TEM).

- Dominio Frecuencia (FEM).
- Pasivos: Magnetoteluria (MT).
- Activos: Transmisores cercanos
- Transmisores remotos (VFL)
- Georrádar (GPR)

Métodos Gravimétricos

- Radiometría
- Magnetometría

Métodos Sísmicos

- Refracción
- Reflexión: 2D y 3D.

Independientemente de una u otra clasificación, lo importante es conocer la existencia de los métodos de prospección geofísica del subsuelo y cuál es la aplicabilidad de cada uno de ellos.

Para mejorar la calidad de la información recogida en la campaña y evitar ambigüedades en los resultados que se obtengan, conviene combinar varios de estos métodos.

La elección de los más adecuados dependerá de tres factores:

- Contraste en las propiedades de las rocas involucradas.
- Características espaciales de la estructura buscada.
- Criterios económicos y logísticos.

En este caso se considera condicionante la profundidad por lo que las técnicas que ofrecen garantías a la exploración de almacenamiento son tres métodos: el magnetoteléutico y el gravimétrico para una caracterización regional y la sísmica de reflexión para una caracterización local y de detalle.

5.1.2.2.1 Gravimetría

Esta técnica geofísica se basa en la observación de la variación de la gravedad de la Tierra, considerándose un método de medida natural.

Variaciones locales en la gravedad próximas a la superficie ocasionan variaciones de la gravedad.

El reconocimiento estructural a nivel regional de una vasta zona, y donde no existe información previa, se aconseja iniciar mediante campañas de gravimetría; es un método aplicado en la prospección de hidrocarburos, y si bien la información obtenida no es tan precisa como la sísmica, ofrece de una forma más barata información que facilita y limita la interpretación de sísmica.

La interpretación gravimétrica permite la determinación de masas de diferente densidad, pendientes (pliegues), discontinuidades (cambios de deposición), fallas, etc.

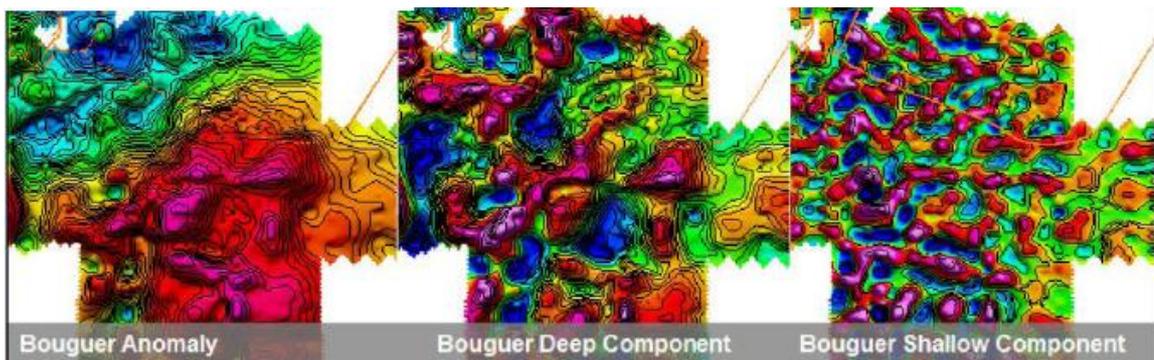
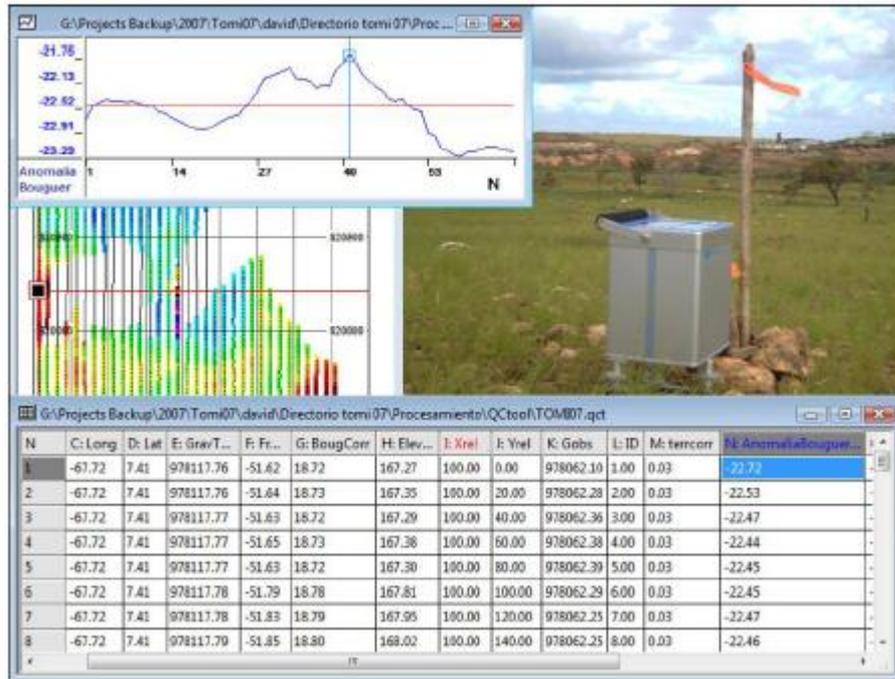


Figura 5.12: Equipos y ensayos de gravimetría

5.1.2.2.2 Magneto-Telúrico

Método electromagnético, siendo el único que puede proporcionar información de la conductividad eléctrica de la corteza terrestre y parte superior del manto.

Las corrientes telúricas se producen como la interacción del campo magnético terrestre y los vientos solares (corrientes naturales); estos últimos, compuestos de positrones y electrones son constantemente emitidos por el sol.

La intensidad de los vientos solares depende de la presencia de fluctuaciones en la atmósfera del sol, que fundamentalmente varía con los ciclos de actividad solar.

Su campo de aplicación abarca desde unos pocos metros hasta cientos de kilómetros. La variación de la profundidad de investigación depende del período (frecuencia) de las ondas electromagnéticas y de la conductividad (resistividad) del medio por donde las ondas electromagnéticas se propagan.

Para exploraciones del subsuelo superiores o próximas a los 1000 m el método de fuente de audio controlada magnetotelérica / magnetotelérico presenta algunas ventajas frente a la sísmica: el coste es menor y la sísmica a esa profundidad es difícil de interpretar (pequeñas fallas o fracturas, o incluso cambios en la estratigrafía, como la cantidad de arcilla).

Tiene una gran aceptación en exploración minera, geotermia y geofísica regional. Recientes avances en el equipamiento, procesado de datos e interpretación ha extendido su aplicación al campo de la exploración de hidrocarburos por el bajo coste de reconocimiento de cuencas sedimentarias y en aquellas zonas donde la sísmica es difícil de realizar por topografía o la presencia de rocas ígneas en superficie o rocas carbonatadas.

En este caso, la técnica magneto-telérico permite identificar reflectores vagamente definidos, colocando límites en las posibles interpretaciones geológicas. Debido a que existe un fuerte contraste entre las rocas sedimentarias y las cristalinas en la base de la cuenca, es posible determinar el espesor de la cuenca sedimentaria (primera utilización en exploración de hidrocarburos).

A pesar de que no ofrece el mismo detalle vertical que la sísmica, proporciona información relevante de propiedades aparentes del material. Modernos métodos de exploración magneto-teléricos podrían permitir la identificación de zonas de elevada permeabilidad y porosidad.

Ya que es un método no muy costoso, es un método utilizado como modo de complementar el programa de exploración. Es utilizada para determinar si un posible perfil geológico está presente, y para definir la extensión de los estratos que servirán para situar límites realistas a la cantidad de sísmica requerida.

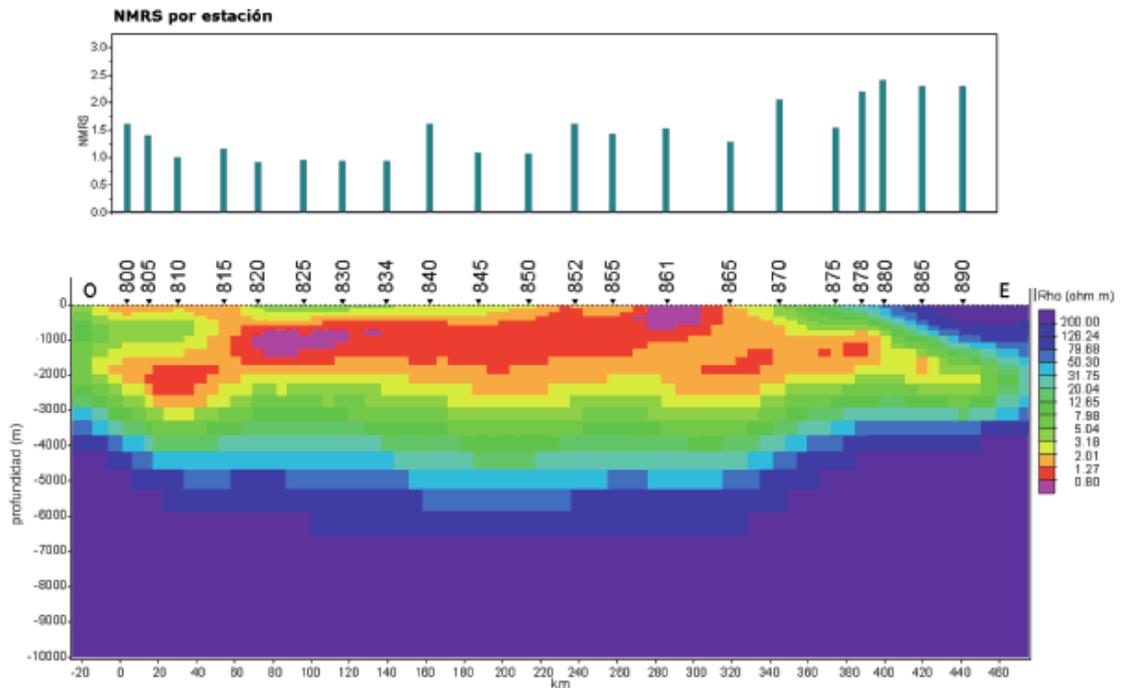


Figura 5.13: Modelo magneto-telúrico de resistividad eléctrica

5.1.2.2.3 Sísmica

Este método se basa en la diferente propagación en el medio de las ondas acústicas, transmitidas por la vibración de las partículas de la roca. Las ondas de baja energía son aproximadamente elásticas, no alterando la masa rocosa por el paso de esta onda.

Es el método donde se consigue una mejor imagen del subsuelo. La sísmica es el más efectivo y el más caro de todos los métodos geofísicos utilizados para la investigación del subsuelo.

Campañas profundas de sísmica de reflexión implicará un gran equipo humano de campo, un equipo más pesado y complejos sistemas de procesado. Se requiere además obtener

permisos administrativos para poder realizar los disparos con las fuentes sísmicas en la zona de interés.

La sísmica de reflexión ha sido empleada con gran éxito en la exploración de hidrocarburos, energía geotérmica y capas someras de carbón; por lo que es aplicable a los objetivos de caracterización de una estructura geológica como almacén de CO₂.

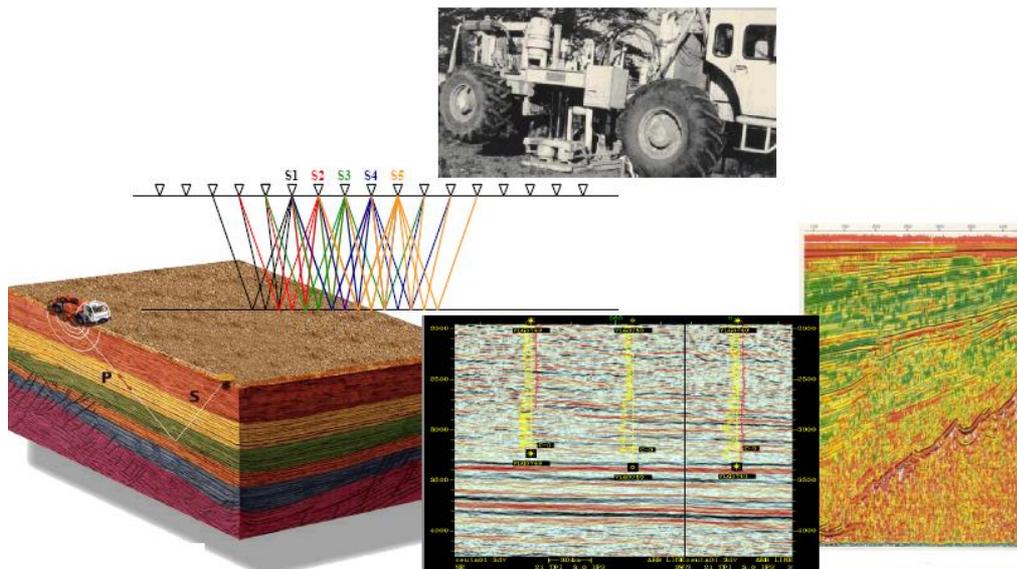


Figura 5.14: Sísmica de reflexión

5.1.2.3 [Realización de sondeos](#)

La realización de sondeos permite la medida directa y caracterización de una formación considerada potencialmente idónea (tanto como almacén como sello).

Se puede diferenciar el sondeo de exploración que en caso de resultar positivo supondrá un descubrimiento, demostrando en este caso, la existencia de la estructura susceptible de almacenar CO₂, lo que conllevará la realización de nuevos sondeos de evaluación (estos últimos permitirán conocer con más exactitud las características de la estructura: volumen disponible, inyektividad del pozo, etc.).

Además, la realización de ensayos dinámicos (producción o inyección de fluido) en pozo permite conocer si existen barreras al flujo y la permeabilidad de la formación almacén en las proximidades del sondeo (fallas, cierres estratigráficos, etc.).

Habitualmente deben hacerse trabajos previos de exploración (superficial y geofísica) por lo que supone una gran inversión; además, será necesario realizar un detallado estudio económico para evaluar el riesgo de la inversión.

La obtención de los parámetros físicos de las propiedades de las formaciones de interés se obtendrán mediante la aplicación de técnicas de diagráfias y recuperación de testigos de roca; las condiciones geológicas del subsuelo y características pueden derivarse directa o indirectamente del amplio rango de propiedades físicas cuantificables por este tipo de técnicas.

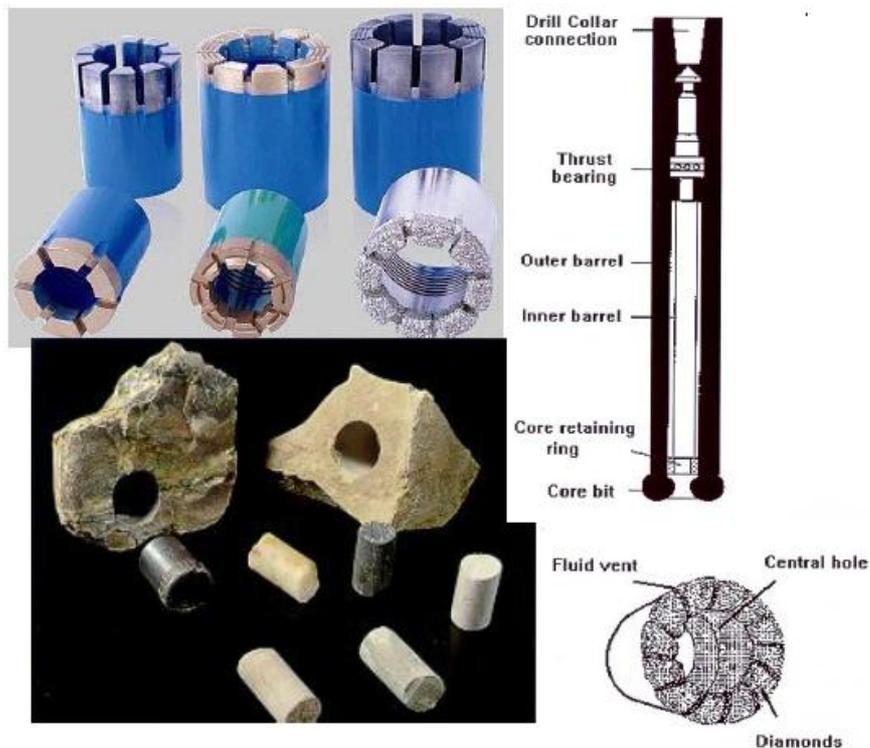


Figura 5.15: Recuperación de testigos de roca

Las técnicas sísmicas de pozo (VSP=Vertical Seismic Profile) permiten tener medida directa de la propagación de las ondas producidas por la fuente sísmica en las zonas de interés en las que se conoce la profundidad de cada intervalo.

Las diagráfías son clasificadas por el tipo de energía que emite (sistema activo) o recibe (sistema pasivo), diferenciándose en: eléctrico, acústico, nuclear, magnético, de resonancia magnética, gravitatorio u óptico.

Los datos obtenidos por varios métodos son a menudo combinados para evaluar una característica de geología o ingeniería. También es posible realizar una serie de ensayos en el sondeo, con el fin de complementar la información: ensayos de bombeo, de fuga (leak off test), permeámetros, toma de muestras para caracterización del fluido original.

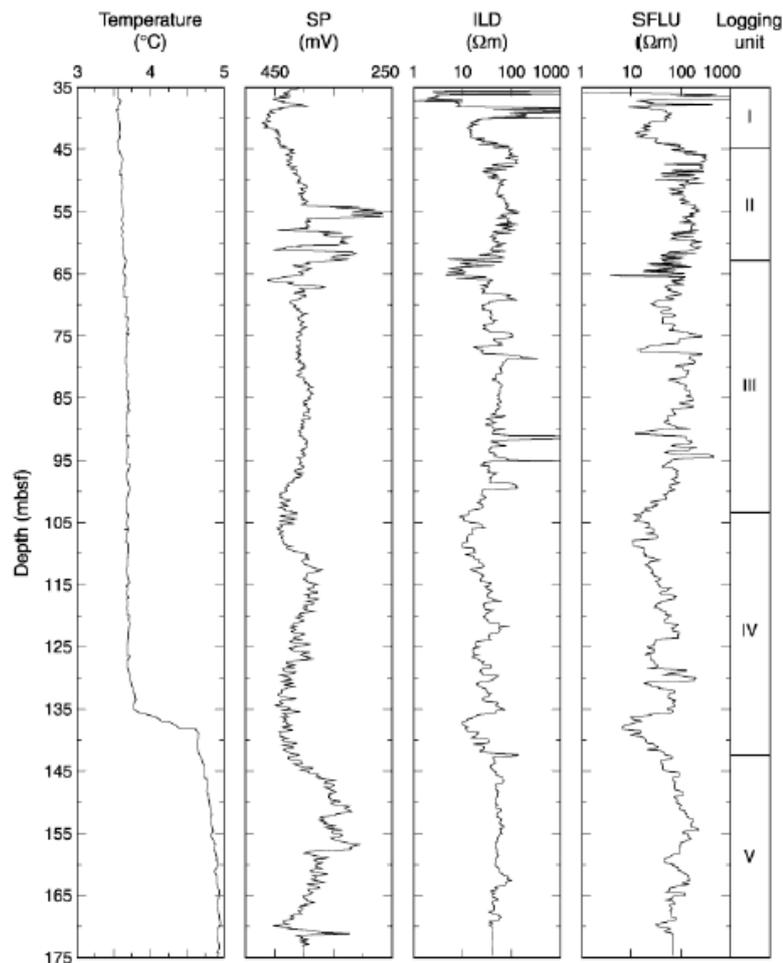


Figura 5.16: Ejemplo de un log de un sondeo: diagráfías de temperatura, autopotencial (SP), resistividad (inducción), resistividad (esférica)

El objetivo de la prospección exploratoria del subsuelo es encontrar formaciones y estructuras geológicas susceptibles de ser utilizadas como almacén de CO₂, al menor coste posible y en un período de tiempo razonable.

5.1.3 Diseño

Una vez recopilada la información necesaria, se construirán los modelos estáticos y dinámicos que permitirán conocer el comportamiento en el tiempo de la inyección de CO₂.

De esta forma se podrá conocer el caudal de almacenamiento, definir la estrategia e implantación de los sondeos de inyección. De igual forma, se podrán conocer los posibles caminos preferenciales de migración de CO₂, lo que permitirá establecer la mejor y más eficiente estrategia de inyección de CO₂.

La modelización de un almacenamiento es un proceso abstracto, en el que se utilizan herramientas matemáticas para controlar y predecir fenómenos físicos que se producen dentro de la formación almacén.

A partir de los programas informáticos se realizan todos los cálculos necesarios que integran y controlan la gran cantidad de datos y operaciones que deben desarrollarse de manera simultánea durante el proceso de modelización.

Se trabaja con muchos modelos de simulación de forma estadística para un mismo almacenamiento porque es importante poder controlar aquellos parámetros que pueden tener mayor impacto sobre el diseño técnico y sobre el coste de las instalaciones.

Antes de proceder a la selección final de emplazamientos es importante estimar cuánto tiempo estará almacenado el CO₂ y demostrar que el almacenamiento será seguro durante este tiempo.

El análisis del comportamiento del sistema, de su potencial impacto medioambiental y de la seguridad a medio y largo plazos, bajo distintos escenarios, permitirá identificar los emplazamientos más adecuados y susceptibles de estudios detallados de caracterización, económicos y de ingeniería.

La liberación de CO₂ desde pozos de inyección, pozos abandonados, a través de fallas naturales o inducidas por la inyección, o de unidades confinantes poco efectivas, puede dar lugar a riesgos potenciales sobre el hombre y el medioambiente tanto a escala regional como local, además de hacer inefectiva la estrategia de mitigación del cambio climático global por efecto de los gases invernadero de origen antrópico. Eventualmente, podría degradar la calidad del agua subterránea, dañar recursos energéticos y minerales y tener efectos letales sobre las plantas y los animales del subsuelo.

La liberación de CO₂ a la atmósfera también podría ocasionar problemas sobre la seguridad y la salud locales. Para evitar estos potenciales impactos se requiere una cuidadosa selección de emplazamientos, identificar las posibles vías de liberación y establecer los requisitos de diseño y operacionales que minimicen las posibilidades de liberación, así como los de monitorización, medida y verificación del confinamiento.

Es necesario realizar evaluaciones del impacto ambiental y de la seguridad a partir del entendimiento de los procesos físicos y químicos asociados a la inyección y al almacenamiento de CO₂, de los modelos predictivos del comportamiento y destino del CO₂ así como del conocimiento de las características más importantes de cada sitio, para demostrar que el emplazamiento es capaz de cumplir con los requisitos solicitados, requisitos que van a depender, en gran medida, de los mecanismos de confinamiento y del medio geológico propuesto para almacén.

En todas estas evaluaciones es necesario realizar estimaciones mediante modelos predictivos que van a ser clave en el diseño, operación y análisis de los proyectos de inyección de CO₂, así como de su evolución en el tiempo.

Para este fin, actualmente se están utilizando y adaptando códigos del ámbito de las explotaciones de hidrocarburos y geotérmicas.

Pese a que no existe todavía una metodología integral común bien establecida para afrontar estas evaluaciones, las ya desarrolladas en el área del almacenamiento geológico de los residuos radiactivos de alta actividad pueden resultar un punto de partida útil, aunque su aplicabilidad puede estar limitada por el distinto tipo y volumen del material geológico considerado en uno y otro caso.

5.1.3.1 [Modelo estático](#)

El modelo estático de partida trata de caracterizar lo más detallada posible la formación almacén antes de la introducción del CO₂.

5.1.3.1.1 *Fases de elaboración del modelo estático*

1) *Descripción geométrica del almacén*

Debe incluir una descripción tridimensional de la forma del recipiente que va a albergar los fluidos, del cierre vertical y la localización del spill point o punto de fuga, así como una descripción de la tectónica existente.

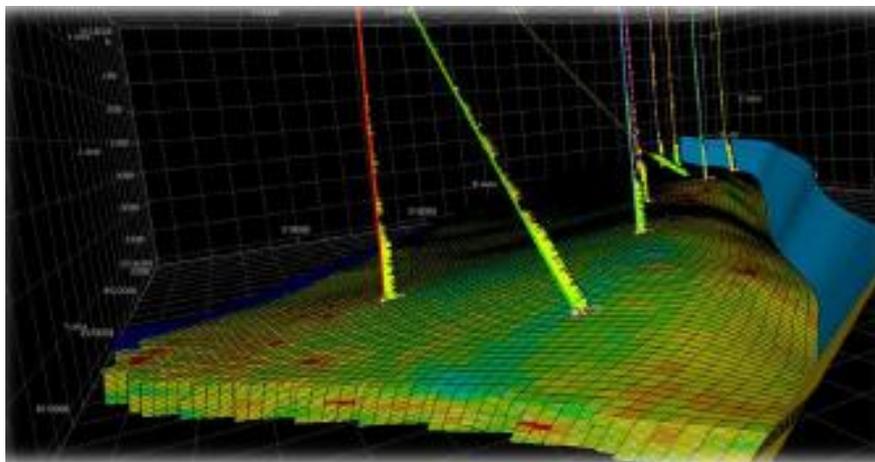


Figura 5.17: Ejemplo de modelo estático en 3D

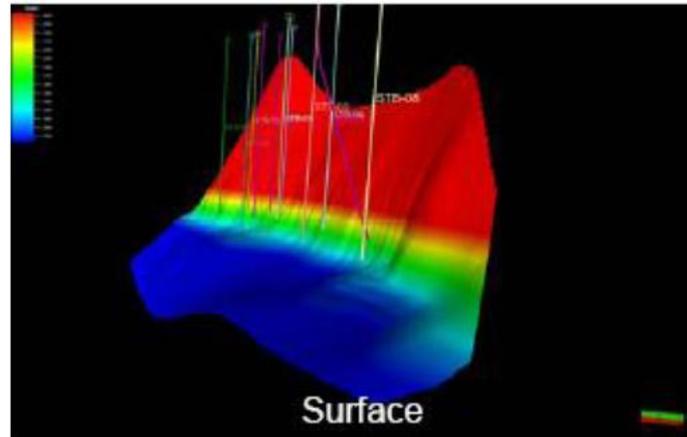


Figura 5.18: Ejemplo superficie tridimensional que define una falla

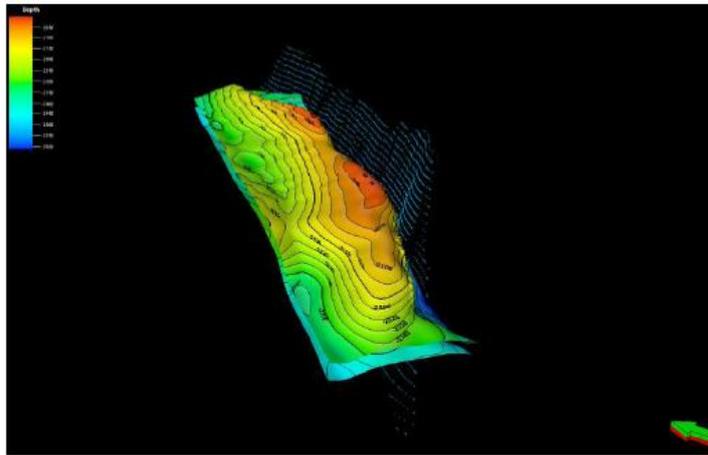


Figura 5.19: Ejemplo geometría de la falla junto con la estructura

2) Modelo sedimentológico-petrofísico de la formación almacén

Tomando como base los datos obtenidos a lo largo de la fase de exploración por medio de la interpretación geológica (correlación de diagráfias, análisis de testigos) y sísmica.

El objetivo de este modelo es la definición de la arquitectura de facies del almacén a través de un estudio sedimentológico y petrofísico integrado. Este modelo sedimentológico y petrofísico, junto con otros datos obtenidos durante la exploración, formarán el grueso de datos que se van a utilizar en la elaboración de un modelo matemático del almacén.

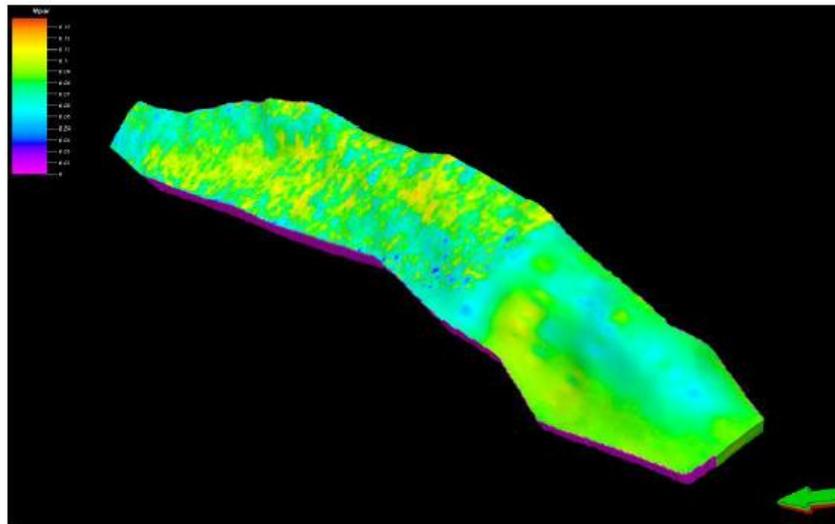


Figura 5.20: Distribución propiedades petrofísica modelo geológico

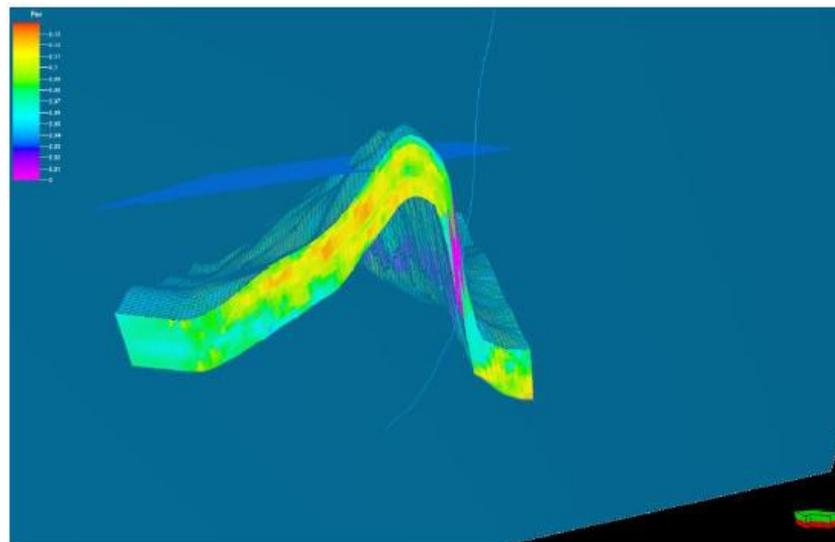


Figura 5.21: Distribución propiedades petrofísicas en el almacén

Se trata de asignar, lo más detalladamente posible, parámetros como la porosidad, la permeabilidad a la arquitectura de facies del almacén.

El modelo debe definir las diferentes unidades geológicas, describiendo sus propiedades petrofísicas en las tres direcciones del espacio, con objeto de poder traducir estas unidades geológicas en unidades de flujo.

En esta etapa se pueden utilizar los procesos de inversión sísmica que correlaciona atributos sísmicos con propiedades del almacén, como es el caso de la impedancia acústica con la porosidad de la formación almacén, así como los datos obtenidos de forma directa a partir de los sondeos exploratorios existentes (testigos, diagráfias).

3) División del modelo en celdas

Una vez construido un modelo sedimentológico y petrofísico tridimensional del almacén, hay que dividirlo en celdas o bloques elementales, de manera que puedan aplicarse los métodos matemáticos necesarios para el desarrollo de la simulación.

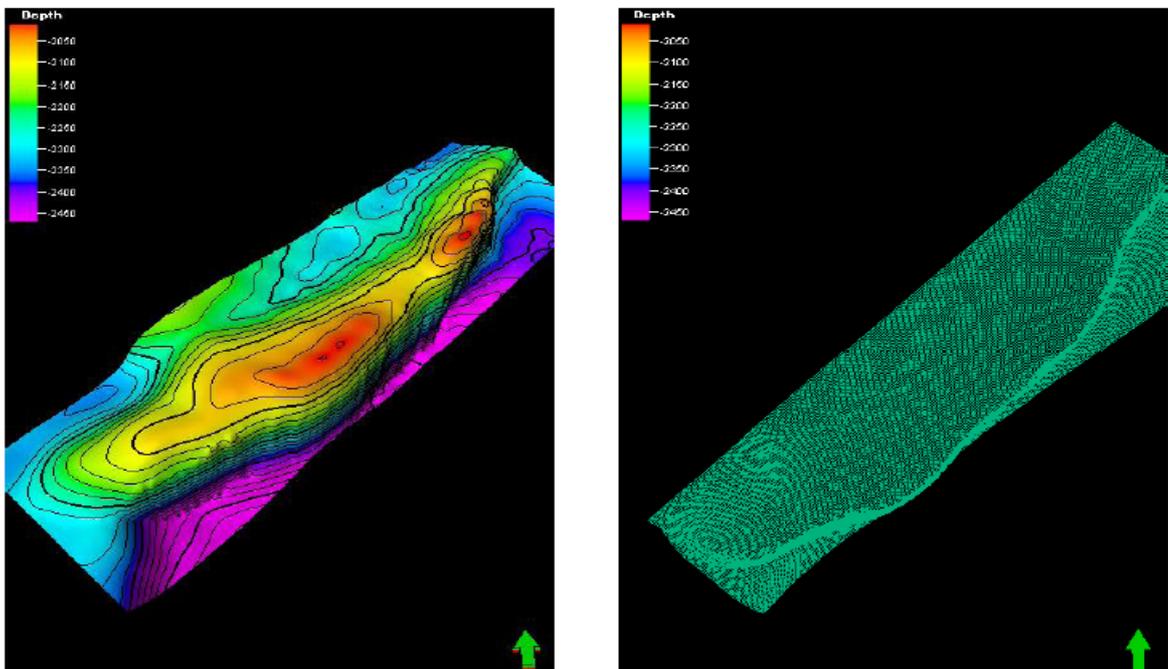


Figura 5.22: División del modelo en celdas

4) Asignación de parámetros a cada celda

A cada celda se le asignan los valores para cada uno de los parámetros petrofísicos, de manera que cada celda esté caracterizada por sus coordenadas y por los valores de dichos parámetros. Como base de asignación se tomarán los estudios realizados sobre las rocas que componen el almacén.

Los datos geológicos y petrofísicos están fragmentados y repartidos de forma discontinua; esta distribución hace necesaria la interpolación entre los puntos de los que se tiene información directa de los diferentes parámetros con los que se trabaja, para poder estimar el valor de dichos parámetros en los puntos de los que no se dispone de información, o la información de la que se dispone no es lo suficientemente precisa.

Se construye un modelo sedimentario y petrofísico lo más preciso posible mediante un amplio rango de disciplinas como son la geofísica, hidrogeología, estratigrafía, geoestadística y otras para realizar la interpolación de la manera más detallada posible; siempre que sea posible, se hará uso de las diferentes técnicas de proceso de datos geológicos, que transforman los datos descriptivos del almacenamiento en valores numéricos de los parámetros asignados a cada una de las celdas.

Una técnica muy utilizada para este fin es la del kriging, que consiste en obtener interpolaciones de datos puntuales (dimensiones estructurales, permeabilidad, porosidad...), para generar automáticamente los valores que debe ser asignados a las celdas del modelo.

5.1.3.2 [Modelo dinámico](#)

Es la base para establecer la viabilidad técnica-económica de un proyecto de este tipo. Necesitamos saber si es factible almacenar la cantidad objetivo que nos marquemos, pero además cómo lo vamos a realizar, en cuanto tiempo y cuánto nos va a costar.

Es un proceso vivo a lo largo de la vida del proyecto ya que a medida que se va teniendo mayor cantidad de datos de las etapas de diseño, construcción y operación, el modelo debe ser actualizado; pues el objetivo es la realización de un modelo 3D que incorpore el conjunto de datos geométricos y petrofísicos de la estructura disponibles y permita una evaluación del comportamiento del almacenamiento, la optimización del llenado y el comportamiento a lo largo del tiempo.

Con este modelo se determinan los siguientes parámetros a partir de los que se realiza un estudio de viabilidad técnico económico:

- El volumen máximo de almacenaje de CO₂
- Los caudales de inyección, y condiciones de operación (Presiones de operación mínimas y máximas); tanto a nivel de campo, como a nivel de pozo individual.
- Número y tipo de pozos requeridos.
- Tiempo requerido para completar la inyección del CO₂.

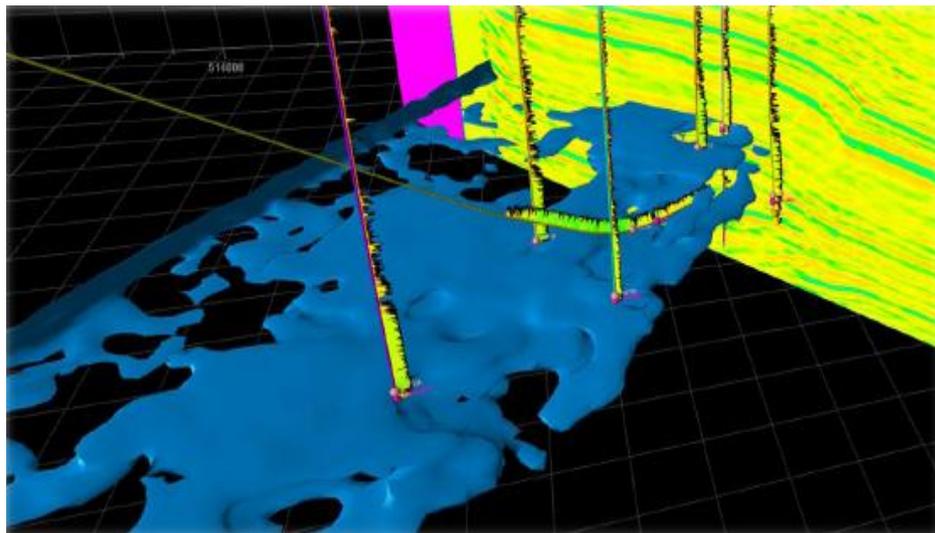


Figura 5.23: Ejemplo de modelo dinámico en 3D-4D

El modelo dinámico debe sintetizar la siguiente información:

- La geometría y arquitectura de la formación almacén (Modelo estático).
- Las características petrofísicas (Modelo estático).
- Las características de los fluidos que van a estar presentes en la formación

almacén y la variación de sus propiedades con la presión y temperatura: (Curvas de permeabilidad relativa a cada fluido, curvas de presión capilar asociadas a cada facies, funciones de saturación).

- Las condiciones límites: (Presión inicial del yacimiento, Presiones máximas y mínimas de operación, caudales de inyección máximos y mínimos por pozo). Sé parte de unas condiciones límite iniciales que se podrán modificar en función de los resultados.
- Los pozos de operación (arquitectura esquemática y su localización). Sé parte de unos pozos de operación iniciales que se podrán modificar en función de los resultados.
- Los escenarios de inyección y de producción y las restricciones vinculadas a las condiciones de operación.
- Historia de presiones y caudales existente (pruebas dinámicas de producción o inyección, historia de producción de hidrocarburos).

5.1.3.2.1 Fases de elaboración del modelo dinámico

1) Asignación de propiedades dinámicas a cada celda del modelo geológico

La asignación se realiza mediante los datos dinámicos obtenidos durante la fase de exploración; a partir de valores de permeabilidad obtenidos en ensayos dinámicos de producción-inyección y relaciones de permeabilidad vs porosidad obtenidos a partir de análisis convencional de testigos, y diagrfías ; así como a partir de valores de transmisividad entre diferentes puntos de la formación almacén obtenidos a partir de ensayos de interferencia y también se tienen en cuenta para la asignación las propiedades PVT de los fluidos presentes en la formación almacén para distintas condiciones de presión en la formación almacén; estos parámetros se obtienen a partir de análisis de laboratorio de los fluidos.

2) Proceso de Upscaling

Un modelo geológico detallado dispone de un gran volumen de información por lo que es muy complicado realizar una simulación dinámica; es por este motivo por el que se hace necesario crear un nuevo modelo con unas celdas más grandes y extrapolar las propiedades de las celdas del modelo original al modelo nuevo mediante el proceso denominado “upscaling”; dando como resultado un nuevo mallado con las mismas características pero con celdas de mayor tamaño.

Las propiedades del modelo original se ajustarán al tamaño del nuevo mallado.

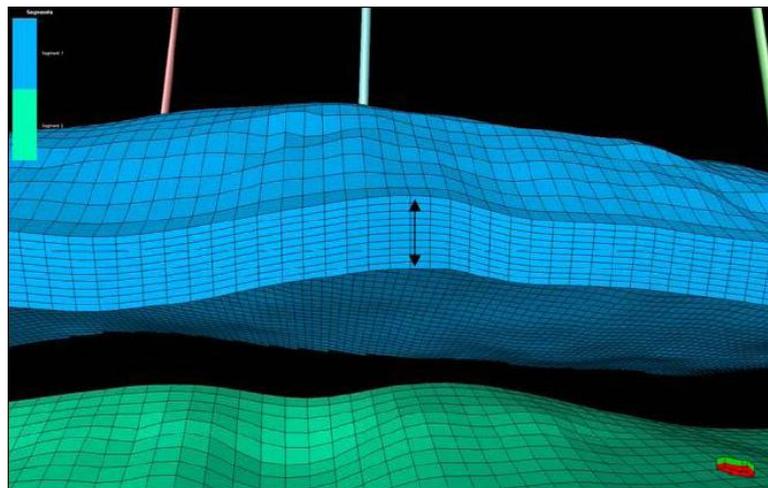


Figura 5.24: Ejemplo mallado final tras el proceso upscaling

3) Introducción de los Pozos de operación y condiciones límites del sistema

En esta fase se crean los ficheros que definen las características de los pozos de operación y que contendrán; las coordenadas de superficie de los sondeos; el tipo de trayectoria: vertical o desviado según la desviación de cada sondeo; la definición del tipo de pozo (productor, inyector, de observación); la completación de cada pozo (pozo abierto, casing perforado, tamaño de tubing) y las curvas que definen las pérdidas de carga de cada pozo teniendo en cuenta diferentes condiciones de operación (Caudal-Presión en cabeza- Presión yacimiento).

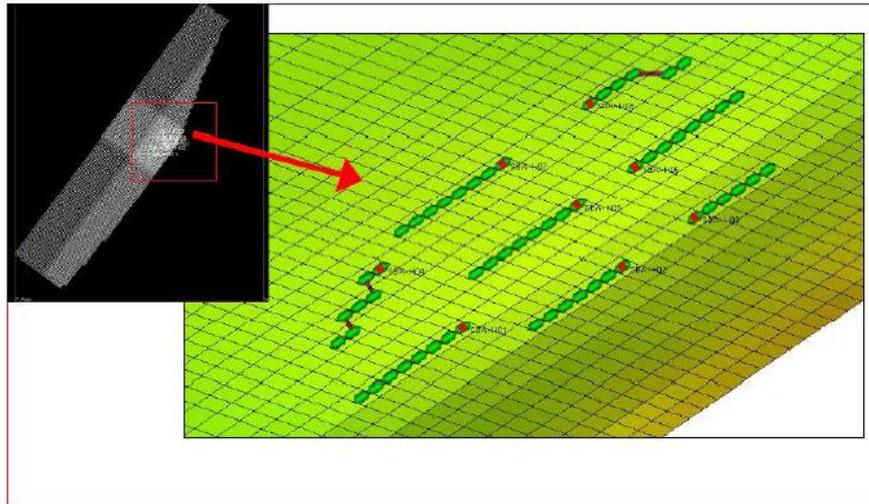


Figura 5.25: Ejemplo localización pozos en la estructura

Además se crean los ficheros que recojan las condiciones límites del modelo; es decir la máxima inyección de CO₂ por pozo; la máxima inyección total en el almacenamiento; la mínima presión en cabeza de pozo durante la operación y la máxima presión en cabeza de pozo durante la inyección.

4) Definición de las condiciones iniciales

En esta etapa se procede a la definición de las condiciones iniciales (presión, saturaciones y composiciones) para cada una de las celdas del modelo, así como la conexión con acuíferos/barreras al flujo con los límites geométricos de nuestro modelo.

5) Validación del modelo: etapa de "History Matching"

Si el proyecto es un antiguo yacimiento de hidrocarburos, o se dispone de pruebas dinámicas de larga duración, se puede utilizar estos datos para validar nuestro modelo.

No pasaremos a la fase de predicción hasta que el modelo creado no sea capaz de reproducir de manera razonable la historia real de Presiones vs caudales.

Esta fase es muy importante y siempre que se disponga de la información necesaria es imprescindible su ejecución.

6) Predicción y sensibilidades

En esta etapa se construyen los ficheros que definen los escenarios de operación deseados (caudales de inyección objetivo por pozo y por el total del yacimiento, períodos de parada previstos, etc.)

Durante esta etapa se realizarán sensibilidades a los parámetros más importantes del proyecto, de forma que permita obtener aquéllos cuya incertidumbre puede tener un mayor impacto técnico económico y de tiempo en nuestro proyecto.

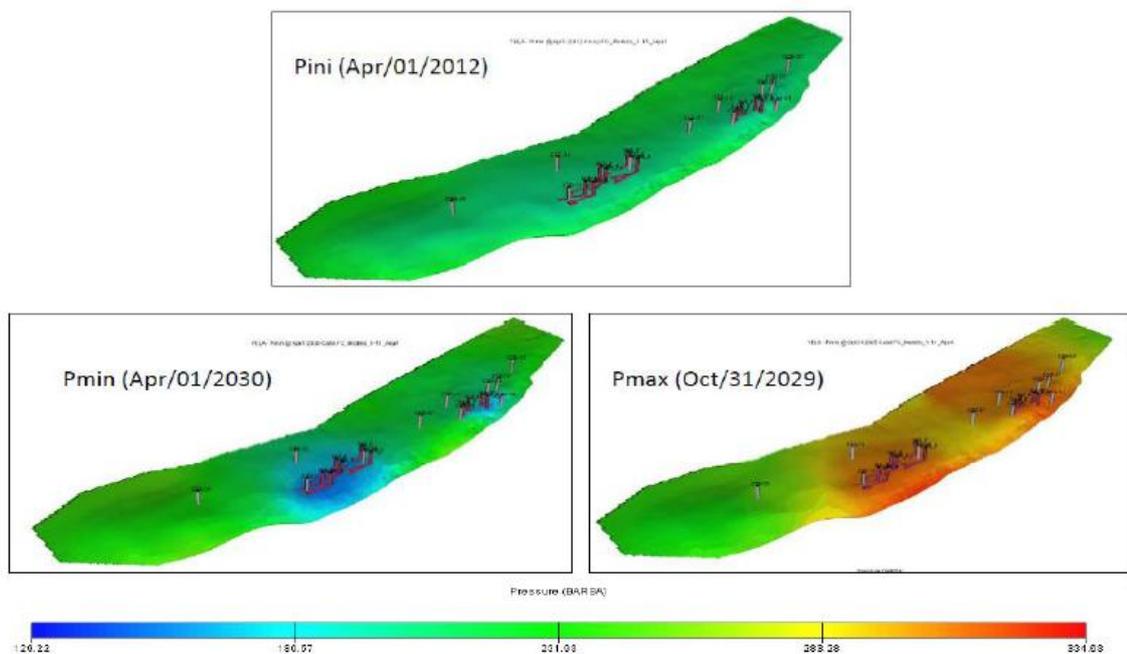


Figura 5.26: Ejemplo de evolución de presiones en el modelo

5.2 Etapa de Inyección

En esta etapa se solicita la concesión de explotación del recurso que regulará la inyección de este fluido en la estructura previamente caracterizada.

5.2.1 Construcción

En esta fase se construirá la instalación de superficie que permitirá la inyección y monitorización del almacén de CO₂.

La Planta de Almacenamiento de CO₂ debe incluir los pozos de inyección de dióxido de carbono junto a otros que servirán para monitorizar y visualizar el comportamiento del CO₂ bajo el subsuelo y tomar muestras en profundidad; contará también con tanques de almacenamiento donde se preparará para la inyección mediante tuberías hasta los pozos de inyección y toda la infraestructura de oficinas necesaria.

5.2.2 Inyección

Tras su captura en las instalaciones, el CO₂ se comprime, transporta e inyecta en la formación almacén a través de uno o varios pozos.

Separado el CO₂ del resto de gases de combustión de la chimenea en una planta energética o una instalación industrial, se comprime hasta un estado de fluido denso que ocupa mucho menos espacio que un gas; el CO₂ resultante, altamente concentrado, se deshidrata y se comprime haciendo el transporte y el almacenamiento más eficiente.

La deshidratación es necesaria para evitar la corrosión del equipo y la infraestructura y la formación de hidratos a alta presión que pueden obstruir el equipo y las tuberías. La compresión se lleva a cabo junto con la deshidratación mediante ciclos repetidos de compresión, enfriamiento y separación de agua.

La presión, temperatura y contenido en agua, son parámetros que deben ser adaptados al modo de transporte y a los requerimientos de presión en el lugar de almacenamiento.

El CO₂ puede transportarse tanto por barco como por tubería; el transporte por barco se utiliza a escalas muy pequeñas para usos industriales, pero podría convertirse en una opción de futuro en proyectos donde una fuente cercana a la costa está muy alejada del lugar de almacenamiento; sin embargo, el transporte por barco no permite un flujo

continuo entre la fuente y el almacén y se necesitan instalaciones de almacenamiento intermedio en los puertos para abordar la carga de CO₂.; en cambio el transporte por tuberías es más rentable económicamente y ofrece la ventaja de permitir un flujo continuo desde la planta de captura a la de almacenamiento.

Cuando el CO₂ llega al lugar de almacenamiento se inyecta a presión. La presión de inyección debe ser suficientemente mayor que la presión del almacén para desplazar el fluido lejos del punto de inyección.

El número de pozos de inyección depende de la cantidad de CO₂ a almacenar, la tasa de inyección es decir el volumen de CO₂ inyectado por hora, la permeabilidad y espesor del reservorio, la máxima presión segura de inyección y el tipo de pozo.

Como el objetivo principal es el almacenamiento de CO₂ a largo plazo, debemos tener la certeza de la integridad hidráulica de la formación ya que una alta tasa de inyección puede provocar aumentos de depresión en el punto de inyección especialmente en formaciones de baja permeabilidad.

La presión de inyección normalmente no debe exceder la presión de fractura de la roca, ya que podría dañar el almacén o el sello suprayacente.

Se utilizan análisis geomecánicos y modelos para identificar la presión máxima de inyección que evitará la fracturación de la formación.

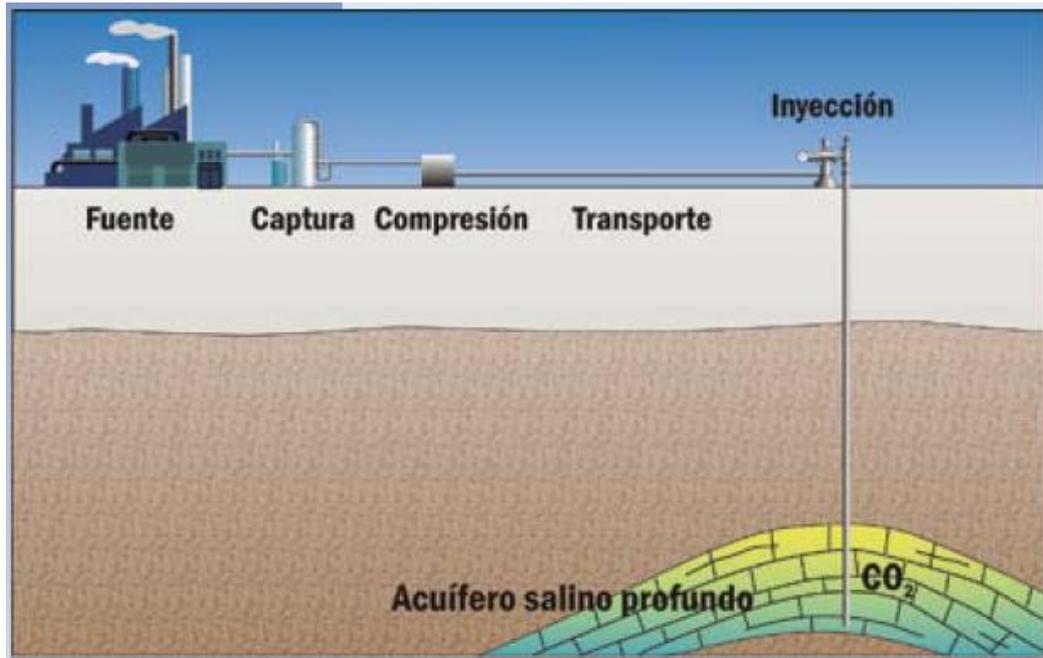


Figura 5.27: Fases del almacenamiento geológico de CO₂

5.3 Etapa de Clausura

El propietario de la concesión debe realizar la monitorización del almacenamiento; retirar las instalaciones de superficie y realizar el sellado del almacenamiento; también deberá tomar las medidas correctoras necesarias en caso de fallo así como actualizar el plan provisional de gestión posterior al cierre.

5.4 Etapa Post-Clausura

Concluida la fase de clausura el propietario está en condición de transferir la responsabilidad a la Autoridad Competente.

6 Monitorización del almacenamiento

Una de las claves para seleccionar un emplazamiento para la inyección y el almacenamiento geológico de CO₂, es garantizar la seguridad y la estabilidad del CO₂ retenido. Esto tendrá una gran influencia en cuanto a la aceptación social, la cuantificación del CO₂ almacenado y la facilidad de obtener licencias de aprovechamiento; por tanto, es esencial para una ejecución exitosa del proyecto de almacenamiento geológico una campaña adecuada de monitorización.

La monitorización se refiere al control de aquellos parámetros físicos y químicos necesarios para garantizar la estabilidad del conjunto del almacenamiento.

Esta monitorización, se realizará tanto en el sistema espacial (formación almacén, formaciones someras, superficie) como en el temporal (pre-inyección, inyección, clausura, y post-clausura).

La selección de las técnicas de monitorización depende de la formación geológica objetivo y de todas las formaciones geológicas situadas por encima de la formación objetivo, situación del emplazamiento, programa de inyección del CO₂, duración y objetivo del proyecto.

Los mismos equipos para caracterizar y determinar si una estructura es idónea para el almacenamiento seguro de CO₂, serán los empleados para la posterior monitorización, en las fases de inyección, clausura y post-clausura.

Por ello, en la etapa previa de investigación del subsuelo (pre-inyección), las herramientas de caracterización servirán como línea base para la monitorización. Es decir, la estimación de la línea base ayudará a comprender la futura evolución del sistema de almacenamiento y servirá para una posterior modelización numérica.

6.1 Objetivos de la monitorización

Los objetivos de la monitorización están destinados a garantizar que los proyectos de almacenamiento estén cuidadosamente diseñados y que las medidas, para que el CO₂ permanezca completamente en el subsuelo largos periodos de tiempo, se centren en asegurar:

- La integridad del CO₂ almacenado.
- La seguridad para las actividades subterráneas durante y después de la fase operativa.
- El proceso de inyección se lleva a cabo, según lo previsto, en la formación destinada.

Además, dependiendo de las consideraciones específicas del sitio, la monitorización puede ser necesaria para asegurar que los entornos naturales, como el agua subterránea y los ecosistemas, están protegidos y que la población local no está expuesta a concentraciones inseguras de CO₂.

Para lograr los objetivos de control, se recomienda:

- El establecimiento de las condiciones de una línea base desde la que los impactos de almacenamiento de CO₂ pueden ser evaluados.
- Evaluación de la integridad de los pozos encerrados, conectados, o abandonados.
- Seguimiento para asegurar la efectividad de la inyección.
- Vigilancia para detectar la ubicación de la pluma de CO₂ inyectado.

- La comparación de las predicciones del modelo con los datos de seguimiento y su consecuente actualización.
- Detectar y cuantificar las fugas de la formación de almacenamiento a otros estratos o a la superficie.
- Evaluar y cuantificar los mecanismos de trampa subterráneos
- Evaluar la salud, la seguridad y los impactos ambientales de las fugas.
- Monitoreo para detectar micro sismicidad asociada con la inyección de CO₂.
- Monitoreo para ayudar en el diseño y evaluación de los esfuerzos de corrección, si fuese necesario.
- Evaluar las interacciones con, o de impactos en, otros recursos geológicos.
- Tranquilizar a la población, donde la visibilidad y la transparencia son de vital importancia

A través del desarrollo, modificación y aplicación de una correcta selección y diseño de las tecnologías de monitorización, los riesgos del almacenamiento de CO₂ se estiman que sean comparables a los asociados con el de las operaciones de petróleo y gas actuales.

Los principales riesgos para la seguridad que puedan surgir, pueden ser clasificados como:

- Las fugas a la atmósfera o de otras formaciones geológicas, incluyendo la posibilidad de contaminación de las aguas subterráneas.
- Elevación del subsuelo debido a la inyección de CO₂, o hundimiento debido a la producción, o en menor medida, la migración de CO₂ puede causar daños a las

estructuras en las proximidades del proyecto de almacenamiento.

Los esfuerzos de la monitorización deben estar centrados en estos apartados. Además, será necesario una evaluación de riesgos y el desarrollo de estrategias de mitigación.

6.2 Tecnologías de monitorización

Las herramientas de monitorización se clasifican en una de las tres categorías siguientes, basadas en la aplicación, la función y nivel de desarrollo.

- *Tecnologías primarias*

Estas tecnologías son bien conocidas, maduras y efectivas, y han sido utilizadas en aplicaciones similares al almacenamiento geológico, incluyendo la exploración de petróleo y gas natural, y la caracterización del subsuelo geológico. Se dirigen a la evaluación de la eficiencia de almacenamiento de CO₂ en el yacimiento de destino, la protección para la salud ambiental y la seguridad de los impactos asociados con la inyección y el almacenamiento, así como a hacer frente a posibles situaciones de fuga.

- *Tecnologías secundarias*

Estas tecnologías suelen ser rutinarias, a menudo de bajo costo, que se han usado en otras aplicaciones, como la vigilancia de campos de petróleo o de restauración ambiental. Pueden ayudar en la contabilidad del CO₂ inyectado y/o proporcionar información sobre el comportamiento de CO₂, que ayudará a perfeccionar el uso de las tecnologías primarias.

La utilización de estas tecnologías para la monitorización de CO₂ es prometedor, pero requieren demostración adicional de que son lo suficientemente precisas y cuantitativas para detectar, localizar y cuantificar las emisiones de un proyecto de CAC para un programa de seguimiento adecuado.

- *Tecnologías de potenciales adicionales*

Tecnología que está relacionada con la investigación y podría responder a las preguntas fundamentales sobre el comportamiento del CO₂ en el subsuelo y tener algún beneficio como instrumento de seguimiento después de la prueba en el campo. En la actualidad, estas tecnologías pueden tener un costo o tiempo prohibitivo, y carecen de la precisión requerida. Pero pueden tener ventajas significativas sobre las tecnologías existentes, mejorando la evaluación y la confirmación de la migración de CO₂ (libre y disuelto) en la formación de almacenamiento, la integridad de almacenamiento a largo plazo, volumen y ritmo de las posibles fugas en las formaciones suprayacentes y subyacentes, y la detección de las vías de fuga potenciales de la formación de almacenamiento a la atmósfera.

Varias de las tecnologías secundarias y de potenciales adicionales se pueden utilizar en aplicaciones no invasivas para evaluar la ubicación de la pluma y las áreas de posibles fugas en grandes escalas espaciales en comparación con las de tecnologías primarias. Técnicas como la sísmica de reflexión, ground swell (hinchamiento del suelo), y el control de estrés vegetal pueden proporcionar un indicio de la extensión de la pluma de CO₂ y la presión a lo largo de un área relativamente grande, en comparación con las principales tecnologías, que requieren una investigación a través de técnicas invasivas (perforación de pozos, extracción de muestras, etc.) y están limitadas a lugares fijos, espacialmente limitados.

El subsuelo puede ser dividido en tres sistemas; para cada uno de ellos se aplicarán diferentes técnicas de monitorización:

- *Superficie*

Incluye el aire, agua, suelo y sistema de agua subterránea y subsuelo somero. El objetivo es monitorizar posibles fugas hacia la biosfera y atmósfera e indicar riesgos para la salud.

También se deberán controlar las infraestructuras subterráneas próximas, ya que debido a los cambios de presión en el subsuelo producto de la inyección es posible que se produzcan micro sismos o elevaciones del terreno, que deberán ser monitorizadas.

- **Formación almacén**

Incluye la formación objetivo, el sello geológico y fallas locales. El objetivo es monitorizar la posible migración del CO₂ dentro de la formación, la integridad del sello y posibles fugas a través de fallas locales.

- **Formaciones de recubrimiento**

Se refiere al control de las formaciones menos profundas a la reserva almacén, fallas y sondeos. El objetivo es monitorizar la migración hacia formaciones más someras a través de formaciones porosas, fallas o sondeos; posibles elevaciones del terreno o sismicidad producto de los cambios de presión.

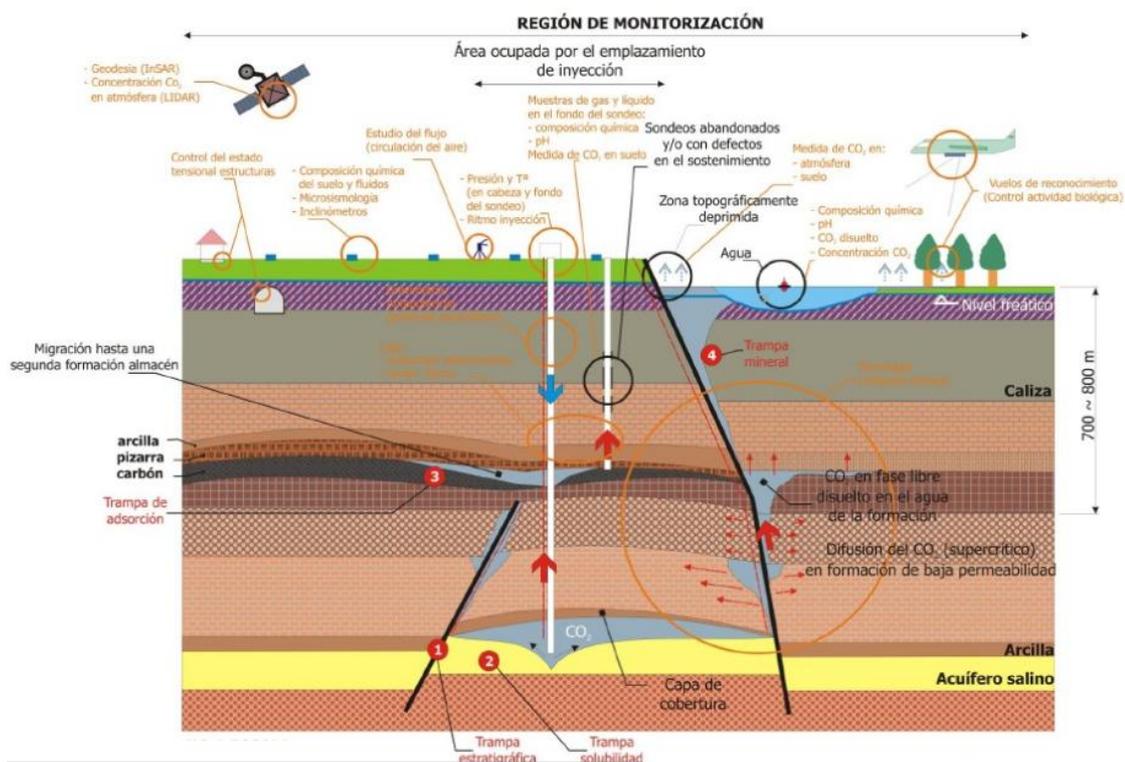


Figura 6.1: Sistemas de monitorización

A continuación, en las tablas se relacionan las técnicas y las tecnologías de monitorización.

OBJETIVOS	TECNOLOGÍA PRIMARIA	TECNOLOGÍA SECUNDARIA	TECNOLOGÍA DE POTENCIAL ADICIONAL
<p>Monitorización Atmosférica</p> <p>Objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Concentración atmosférica de CO₂ •Flujos superficiales de CO₂ 		<p>RGA</p> <p>LIDAR</p>	<p>Covarianza de Eddy (Flujo superficial)</p> <p>Cámara de acumulo (Flujo superficial)</p> <p>Trazadores (Isótopos)</p>
OBJETIVOS	TECNOLOGÍA PRIMARIA	TECNOLOGÍA SECUNDARIA	TECNOLOGÍA DE POTENCIAL ADICIONAL
<p>Monitorización del subsuelo</p> <p>Objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Monitorización de las aguas subterráneas •Monitorización del gas del suelo •Detección de fugas •Seguimiento de la pluma •Pruebas de integridad del pozo •Caracterización del subsuelo y el reservorio 	<p>Análisis de la calidad del agua</p> <ul style="list-style-type: none"> •Monitorización del fluido de inyección •Monitorización del fluido de la formación •Nivel del agua <p>Integridad de la roca sello (Caracterización del subsuelo y del reservorio)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Análisis geomecánico <p>Wireline Logging (Integridad del pozo)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Temperatura •Ruido •Cemento •Densidad •Rayos Gamma •Sonido (Acústico) <p>Testigo Físico (Integridad del pozo)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Presión anular •Volumen / Ratio de inyección •Presión en la cabeza del pozo •Presión y temperatura en el fondo 	<p>Prospección sísmica (Integridad del reservorio)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Acústica (2 D y 3 D) •VSP •2 D y 3 D <p>Geoquímica (Integridad del reservorio)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Composición de los fluidos salados •Trazador de inyección / Monitoreo <p>Inyección de pozos (Wireline Logging) (Seguimiento de la pluma) (Integridad del depósito)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Temperatura de registro •Herramienta de saturación del depósito •Óptica 	<p>Técnicas geofísicas (Detección de fuga) (Caracterización del subsuelo y del reservorio) (Rastreo de la pluma)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Sismicidad Crosswell •Microsismicidad (Pasivo) •EMIT •Sonido Magnetotelúrico •Resistividad y EM •Tomografía de Resistividad Eléctrica •Estudio Gravimétrico •Resistencia Electromagnética •Wireline Logging (integridad del subsuelo) •Resistividad
OBJETIVOS	TECNOLOGÍA PRIMARIA	TECNOLOGÍA SECUNDARIA	TECNOLOGÍA DE POTENCIAL ADICIONAL
<p>Monitorización Cercana a la superficie</p> <p>Objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Monitorización de las aguas subterráneas •Química del fluido •Monitorización del gas del suelo •Deformación de la corteza •Detección de fugas •Monitorización del estrés de la vegetación. 	<p>Análisis geoquímico (Monitorización del agua subterránea) (Química del fluido)</p>	<p>Cámara de acumulo (Flujo superficial)</p> <p>Análisis avanzado de la calidad del agua</p> <ul style="list-style-type: none"> •Orgánicos e inorgánicos •Isótopos •Carbono Total Orgánico e Inorgánico <p>Fotografía aérea (Estrés de la vegetación) (Deformación de la corteza)</p> <p>Prospección sísmica (Caracterización de la zona no saturada) (Detección de fugas)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Sísmica superficial 2 D <p>Monitorización del gas del suelo y de la zona no saturada (Muestras de gas)</p>	<p>Trazadores (Detección de fugas)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Gases Nobles •Isótopos Estables •Perfluorocarbonos <p>Geofísica (Detección de fugas) (Caracterización de la zona no saturada)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Conductividad •Polarización inducida •Autopotencial <p>Inclinómetros (Deformación de la corteza)</p> <p>Sensores Remotos (Deformación de la corteza)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Color Infrared Transparency Film •Imagen termal hiperespectral y multiespectral •SAR & InSAR

Tabla 6.1: Relación de las tecnologías y las técnicas de monitorización

El Monitoring Selection Tool – Interactive Design of Monitoring Programmes for the Geological Storage of CO₂ es un programa que aconseja el método de monitorización más adecuado para diferentes formaciones de almacenamiento (escenarios). Estos escenarios se crean en un panel de control a través de los parámetros relativos a las características del reservorio y al objetivo de la monitorización; introduciendo los siguientes parámetros que figuran a continuación:

- Tipo de almacenamiento
- Profundidad a la que se encuentra
- Cantidad de CO₂ inyectado
- Uso de la tierra en los alrededores de la zona de almacenamiento
- Fase de monitorización
- Objetivos de la monitorización
- Paquete de monitorización

Location	Onshore
Depth	1500 to 2500 m
Type	Aquifer
Quantity	50.000 Mt (50.000 Mt/yr for 1.0 yrs)
Package	Populated+Pre-injection+All

Tabla 6.2: Parámetros relativos a las características del reservorio y al objetivo de la monitorización

El programa ofrece una breve explicación de cada uno de los parámetros a introducir para determinar el escenario así como un catálogo para saber con qué técnicas de monitorización cuenta que muestra la descripción, aplicaciones y bibliografía de los mismos.

Una vez introducido el caso de estudio se ejecuta y se obtiene una tabla de resultados de idoneidad de los métodos de monitorización, encabezada por aquéllos que ofrezcan mejores y más óptimos resultados; para interpretar mejor estos resultados, el programa adjunta una tabla de códigos y colores para su total entendimiento.

Tool	Rating %	Leakages
Soil gas concentrations	100	4.0
Bubble stream detection	100	4.0
IR diode lasers	75	3.0
Non dispersive IR gas analysers	75	3.0
Bubble stream chemistry	75	3.0
Downhole fluid chemistry	75	3.0
Eddy covariance	75	3.0
Surface gas flux	75	3.0
Airborne spectral imaging	75	3.0
Long-term downhole pH	50	2.0
Fluid geochemistry	50	2.0
Ecosystems studies	50	2.0
Tracers	50	2.0
Tiltmeters	25	1.0
Airborne EM	25	1.0
3D surface seismic	25	1.0
Ground penetrating radar	25	1.0
2D surface seismic	25	1.0
Satellite interferometry	0	0.0
High resolution acoustic imaging	0	0.0
Microseismic monitoring	0	0.0
Cross-hole seismic	0	0.0
Boomer/Sparker profiling	0	0.0
Geophysical logs	0	0.0
Seabottom gas sampling	0	0.0
Multicomponent surface seismic	0	0.0
Downhole pressure/temperature	0	0.0
Vertical seismic profiling (VSP)	0	0.0
Sidescan sonar	0	0.0
Cross-hole EM	0	0.0
Single well EM	0	0.0
Land ERT	0	0.0
Electric Spontaneous Potential	0	0.0
Seabottom EM	0	0.0
Land EM	0	0.0
Multibeam echo sounding	0	0.0
Surface gravimetry	0	0.0
Well gravimetry	0	0.0
Seawater chemistry	0	0.0
Cross-hole ERT	0	0.0

Tabla 6.3: Resultados del método de monitorización más idóneo

Aim Score	Definition	Explanation	Colour-scale
0	Not applicable	The technique cannot be used for the selected aim.	Blue
1	Possibly applicable	The technique may be appropriate for the selected aim but is probably of marginal utility. It is unlikely to be a preferred option but may be useful in combination with other methods. Site-specific conditions or specialised scientific requirements however may call for deployment of the technique.	Blue
2	Probably applicable	The technique is likely to be suitable for the storage application, though there are probably other more effective techniques that should also be considered. The technique could be included in a monitoring protocol to provide additional information for a monitoring aim, supplementing other, higher-ranked techniques. Site-specific conditions or specialised scientific requirements however may call for deployment of the technique.	Orange
3	Definitely applicable	The technique would normally be included to meet a particular monitoring aim and its exclusion may reduce the potential for the aim to be achieved. However, site-specific conditions may degrade the efficacy of the technique, or even preclude its deployment.	Orange
4	Strongly recommended	The technique would normally be regarded as a key element in meeting a particular monitoring aim and its exclusion would reduce the potential for the aim to be achieved. However, site-specific conditions may degrade the efficacy of the technique, or even preclude its deployment.	Red

Tabla 6.4: Interpretación de resultados

6.3 Monitorización en las fases de almacenamiento

Las actividades de vigilancia variarán según la fase del proyecto en la que se encuentre debido a que se buscan distintos objetivos. Así, se pueden distinguir:

- *Previa a la inyección*

Se lleva a cabo la línea base, la programación y se identifican los riesgos potenciales y las vías de fuga.

- *Durante la inyección*

Se realiza la monitorización de la inyección, modelización y verificación de la pluma.

- *Posterior a la inyección*

En esta etapa cobra mayor importancia el proceso de monitorización, como única tarea activa en el proyecto. Se realiza un monitoreo continuo para demostrar que el proyecto de almacenamiento se está llevando a cabo como se esperaba. Una vez que se demuestre de manera convincente que el sitio es estable, la vigilancia ya no será necesaria, salvo en caso de fuga, de controversias jurídicas, u otros asuntos que puedan requerir información nueva sobre el estado del proyecto de almacenamiento.

Los paquetes de vigilancia para un determinado proyecto de CAC dependerán en gran medida de condiciones específicas del sitio geológico y de los objetivos del proyecto. Es importante tener unas mediciones iniciales disponibles antes de la inyección de CO₂, de modo que los cambios inducidos por el almacenamiento puedan ser medidos.

Esto implica que una técnica de monitorización tiene que ser seleccionada en la etapa más temprana de cada proyecto de almacenamiento con el fin de tener su línea de base.

Los resultados, de todo el ciclo de vida del proyecto, proporcionarán la flexibilidad necesaria para revisar las actividades operativas y de vigilancia que pueden persistir durante muchas décadas.

TÉCNICAS DE MONITORIZACIÓN	FASES DE MONITORIZACIÓN		
	Pre-inyección	Durante inyección	Post inyección
Monitorización de la calidad del aire: -Medir la concentración de CO ₂ en el proyecto de inyección. -Medir el flujo de CO ₂ usando Covarianza de Eddy	X X	X X	X X
Medir la presión, el contenido en gas y la huella isotópica en el pozo de inyección	X	X	X
Monitorizar la presión de la formación, temperatura, el contenido en gas y la química del fluido de la formación	X	X	X
Medir la concentración de CO ₂ y la huella isotópica en la zona no saturada	X	X	X
Medir las tasas de CO ₂ inyectados y los volúmenes		X	
Caracterización isotópica del CO ₂ inyectado		X	
Modelo de posibles reacciones geoquímicas y la migración de CO ₂ en la formación de inyección, roca de cubierta y la superficie de la tierra		X	
Añadir trazadores de perfluorocarbono al CO ₂ inyectado y monitorizar trazadores en los gases del suelo de la zona no saturada y el agua subterránea	X	X	X
Imágenes aéreas del sitio de inyección usando satélites	X	X	X
Medir la calidad de las aguas desde los pozos	X	X	X
Medir el flujo superficial de CO ₂ usando cámara de acumulo	X	X	X

Tabla 6.5: Técnicas de monitorización realizadas en cada fase del proyecto

ACTIVIDADES DE MONITORIZACIÓN	FASES DE MONITORIZACIÓN			
	Pre-operación	Operación	Cierre	Post-cierre
El establecimiento de las condiciones de base desde la que los impactos de almacenamiento de CO ₂ pueden ser evaluados	Sí			
Garantizar el control efectivo de inyección		Sí		
Detectar la localización de la pluma de CO ₂		Sí	Sí	
Evaluación de la integridad de los pozos cerrados, conectados o abandonados	Sí	Si hay fuga detectada	Si no se detuvo la fuga	Si no se detuvo la fuga
Identificar y confirmar la eficiencia y los procesos del almacenamiento	Sí	Sí		
La calibración del modelo y la confirmación de resultados, la comparación de las predicciones del modelo de monitorización		Sí	Sí	
Detectar y cuantificar la superficie de infiltración		Si hay fuga detectada	Si no se detuvo la fuga	Si no se detuvo la fuga
Evaluar la salud, la seguridad y los impactos ambientales de las fugas		Si hay fuga detectada	Si no se detuvo la fuga	Si no se detuvo la fuga
Seguimiento de micro sismicidad asociada con la inyección de CO ₂	Sí	Si hay micro sismicidad detectada		
Monitoreo para diseñar y evaluar los esfuerzos de corrección		Si hay fuga detectada	Si hay fuga detectada	
Solución de conflictos legales debido a eventos sísmicos, fugas o movimientos de tierra		Si hay fuga, sismicidad o movimiento de tierras detectado	Si hay fuga, sismicidad o movimiento de tierras detectado	Si hay fuga, sismicidad o movimiento de tierras detectado

Tabla 6.6: Actividades de monitorización realizadas en cada fase del proyecto

7 Riesgos del almacenamiento

Los principales riesgos asociados al almacenamiento de CO₂ en una estructura geológica se pueden agrupar en las siguientes tres categorías:

- Seguridad. Se debe evaluar el proyecto de almacenamiento desde el punto de seguridad.
- Medio ambiental. Deben considerarse y estudiarse aquellas variables que garanticen una mínima o nula afección al medio ambiente tanto a nivel local como regional.
- Salud humana. Los aspectos concernientes a la seguridad al ser humano deberán considerarse de forma que se neutralicen aquellos potenciales riesgos detectados.

7.1 Seguridad

El estudio de sistemas naturales ha permitido establecer que en almacenamientos seleccionados, la presencia de algún tipo de fuga es insignificante.

Las reservas naturales de gas nos pueden ayudar a entender las condiciones bajo las que el gas queda atrapado o se escapa. Además, las fugas nos pueden ayudar a entender los posibles impactos que podría tener una fuga de CO₂; por ello se analizan los análogos naturales y las vías de fuga.

7.1.1 Análogos naturales

La captura y las fugas de CO₂ de los numerosos yacimientos geológicos se han producido de forma natural a lo largo de los tiempos geológicos.

Estos sistemas sirven como excelentes análogos naturales para los almacenamientos geológicos de carbono, además de proporcionar información sobre las causas y los efectos de las fugas de CO₂ a corto y largo plazo. Una de las maneras de encontrar el CO₂ es formando grandes acumulaciones en cuencas sedimentarias, frecuentemente con alta pureza química.

La fuente del CO₂ de un yacimiento puede ser de origen:

- Orgánico: incluye la degradación térmica de la materia orgánica y la reducción biogénica o termoquímica de sulfatos.
- Inorgánico: incluye el metamorfismo de contacto de carbonatos, reacciones entre arcillas y carbonatos a temperaturas superiores a 100 °C, y el desprendimiento de volátiles durante el enfriamiento de un magma.

Para describir las acumulaciones naturales de CO₂, y predecir su comportamiento in situ, se ha propuesto el concepto de “Sistema CO₂” que incluye la fuente del CO₂, la duración de su generación, el tiempo consumido, el camino seguido durante su migración, y los sellos y trampas que impiden que el CO₂ migre hacia la superficie.

Un aspecto a tener en cuenta cuando se almacena CO₂, es documentar la duración de la formación del CO₂ natural y de la migración hacia la trampa y, por lo tanto, determinar el tiempo que puede permanecer el CO₂ en una formación geológica.

Este tiempo puede indicar si el CO₂ puede permanecer en un almacenamiento geológico durante miles de años, que es el mínimo admitido en los programas de almacenamiento geológico de dicho gas.

El conocimiento de los análogos naturales es de vital importancia para que la opción de almacenar el CO₂ en el medio geológico tenga éxito.

El estudio de todos los aspectos del confinamiento de un yacimiento natural de CO₂, así como los escapes y efectos superficiales de este gas, es de sumo interés para evaluar, predecir y modelar el comportamiento, a largo plazo, del CO₂ que se almacene artificialmente en una formación geológica.

La información que estos aspectos pueden proporcionar es:

- El tiempo geológico requerido para la generación, migración y el almacenamiento natural de CO₂.
- Las estructuras y formaciones geológicas favorables para su almacenamiento.
- Los efectos geoquímicos y mineralógicos del CO₂ sobre la roca almacén y de sellado.
- Los procesos naturales de secuestro del CO₂.
- Los mecanismos de migración hacia la superficie y sus efectos sobre las aguas subterráneas.
- Los efectos del escape del CO₂ sobre el medio geológico superficial, los suelos y la actividad humana en regiones densamente pobladas.
- Las técnicas de campo, toma de muestras y monitorización que pueden adoptarse para vigilar dichos escapes naturales.
- La metodología de estudio de formaciones favorables para almacenar CO₂ de origen industrial.

Toda esta información debe canalizarse de manera que se puedan cubrir cuatro grandes objetivos:

- Seleccionar las técnicas de exploración de almacenes y de inyección más favorables para asegurar el almacenamiento de CO₂ a largo plazo.
- Diseñar y desarrollar las técnicas de monitorización más adecuadas para el seguimiento del comportamiento del CO₂ en profundidad y para la detección de los posibles escapes hacia la superficie.
- Predecir la seguridad y los riesgos de almacenamiento artificial de CO₂ a largo plazo.
- Informar y sensibilizar a la opinión pública sobre las garantías de seguridad que ofrece esta alternativa de eliminar los gases de efecto invernadero.

Las investigaciones de los análogos naturales pueden ser aplicadas directamente a la ingeniería de los sistemas geológicos, ya que ambos sistemas de almacenamiento tienen similares mecanismos de: fuga, movimiento de CO₂ y reacciones químicas en el reservorio y los sistemas subterráneos relacionados.

7.1.2 Vías de fuga

En general, las vías de fuga potenciales están hechas o bien por el hombre como los pozos profundos o por la naturaleza como fracturas y fallas.

Tanto los pozos activos como los abandonados podrían actuar como vías de migración porque constituyen una conexión directa entre la superficie y el almacén y están compuestos de materiales creados por el hombre que pueden corroerse con el paso del tiempo.

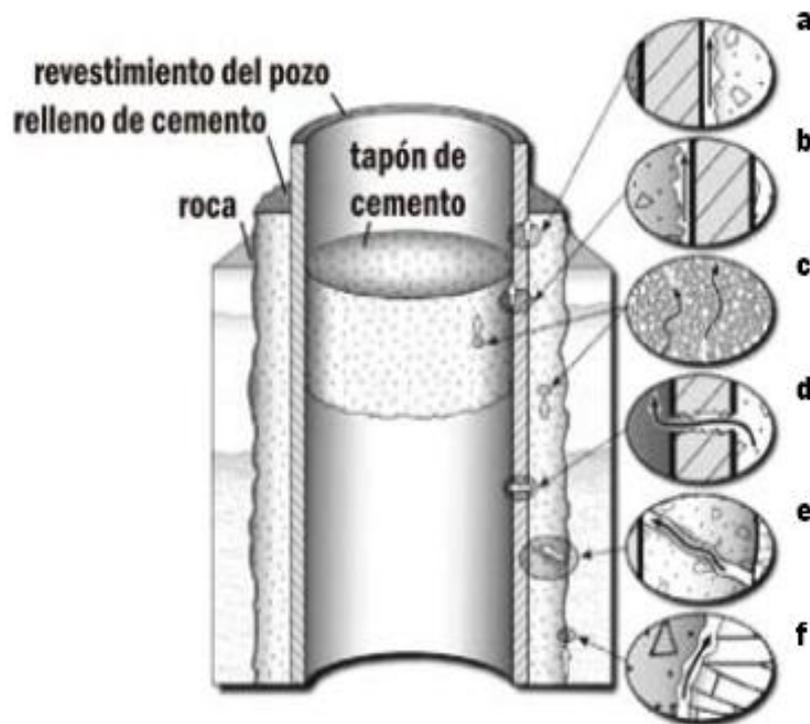


Figura 7.1: Posibles vías de escape del CO₂ en un pozo. Escape por material alterado (c,d,e) a lo largo de las interfaces (a,b,f)

Una complicación añadida es que no todos los pozos se perforan usando las mismas técnicas, sino que los pozos nuevos son generalmente más seguros. En cualquier caso, se estima que el riesgo debido a fugas a través de los pozos, es pequeño ya que los pozos se pueden monitorizar usando métodos geoquímicos y geofísicos sensibles y porque la tecnología de remediación ya existe en la industria del petróleo.

El flujo a lo largo de las fallas y fracturas que podrían existir en la roca sello o debidas a la sobrecarga es más complejo, se trata de sistemas con características irregulares y con permeabilidad variable.

Un buen conocimiento científico y técnico de los sistemas naturales con y sin fugas, nos permitirá diseñar proyectos de almacenaje de CO₂ que tengan las mismas características que los depósitos naturales que contienen CO₂ atrapado y metano desde hace miles o millones de años.

Hay tres posibles escenarios de fuga que se pueden dar, en un proyecto de CAC, en función de la vía de escape:

- *Fuga localizada o emisión puntual*

Es una liberación del gas del subsuelo y que tiene una salida a la atmósfera de manera localizada. Es decir, suelen tener un punto concreto por donde salen a la atmósfera, como puede ser una falla o un punto fuente. Al estar localizadas, estas emisiones son fácilmente controlables y medibles. A menudo, estas fugas acaban en géiseres o fumarolas.

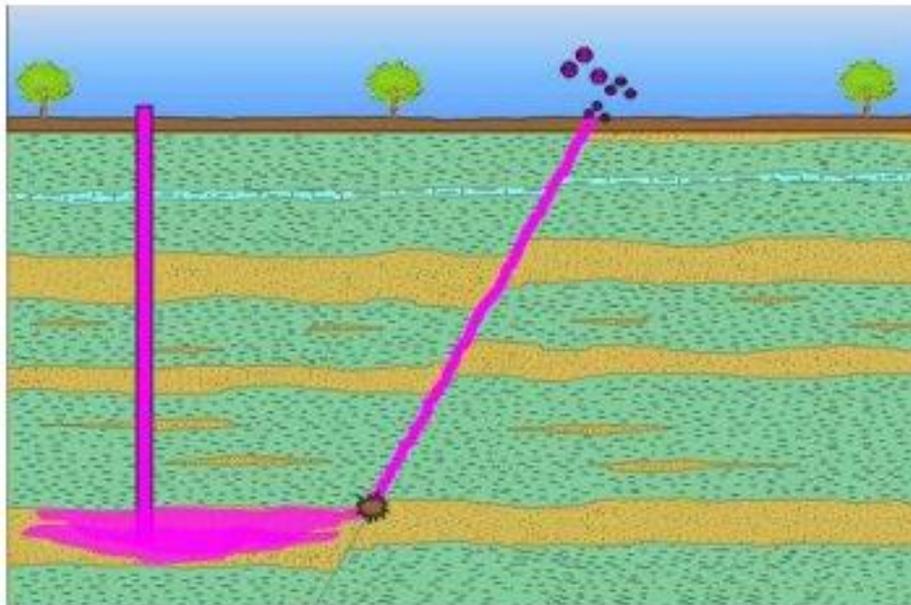


Figura 7.2: Esquema de fuga localizada

- *Fuga difusa o filtración*

Es una emisión no localizada que antes de salir a la atmósfera, se propaga por el interior del subsuelo por las fracturas subyacentes u otras vías con permeabilidad alta. Abarca grandes áreas y son difíciles de controlar. Como resultado, se observa una gran huella en la superficie por la filtración del CO₂.

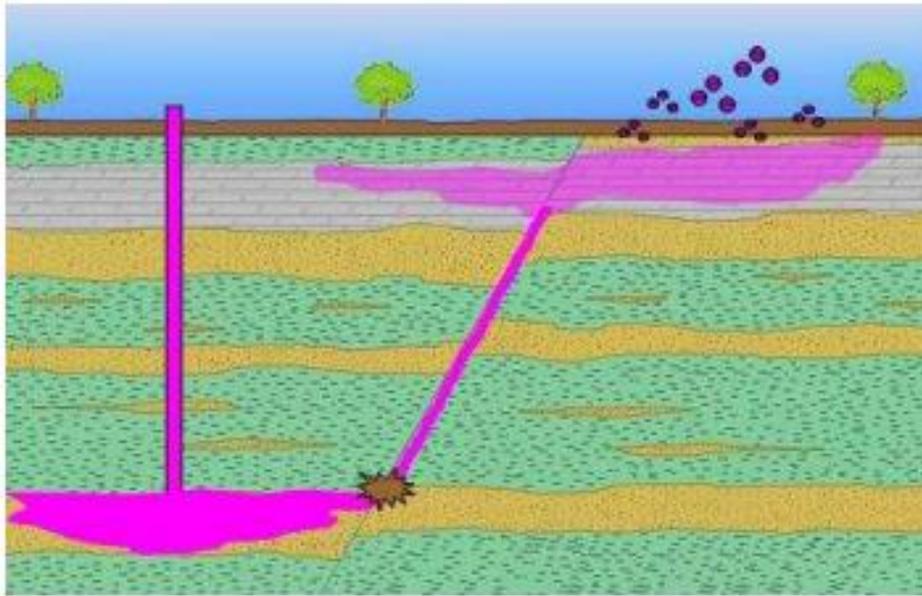


Figura 7.3: Esquema de fuga difusa

- Sin fuga

Son sistemas donde los sellos del yacimiento no han sido comprometidos y/o cuyos sistemas de fallas han sido cementadas a través de minerales de precipitación o desplazamientos.

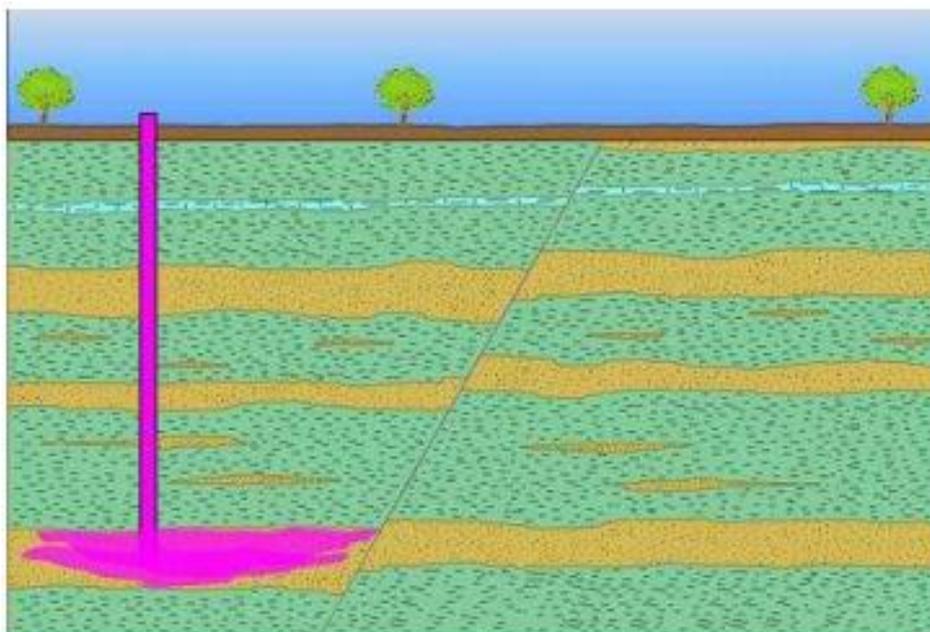


Figura 7.4: Esquema de sin fuga

Generalmente, el tipo de formación geológica en la que se vaya a inyectar y almacenar el CO₂ es fundamental para identificar y evaluar los riesgos, entre los que hay que destacar los derivados de las posibles fugas hacia la superficie:

- *Yacimientos de hidrocarburos*

Una fuga espontánea e importante de CO₂ desde estas formaciones es poco factible pero hay que tener en cuenta que su explotación ha podido afectar a su confinamiento natural, aumentando la probabilidad de fugas difusas a lo largo del tiempo geológico.

También hay que tener en cuenta la potencial existencia de pozos sin sellar o mal sellados, que pueden actuar como vías de escape preferentes.

- *Acuíferos salinos profundos*

El riesgo de fuga del CO₂ puede ser alto por su gran capacidad de almacenamiento y la falta de experiencia que se tiene acerca de la resistencia de los materiales confinantes. El aumento de presión, ya sea del fluido del poro o del gas, puede provocar fracturas en la roca sello. Aunque, una vez que el CO₂ estuviese completamente disuelto en el agua, no es de esperar grandes fugas debido a que no existiría CO₂ libre. No obstante, las interacciones químicas CO₂ inyectado roca agua de la formación, son de potencialmente importante. Las reacciones que pueden ocurrir varían de acuerdo con la mineralogía y petrografía de las rocas del yacimiento y del sello:

La corrosión de la matriz de la roca almacén por mezclas CO₂/agua, conducen a la compactación o el colapso de la formación, y por lo tanto, al desarrollo de grietas y nuevos caminos de migración a través de la roca sello.

La disolución de minerales primarios y precipitación de minerales secundarios en los poros de la roca del yacimiento, podría conducir al abandono de la inyección si esta supera la presión del fluido de poro.

La disolución de los componentes de la roca encajante por mezclas CO₂/agua, pueden llevar al colapso o el fracaso del sello.

- *Capas de carbón no explotables*

Al existir CH₄ en las capas de carbón desde hace millones de años, el riesgo de escapes de CO₂ es bajo, ya que es adsorbido por el carbón más fácilmente que dicho hidrocarburo, al que desplaza. El riesgo proviene del hinchamiento de la matriz del carbón como consecuencia de la adsorción del CO₂, que puede provocar la fracturación del encajante, pudiendo constituir posibles vías de escape para el CO₂. Este efecto también se puede producir si se precisa fracturación hidráulica reiterada para mantener la conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón.

A continuación se identifican las ventajas y los inconvenientes de cada tipo de formación geológica para poder identificar y evaluar posibles riesgos.

COMPARACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE CO ₂		
Formación geológica	Ventajas	Inconvenientes
Yacimientos de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Altas profundidades de almacenamiento (aprox. 1500 m), lo que permite que el CO₂ esté en estado supercrítico. • Demostrado el confinamiento del sistema por la retención de hidrocarburos durante millones de años • Incrementa la recuperación del petróleo o gas • Probabilidad de fuga espontánea e importante de CO₂ es poco factible • Adaptación de las infraestructuras disponibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Su explotación anterior, ha podido afectar a su confinamiento natural, aumentando la probabilidad de fugas difusas. • Potencial existencia de pozos sellados o mal sellados, que pueden actuar como vías de escape preferentes.
Formaciones Salinas	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de almacenar grandes volúmenes de CO₂ • Profundidades de almacenamiento mayor de 800 m, lo que permite que el CO₂ esté en estado supercrítico. • Una vez disuelto completamente el CO₂ en el agua, no es de esperar grandes fugas 	<ul style="list-style-type: none"> • El riesgo de fuga del CO₂ puede ser alto por sus dimensiones. • Falta de experiencia acerca de la resistencia de los materiales confinantes • La estimación de su capacidad suele incluir importantes incertidumbres • Posibles reacciones CO₂-roca-agua
Capas de carbón profundas	<ul style="list-style-type: none"> • Recuperación de CH₄ • Demostrado el confinamiento del sistema por la retención de CH₄ en las capas de carbón desde hace millones de años. 	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de posibles vías de escape, proveniente de la fracturación del encajante por el hinchamiento de la matriz del carbón. • Otro riesgo de posibles vías de escape se puede producir si se precisa fracturación hidráulica reiterada para mantener la conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón.

Tabla 7.1: Ventajas e inconvenientes del almacenamiento de CO₂ en los diferentes tipos formaciones geológicas

7.2 Medio ambiental

Los impactos potenciales en los ecosistemas varían dependiendo de si el emplazamiento para el almacén está situado en el mar o en tierra.

En los ecosistemas marinos, el principal efecto de la fuga de CO₂ es un descenso del pH local y su impacto asociado, principalmente en animales que viven en el fondo marino y no se pueden mover. Sin embargo, las consecuencias son espacialmente limitadas y los ecosistemas pronto muestran signos de recuperación tras la remisión de la fuga.



Figura 7.5: Fuga en el lecho marino a poca profundidad

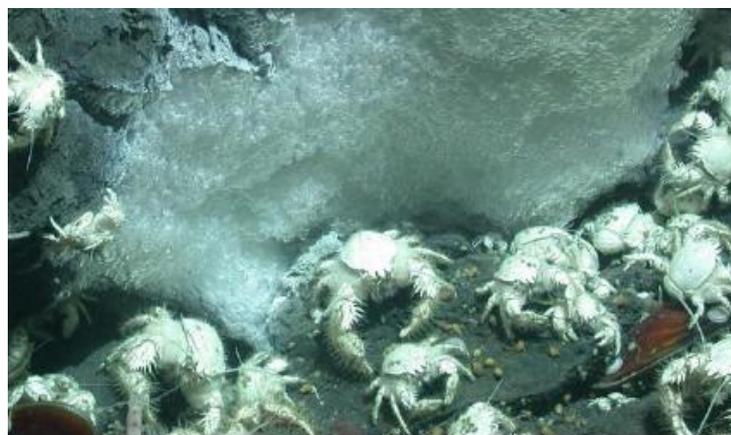


Figura 7.6: Fuga en el lecho marino a gran profundidad

En ecosistemas terrestres, el impacto puede resumirse en términos generales destacando los distintos daños que las fugas, en general, pueden provocar en sus alrededores:

Sobre el suelo:

- Modificaciones en la composición y mineralogía por la presencia de aguas ácidas producidas por las emanaciones: presencia de carbonato secundario a partir de la oxidación del carbono, efectos horizontales de gradiente magnético, agotamiento del sulfato en el agua subterránea de poca profundidad, anomalías radiométricas...
- Fenómenos de desertificación ligados a la desaparición de especies vegetales.
- Variaciones en la temperatura del suelo.
- Variaciones en la altimetría del terreno situado sobre los almacenes geológicos de dióxido de carbono, debidas a la presión producida los gases.

Sobre los ecosistemas:

- Modificaciones en la biodiversidad de la zona, tanto de especies vegetales como animales.
- Variaciones en los rendimientos de cultivos y en general de la biomasa producida por las especies vegetales existentes en las zonas de emanaciones.
- Aparición de estrés en la vegetación, con la aparición de distintas patologías vegetales

Sobre las aguas:

- La composición química del agua subterránea podría alterarse por la adición de CO_2 , ya que el agua se vuelve más ácida y los elementos pueden ser liberados de las rocas y minerales del acuífero. Incluso si el CO_2 se filtrase dentro de un acuífero de agua potable, los efectos permanecerían localizados y se podrían cuantificar los impactos inducidos.

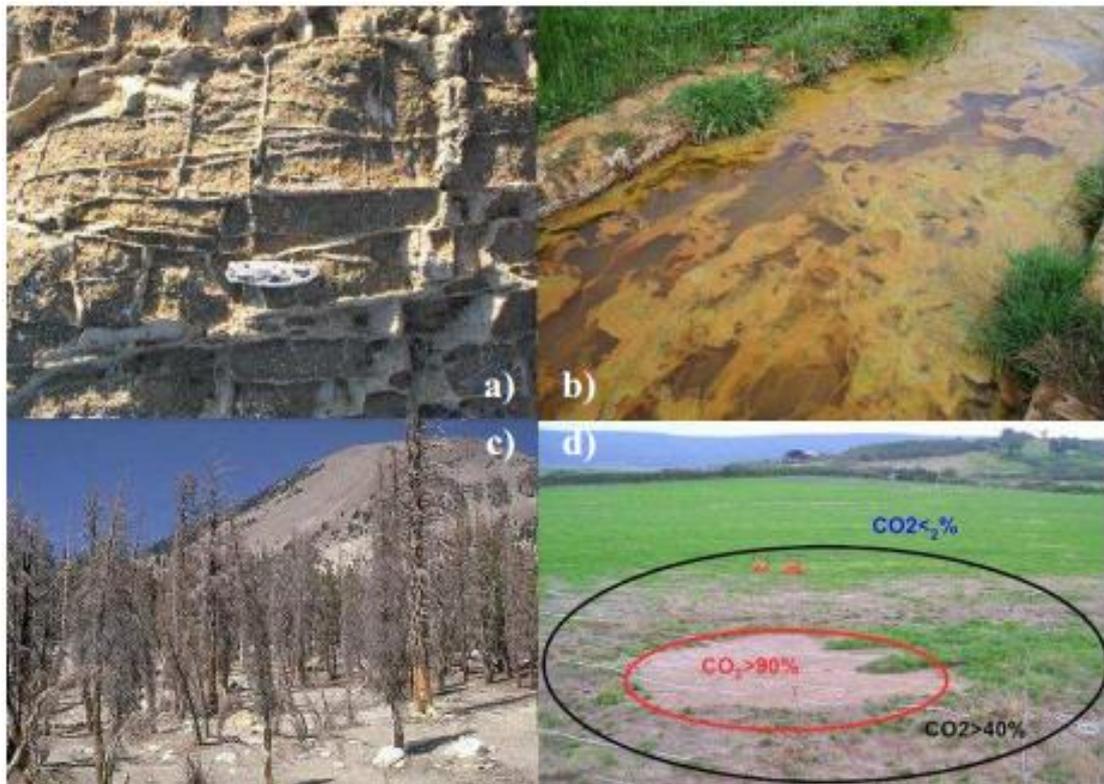


Figura 7.7: a) Carbonatación de peridotita; b) Eutrofización agua por aumento de nutrientes; c) Acidificación del suelo; d) Estrés vegetal

Con independencia de los posibles escenarios, es importante conocer también otra clasificación en función de los niveles de intensidad de gas escapado y sus efectos:

- Macro filtración: olores fuertes, burbujas de tierra húmeda, patrones anormales de deshielo, anomalías de temperatura a una profundidad de 1 metro.

- Mini filtración: estrés o muerte de la vegetación en áreas sin evidencia de enfermedad a causa de la inundación de la tierra con gas, anomalías de la temperatura a 10 metros, neblina de color azul gris durante las inversiones de invierno, filtraciones de agua salina.
- Micro filtración: detección de gases en la superficie requiere muestreo y análisis de laboratorio o mediciones de sensibilidad óptica en una trayectoria abierta grande; común en grandes áreas en cuencas sedimentarias y yacimientos petrolíferos.

7.3 Salud humana

Al respirar, exhalamos CO_2 ; éste es peligroso para los humanos sólo en concentraciones muy altas, con valores superiores a 50.000 ppm (5%) y puede causar dolores de cabeza, mareos y náuseas.

Los valores superiores a este nivel pueden causar la muerte si la exposición es demasiado larga, especialmente por asfixia cuando la concentración de oxígeno en el aire cae por debajo del 16% que es el nivel requerido para mantener la vida humana. Sin embargo, si el CO_2 se fuga en un área abierta o plana, en seguida se dispersa en el aire, incluso con vientos flojos.

El riesgo potencial para las poblaciones se restringe a fugas en ambientes cerrados o depresiones topográficas, donde las concentraciones pueden aumentar debido a que el CO_2 es más denso que el aire y tiende a acumularse cerca del suelo.

El conocimiento de las características de las áreas de desgasificación es útil para la prevención y gestión de riesgos.

8 Mercado europeo de derechos de emisión

El régimen de derechos de emisión EU ETS (del inglés European Union Emissions Trade System), fue el primer mercado internacional de CO₂ en el mundo y en la actualidad se sitúa como el más grande entre los existentes. En Enero de 2013 regulaba más de 11000 instalaciones procedentes de 31 países (los 27 estados miembros junto con Croacia, Islandia, Noruega y Liechtenstein) y se estaban comenzando a establecer vínculos formales con otros sistemas similares como el Australiano.

El EU ETS surge como la mejor estrategia de la Unión Europea para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero sin influir negativamente en su economía. Fue creado a partir de la Directiva 2003/87/CE. Se basa en los siguientes mecanismos, introducidos por el Protocolo de Kioto:

- El comercio internacional de derechos de emisión.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- La implementación Conjunta (IC).

Se fundamenta en un marco de cumplimiento sólido que delimita unos límites máximos y unas fases o “periodos de comercio” diferenciados. A partir del mismo, la Unión Europea espera lograr su objetivo de reducción de emisiones conforme al protocolo de Kioto (lo que supondría entre el 60 y el 80% en relación con el año base para 2050) con un coste inferior al 0.1% de su PIB al mismo tiempo que se fomenta la inversión en tecnologías de bajas emisiones.

El funcionamiento es el siguiente; cada derecho autoriza al titular a emitir una tonelada de CO₂. El límite máximo o “techo” es el número total de derechos asignados crean la escasez necesaria para que exista comercio.

Las empresas que mantengan sus emisiones por debajo de sus derechos pueden vender sus excedentes a un precio determinado por la oferta y la demanda de cada momento.

Las empresas que tienen problemas para mantenerse dentro de su límite de asignación pueden elegir entre varias opciones.

Pueden tomar medidas para reducir sus emisiones (como invertir en tecnologías más eficientes o utilizar fuentes de energía que liberen menos carbono); pueden comprar derechos adicionales y/o créditos MDL/IC en el mercado; o pueden recurrir a una combinación de ambas soluciones. Esta flexibilidad garantiza la reducción de emisiones de la forma más rentable.

Dado que se trata de un instrumento de mercado que fija un precio para el carbono, el ETS incorpora un completo marco de medidas destinadas a garantizar el cumplimiento, en el que los incentivos económicos tienen un papel destacado.

Al término de cada año natural, las instalaciones deben entregar un número de derechos equivalente a sus emisiones de CO₂ verificadas durante el periodo en cuestión. Estos derechos quedan cancelados y no pueden volver a utilizarse. Las instalaciones con derechos excedentarios pueden venderlos o guardarlos para utilizarlos en el futuro.

Las instalaciones que no entreguen derechos suficientes para cubrir sus emisiones durante el año transcurrido serán penalizadas. Tienen que obtener derechos adicionales para cubrir ese déficit al año siguiente, sus nombres se publican en una lista que las señala como infractoras, y deben pagar una multa disuasoria por cada tonelada de CO₂ emitida de más.

La sanción, inicialmente fijada en 40 € por tonelada, es ahora de 100 €. A partir de 2013, la sanción se incrementará en función del índice de inflación anual de la zona euro.

8.1 Periodos de comercio

- Fase 1:

Desde el 1 de enero de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2007. Fue una fase piloto, que buscaba conocer datos verídicos sobre las emisiones anuales reales para fijar los límites de las asignaciones nacionales de derechos en la fase 2. Para ello, se definió el libre comercio de derechos de emisión, se estableció un precio para el carbono y se creó la infraestructura necesaria para controlar, registrar y verificar las emisiones reales de las empresas afectadas.

Durante el primer período de comercio, el sistema se aplicó al CO₂ procedente de instalaciones con un alto grado de emisiones, pertenecientes a la industria de generación de electricidad y calor y a algunos sectores industriales con un elevado consumo energético: plantas de combustión, refinerías de petróleo, hornos de coque, plantas de producción de hierro y acero, y fábricas de cemento, vidrio, cal, ladrillos, cerámica, pasta y papel.

- Fase 2:

Desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2012. Basándose en las emisiones verificadas registradas en la fase anterior, se redujo el volumen de los derechos de emisión permitidos en la fase 2 en un 6,5% con respecto a los niveles de 2005 y también se incluyeron las emisiones de óxido nítrico derivadas de la producción de ácido nítrico.

Durante este periodo de 5 años, los países participantes debían cumplir con dichos objetivos. Por tanto, se exige a los Estados miembros que elaboren planes nacionales de asignación para cada período de comercio, determinando cuántos derechos recibe cada instalación cada año.

Hasta la fecha, la mayoría de los derechos se han asignado a las instalaciones de forma gratuita (al menos el 95% durante la fase inicial y al menos el 90% en la fase 2, entre 2008 y 2012).

A pesar de que sólo se asignan derechos a las empresas a las que afecta el ETS, cualquiera (particulares, instituciones u organizaciones no gubernamentales) puede comprar y vender en el mercado del mismo modo que lo hacen las empresas.

- Fase 3:

Desde el 1 de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2020. Este periodo ocho años tendrá unas reglas más armonizadas, será más predecible para los operadores del mercado y gozará de mayor credibilidad internacional.

Los principales cambios son:

- La sustitución del sistema nacional de límites de derechos de emisión actual por un límite único para toda la UE.
- Una reducción lineal del 1,74% en el límite de los derechos cada año hasta 2020 y con posterioridad a esa fecha. Esto significa que, para 2020, el número de derechos de emisión será un 21% más bajo que el de 2005. El anuncio por adelantado de esta reducción lineal ofrece a los operadores del mercado la claridad y previsibilidad que necesitan para acometer las inversiones necesarias en las reducciones de emisiones.
- Un avance progresivo hacia la subasta de la totalidad de los derechos en lugar del sistema actual de asignación gratuita.
- Una mayor armonización de las normas de control, registro y comprobación de las emisiones.

- Normas armonizadas sobre el uso de créditos de carbono de los proyectos de MDL e IC en terceros países. Estas normas están ideadas para alentar a terceros países a ratificar el futuro acuerdo mundial sobre el clima.

8.2 Evolución de los precios

Los datos sobre la evolución de los precios de los derechos de almacenamiento, han sido obtenidos desde la página web de SendecoCO₂. SendecoCO₂ es un mercado secundario al que las empresas (tanto PYMES como grandes empresas) pueden negociar los derechos (tanto EUA como CER) de manera fácil, segura y eficiente. En caso de llevarse a cabo el proyecto, sería a través de este tipo de plataforma en la que se negociasen con los créditos obtenidos.

Se estima que en el primer año (2005) se intercambiaron unos 250 millones de Derechos entre operadores de la UE con un valor aproximado de 5000 millones de euros, estas cifras se triplicaron en el segundo año, y han ido creciendo de manera exponencial hasta estancarse en los últimos años.

Ya desde el inicio, el precio del Derecho de emisión se reveló como muy volátil, al ser afectado por muchas variables, como puede ser el clima (por la demanda de energía asociada a los cambios estivales), el precio de materias primas tales como el petróleo, el carbón o el gas, la economía global y local, así como las distintas políticas marcadas desde la UE en los Planes Nacionales de Asignación.

En el primer periodo, los precios oscilaron entre los 7 € (precio de salida en bolsa) y los 0,03 € que se dieron en Enero de 2007. Su techo máximo se alcanzó Abril de 2006, con un precio máximo de 30,50 € que hasta la fecha no ha vuelto a ser superado.

En la siguiente gráfica podemos observar la evolución que ha sufrido el precio del Derecho de emisión a lo largo de la segunda fase



Figura 8.1: Evolución del precio de los derechos de emisión

Actualmente, nos encontramos al inicio de la tercera fase, y los precios se encuentran en un valor muy bajo, en torno a los 5 €. Se espera que una vez se conozca la distribución de los derechos de acuerdo a los Planes de Asignación así como maduren las nuevas políticas implantadas los precios vayan aumentando progresivamente.

Es muy difícil hacer predicciones a futuro de los precios de los derechos de emisión que se compran o venden dentro del EU ETS, puesto que hay muchos factores inherentes al mercado que pueden influir en la subida o bajada de precios. Por tanto, estos precios, que se determinan a partir de la relación entre los costes de ahorro de emisiones y los costes de niveles de emisión; están sujetos a gran incertidumbre.

Considerando estimaciones de diferentes fuentes de información como Barclays, Pointcarbon y BDI entre otras; a principios de 2015 los precios deberían situarse en torno a los 30 € por derecho de emisión e ir subiendo gradualmente hasta los 40 € en el 2030; pero como he se ha comentado esto es solo una estimación.

9 Viabilidad del almacenamiento

Pese a que el almacenamiento geológico del CO₂ es técnicamente posible, la viabilidad de un proyecto de este tipo necesitará la consideración previa de aspectos económicos entre los que se incluyen los costes de la captura, el transporte hasta las áreas de inyección, la compresión del gas y su inyección en profundidad.

La implantación de la captura y almacenamiento de CO₂ sólo será viable y sostenible si se le concede la importancia adecuada a los aspectos regulatorios y económicos. Para ello, es necesario optimizar la selección del emplazamiento de almacenamiento adecuado para cada fuente de emisión.

El software del sistema de ayuda de decisión DSS evalúa la viabilidad económica de casos o proyectos concretos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ (CAC), con el objetivo de ser aplicada en las primeras etapas de planificación de dichos proyectos y ayudar a encontrar las opciones más adecuadas.

Por supuesto las propiedades geológicas de las formaciones de almacenamiento son fundamentales dentro de cada proyecto CAC que, en términos generales, consistirá en un número variable de fuentes de emisión y potenciales almacenes unidos por una cierta red de tuberías de transporte.

Conocidas las características y localizaciones de las fuentes y almacenes propuestos, DSS calcula la red de tuberías más adecuada para el caso planteado, de acuerdo a la base de datos de infraestructuras desarrollada en el seno del proyecto.

Sin embargo, la mayor ventaja de esta herramienta en esta etapa de evaluación de los proyectos es su capacidad de cálculo de los principales indicadores económicos, tales como su Valor Actual Neto (VAN) o Tasa Interna de Retorno (TIR), mediante el empleo de una aproximación de Monte Carlo, que permite tener en cuenta la incertidumbre en cualquiera de las variables de entrada, permitiendo también el análisis de sensibilidad del

proyecto en sus distintas etapas de captura, transporte y almacenamiento.

A partir de esta herramienta se puede realizar una hipotética red de CAC en la que se distinguen las fuentes de emisión y los potenciales almacenes; y realizar para cada caso hipotético un análisis económico completo.

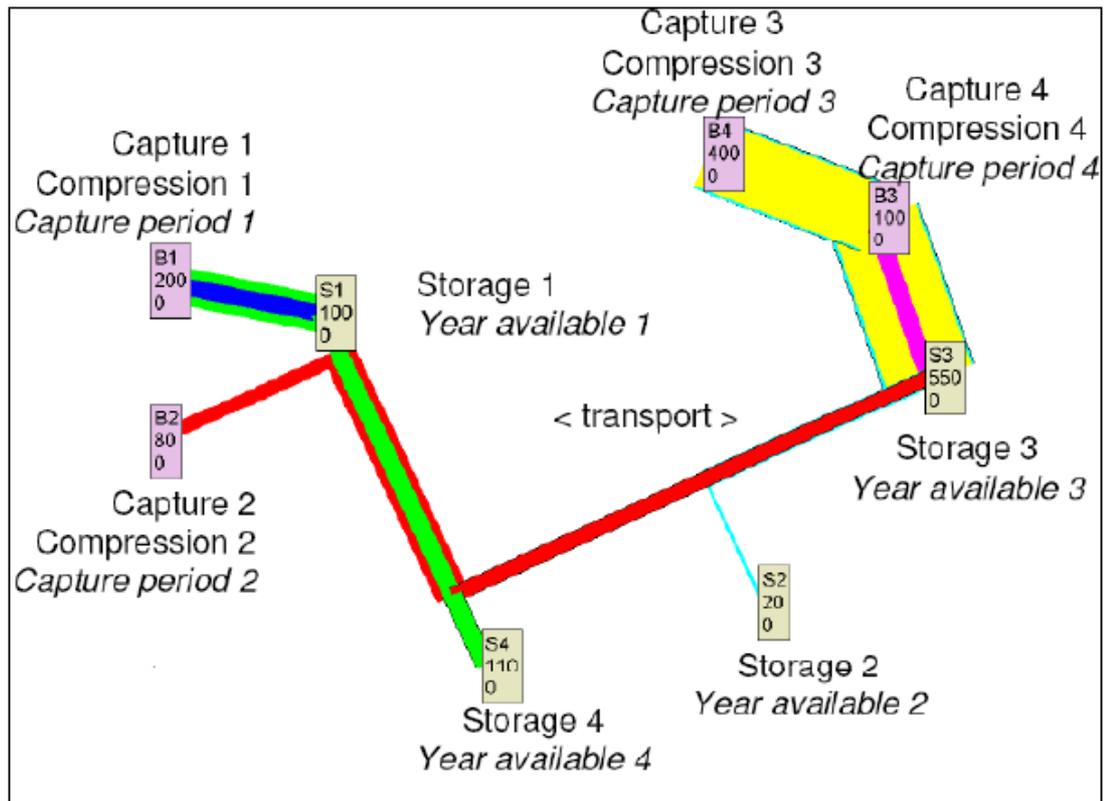


Figura 9.1: Esquema de una hipotética red de fuentes y sumideros de CO₂

Este análisis económico permite, entre otras cosas, la obtención de gráficas sobre sus costes de capital (CAPEX) que corresponden a la evaluación del emplazamiento, perforaciones, instalaciones de superficie y de operación y monitorización (OPEX) tales como análisis sísmicos, que muestran las incertidumbres, magnitudes y periodos de ejecución de dichos costes.

El primer parámetro limitante en la viabilidad de un proyecto CAC está en la capacidad de la estructura motivo de estudio.

Unas capacidades que no sean lo suficientemente grandes no permitirán un retorno de capital que cubra las inversiones necesarias para el desarrollo del proyecto (CAPEX) ni de los gastos operativos de mismo (OPEX).

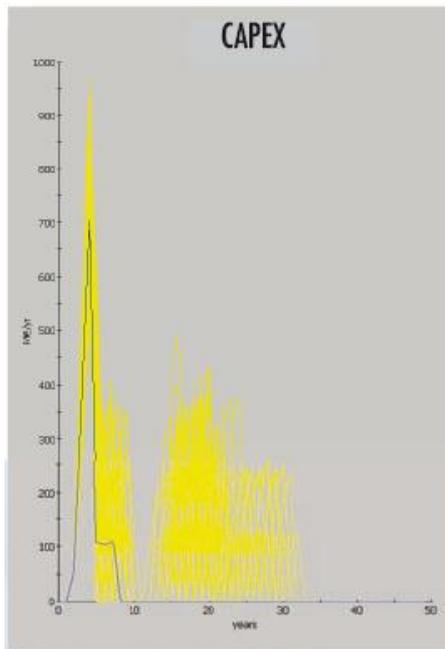


Figura 9.2: Gráfica de costes de capital

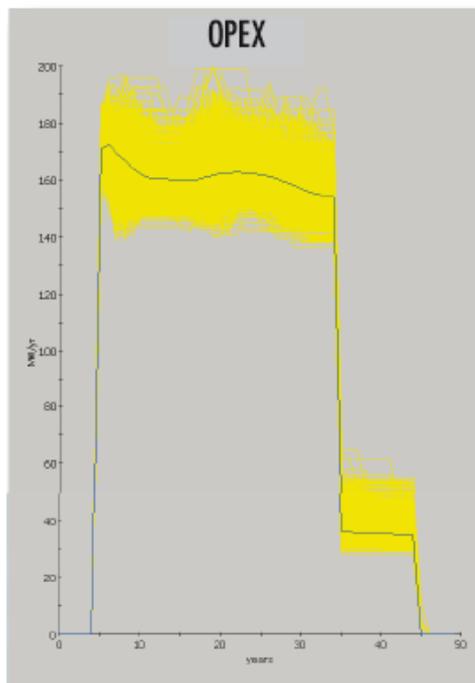


Figura 9.3: Gráfica de gastos operativos

A partir de pocos datos y un coste muy bajo (mediante el uso de información que ya ha sido procesada en otros estudios realizados en el área) se puede realizar una primera aproximación a la viabilidad técnico-económica de un proyecto CAC.

Esto permitirá a las empresas interesadas la búsqueda de almacenes potenciales con una inversión muy baja y por lo tanto fomentará el desarrollo de este tipo de proyectos una vez que los precios y mercados del carbono se estabilicen.

Otra importante conclusión es que este tipo de tecnología no será viable para su implantación a nivel comercial hasta que las condiciones del mercado no cambien, y se alcancen precios por encima de los 30 € por derecho de emisión.

Es decir, con independencia de las especificaciones del un proyecto, la principal barrera económica en la técnica de captura y almacenamiento es la existencia de un marco financiero estable a largo plazo en el que obtener beneficios por la comercialización de los derechos de emisión.

Según las previsiones actuales esto no tendrá lugar hasta el año 2020 en adelante. Por otro lado, por muy altos que sean los precios del derecho de emisión, no todas las estructuras que sean aptas técnicamente, lo serán en términos económicos.

10 Costes del almacenamiento

Los costes más importantes en un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ son la ejecución de los pozos, la infraestructura y la ingeniería.

Estos costes dependerán del tipo de formación en la que se inyecte el CO₂; por tanto, el coste será distinto para cada formación en la que se inyecte, pues las características de permeabilidad, presión máxima admisible, potencia, capacidad o complejidad de la formación almacén y del sello, influyen notablemente en los costes ya que determinarán el número de pozos de inyección necesarios.

Los equipos y tecnologías necesarios para el almacenamiento de CO₂ han sido ya ampliamente utilizados por la industria energética, por lo que las estimaciones económicas de un proyecto de almacenamiento se pueden realizar con bastante precisión, al menos en su fase final de inyección.

En algunos emplazamientos donde existe ya una red de distribución del CO₂ desde instalaciones centralizadas hasta los pozos de inyección, esta infraestructura se incluye en las estimaciones económicas, ya que su reutilización puede reducir los costes en algunos emplazamientos.

Para operaciones EOR o ECBM se pueden requerir instalaciones adicionales, aunque en el balance final se deben considerar los beneficios que se deriven de estas actividades. También pueden existir gastos adicionales por los trabajos de remediación de pozos abandonados, aunque no se suelen incluir en las estimaciones económicas.

Dejando aparte los costes de la captura, la compresión y el transporte del CO₂ hasta el sitio de inyección, los factores que principalmente van a intervenir en el coste del almacenamiento del CO₂ son la profundidad de la formación almacén, el número de pozos necesarios para inyectar, la infraestructura necesaria y la gestión del proyecto.

Los costes operacionales incluyen la mano de obra, el mantenimiento y el combustible necesarios. En las estimaciones se incluyen los costes de licenciamiento, los estudios geológicos, geofísicos y de fiabilidad requeridos en la selección de emplazamiento, su caracterización y las evaluaciones previas al inicio del almacenamiento.

Los costes variarán de sitio a sitio, dependiendo de la cantidad de datos disponible, de la complejidad geológica de las formaciones y de los riesgos de liberación.

Dependen de la opción de almacenamiento (yacimientos de gas y petróleo, formaciones salinas...), localización, profundidad y características de la formación almacén, y de los beneficios y los precios de los productos vendibles.

Entre los posibles almacenes geológicos candidatos a albergar el CO₂, los acuíferos salinos profundos representan un mayor coste en comparación con los yacimientos de petróleo y gas quasi agotados, así como en comparación con el almacenamiento en capas de carbón no explotables; esto se debe a que en los acuíferos salinos se necesita una mayor inversión para su exploración y caracterización.

Los emplazamientos terrestres (onshore) dependen de la localización, el terreno y otros factores geográficos. Los costes unitarios generalmente son mayores en emplazamientos marinos (offshore) con costes de operación más altos debido al incremento en los costes de los equipos, la exploración, y la apertura y clausura del almacenamiento en el segundo caso.

La monitorización del almacén añadirá costes adicionales que dependerán de los requisitos reguladores y de la duración de la monitorización. A largo plazo, puede haber costes adicionales para remediación y por responsabilidades.

Por lo tanto hay que incluir los costes de la caracterización del sitio, la perforación y adecuación del o de los pozos de inyección y monitorización, las instalaciones asociadas y la clausura y sellado del almacenamiento.

Además, es necesario incluir los costes de inyección y monitorización, así como los asociados a imprevistos en general y derivados del propio proceso de almacenamiento.

Se han realizado numerosos estudios para estimar los costes del almacenamiento geológico. Estos estudios generalmente se han hecho por regiones con características geológicas similares.

En la mayoría de los casos, los costes principales del proyecto estarán asociados con la captura del CO₂, mientras que el transporte y el almacenamiento, contribuyen en un porcentaje relativamente pequeño.

De manera general, podríamos afirmar que para llevar a cabo una simulación de los costes de almacenamiento se evalúan una serie de factores que posteriormente se interrelacionan mediante un flujo de caja.

Estos factores son:

- Valor de la tasa de descuento.
- Vida estimada para el proyecto y ratios de inyección.
- Modelo económico que se vaya a utilizar.

Otros factores que pueden o no ser incluidos en el cálculo de costes son la inflación, tasas, seguros, capital circulante etc.

Las asunciones que se consideren en estos cálculo pueden tener un alto impacto en los resultados, por ello se debe ser lo más conservativos posible a la hora de estimar estos datos.

Los estudios que se han publicado suelen estar basados en una de las tres siguientes metodologías para calcular los flujos de caja presentes y futuros:

- Net present cost (Coste actual neto): En el flujo de caja, los costes se descuentan al inicio del proyecto, y se relacionan con el total la reducción total de emisiones a lo largo de la vida del proyecto.
- Levelized cost (Coste normalizado): Los costes se van descontando del flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto a la medida que las reducciones en las emisiones tienen lugar.
- Net present value (Valor actual neto): Tanto costes como reducción de emisiones con descontados en el momento presente.

Por otro lado, según estimaciones realizadas con anterioridad para proyectos CAC la distribución de costes que podemos encontrar en un proyecto tipo sería la que podemos observar en la figura.

El coste del almacenamiento de CO₂, en comparación al coste total que supone la tecnología CAC, representa aproximadamente el 7 %.

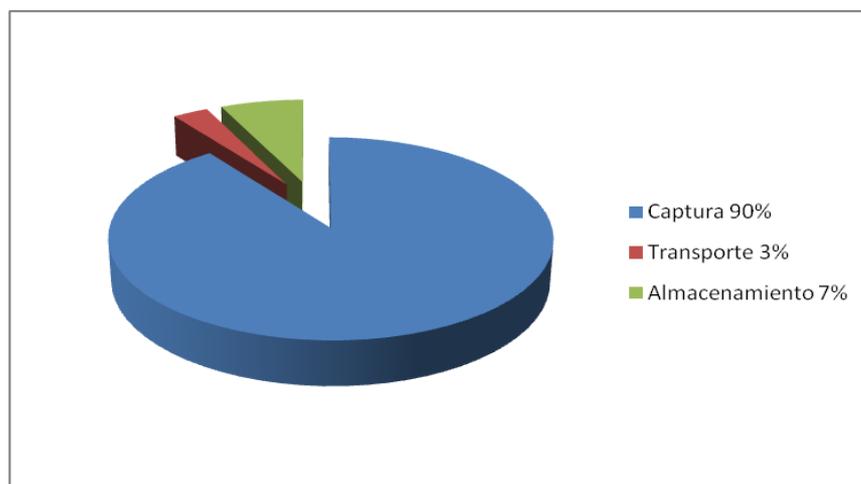


Figura 10.1: Distribución de los costes de la tecnología CAC

A partir de la experiencia de los proyectos comerciales que han venido desarrollando la tecnología CAC, el coste total se estima entre 33 y 50 euros por tonelada secuestrada, de los cuales alrededor de 25 a 32 € son para financiar la captura, de 4 a 6 € para el transporte y de 4 a 12 € para el almacenamiento.

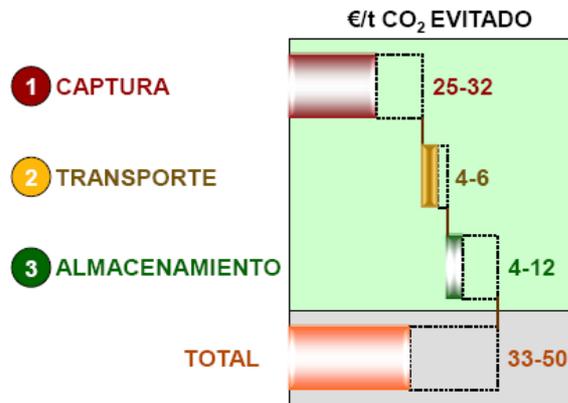


Figura 10.2: Costes de la tecnología CAC

Al definirse los precios en función de las toneladas secuestradas, será la capacidad esperada para el almacén la que nos limite la viabilidad económica del mismo. Si bien es cierto, que a mayor capacidad, mayores serán los costes de caracterización (pues se ha de estudiar un área mayor, potencias más grandes o a mayores profundidades); hay unos costes, que son inherentes a una campaña tipo e independientes de la información previa disponible y por debajo de los cuales nunca nos situaremos.

El requisito previo esencial para permitir inversiones en esta tecnología a largo plazo pasa por una estabilización de los precios que permita estimar beneficios financieros en un periodo de 15 a 20 años.

En resumen, la principal barrera económica en la técnica de captura y almacenamiento de CO₂ es la falta de un marco financiero estable a largo plazo en el que obtener beneficios por la comercialización de los derechos de emisión. No hay certeza de cómo pueden evolucionar los precios en un futuro, puesto que hasta ahora las previsiones que se realizaron en periodos anteriores no se han cumplido, manteniéndose actualmente el precio del derecho de emisión en uno de los niveles más bajos conocidos hasta la fecha.

11 Reflexiones

El almacenamiento geológico del CO₂ es una opción que puede ayudar de modo muy importante a corregir la concentración de este gas en la atmósfera y así contribuir a resolver el problema de los gases de efecto invernadero.

Es una opción ampliamente aceptada y probada en diversos almacenes activos. No obstante, su viabilidad a escala industrial requiere todavía de algunos avances en el conocimiento de tipo científico y tecnológico.

La urgente investigación que se viene desarrollando en estos temas, debe servir para demostrar la viabilidad del concepto de almacenamiento geológico de CO₂ y desarrollar en diferente medida, metodologías y tecnologías en un gran número de campos, entre otros: metodologías de caracterización y comportamiento geoquímico y mecánico de macizos rocosos (almacenes y sellos), instrumentación para caracterización, monitoreo y verificación, técnicas de inyección, capacidad del almacén, simulación numérica del transporte de masa y flujo multifase, y de modo muy señalado, análisis del riesgo.

En cualquier caso, el almacenamiento de CO₂ debe considerarse como una solución puente a la espera de que sean eficaces otras opciones energéticas no contaminantes.

España, aunque dispone de escasos yacimientos agotados de gas o de petróleo que, además, están siendo reutilizados para almacenamiento de gas, sí cuenta, en cambio, con una desarrollada cobertura sedimentaria, estructurada en fases geológicas recientes que genera un importante potencial de infraestructura geológica para el almacenamiento de CO₂ (formaciones almacén-sello y estructuras-trampa estancas).

El potencial está en fase de una segunda evaluación. De acuerdo con el proyecto Geocapacity, existe una capacidad potencial de 45 Gt de CO₂ que, dado el nivel de detalle de las evaluaciones realizadas, en ningún caso debe tomarse como la capacidad “realista”

de almacenamiento dado que a medida que se va explorando y realizando sísmica y sondeos, el conocimiento puede aquilatar las previsibles capacidades reales.

En cualquier caso, teniendo en cuenta la información disponible y con el fin de tratar de considerar algunas cifras de orden, se podría citar una capacidad práctica efectiva del 10%-20% de la teórica, lo que, para dar una idea cuantitativa, permitiría almacenar la totalidad de las toneladas emitidas por los sectores industriales más la actual generación con carbón durante unos 50 años, cifra razonable para la utilización de este tipo de instalaciones.

El almacenamiento de CO₂ debería acometerse con mayor empuje, ya que es beneficioso para el país.

Los grandes sectores emisores tienen fuentes identificadas y el potencial de almacenamiento existe. Además, España cuenta con un tejido industrial que le permite desarrollar la CAC generando innovación, empleo de calidad y riqueza, y contribuyendo a estabilizar la minería española y a mantener a largo plazo una cuota de generación con carbón que aporte seguridad y diversificación de suministro.

Un plan de desarrollo de almacenamiento requerirá, sin duda, recursos, inversión y tiempo. Es factible si se aúnan esfuerzos, se colabora activamente y se establece una colaboración público/privada que aglutine intereses.

Se podría comenzar realizando por zonas (tras el estudio e interpretación de datos geológicos y geofísicos, en parte ya realizado) una fase de exploración sísmica y de perforación de sondeos para caracterizar emplazamientos, así como posibles sondeos de delineación, de tal manera que se pudiese abordar una fase de desarrollo con pozos de inyección e instalaciones de superficie. De manera que en un horizonte de unos cinco años se pueda contar, al menos, con dos zonas claramente exploradas que nos permitiesen, como país, contar con capacidad claramente identificada de almacenamiento de CO₂.

No es aventurado estimar las inversiones necesarias en unos 120-200 millones de euros por zona, con una inversión total del orden de 600-1.200 millones de euros en función de la inversión por zonas y el número de zonas en el horizonte de los próximos siete-ocho años.

Debería apuntarse al objetivo de que en el año 2017-2018 ya se pudiera contar, si existe continuidad en el propósito, con almacenamientos operativos.

La cifra económica citada debe en primer lugar modularse, en el sentido de que las cantidades anuales, particularmente en los primeros años, serán más reducidas, y permitirán además optimizar las inversiones futuras en función de los resultados de la exploración.

La cantidad total podría parecer elevada, pero pensemos que las primas, en el año 2009, a la generación solar fueron del orden del 2.600 millones de euros. Con una estimación de emisiones evitadas al año del orden de 3,4 millones y con muy elevado coste de tonelada de CO₂ evitado.

Piénsese que en términos de inversión por almacenamiento, suponiendo una inversión en el rango superior de 1.200 millones de euros y un almacenamiento en el 10% del potencial de 4.600 Mt CO₂, el coste unitario por tonelada almacenada es muy reducido y considerando lógicamente el coste de la captura y transporte, y asumiendo la dificultad de ser precisos en la cuantificación, se situaría en una cifra muy inferior a la de la fotovoltaica.

La generación eólica es en este sentido más eficiente en términos de tonelada de CO₂ evitada, pero no es aventurado afirmar que el coste actual de ésta posiblemente se encuentre en línea con el que pueda tener la captura y el almacenamiento de CO₂ una vez que se encuentre en una fase similar de desarrollo comercial.

Sobre las posibilidades de financiación podríamos preguntarnos de dónde puede provenir la financiación para estos desarrollos.

La oportunidad es clara: la subasta de derechos de emisión del período 2013-2020 permitirá ingresar cuantiosas sumas que se pueden dedicar en parte a este cometido; se estima que se subastarán unos 84 millones de derechos/año en España (1.000 millones en Europa), cuyos ingresos corresponden a los Estados miembros.

Hay una preafectación indicativa de un nivel del 50% para reducir, entre otros, emisiones, CAC, transporte, sumideros y, por tanto, la posibilidad de invertir parte de los ingresos en las centrales térmicas de alta eficiencia (incluyendo el carbón).

Al precio actual de unos 12 euros/tCO₂, el 50% de los derechos anuales a subastar es del orden de 500 millones de euros/año. Además, la participación pública a través de empresas que ya están en estos ámbitos de actuación, y de las empresas privadas, permitiría potenciar su desarrollo con una estructura empresarial y de financiación adecuada.

Si pensamos en el horizonte del 2020 al 2030, hemos de considerar también que contamos con unos 8.000 MW de centrales de carbón que tienen instaladas desulfuraciones y transformaciones de caldera y que en esa década estarán entre los 40-50 años desde su inicio de operación; por tanto, es sensato plantear la progresiva incorporación de centrales de carbón que incorporen tecnologías con CAC, con un combustible que aporta seguridad y costes del carbón internacional competitivos, y que permite reforzar la industria y consecuentemente el empleo.

Además nuestro mix energético depende fuertemente del petróleo. En generación eléctrica tenemos un mix más equilibrado y menos dependiente, resultado de desarrollos casi mono energéticos en hidráulica, nuclear, carbón, gas y renovables.

Un mix equilibrado es un bien en sí mismo ya que, con diferentes combustibles, orígenes de aprovisionamiento, tecnologías, estructura de costes y modos de operación, aporta seguridad, flexibilidad y competitividad y lo hace más estable y sustentable. No deberíamos perderlo, pero para que el carbón no pierda las ventajas que tiene es necesario que responda al reto del cambio climático e incorpore progresivamente la captura y el almacenamiento de CO₂ en nuevas centrales.

Sin almacenamiento no tendremos solución integral para la captura y el almacenamiento supone también ventajas para aquellos sectores con fuentes individuales emisoras significativas.

La voluntad política es necesaria. La Presidencia española de la UE previsiblemente permitirá contrastar que los países europeos más avanzados están ya con paso firme en el camino de la CAC: sin duda disminuirán sus emisiones, renovarán su generación térmica, incrementarán el peso de su industria en el PIB y se pondrán previsiblemente a la cabeza en innovación tecnológica, creación de conocimiento y empleo, mejorando además su balanza tecnológica de exportaciones.

Nuestro país cuenta con numerosos elementos para estar en el grupo de cabeza y debería acometer, reforzando las iniciativas en curso, los pasos necesarios para apoyar la CAC.

12 Referencias

12.1 Textos legislativos

- Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

12.2 Referencias bibliográficas

- CÁMARA, A. ET. AL.: “Captura y almacenamiento de CO₂” X Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 10), CIEMAT, Madrid.
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (2010): “Geologic CO₂ Sequestration Technology and Cost Analysis”.
- GRANDIA, F.: “Evaluación de los riesgos de fugas desde almacenes geológicos de CO₂: evidencias a partir de análogos naturales” AMPHOS 21.
- GREENFACTS (2007): “Consenso científico sobre captura y almacenamiento de CO₂”.
- HOLLOWAY, S., KARIMJEE, A., AKAI, M., PIPATTI, R. Y RYPDAL, K. (2006): “Transporte, inyección y almacenamiento geológico de dióxido de carbono” IPCC.
- HURTADO BEZOS, A. ET AL.: “Almacenamiento geológico de CO₂: Metodología de estimación de Capacidades” IX Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 9), CIEMAT, Madrid.

- IGLESIAS MARTÍNEZ, L. (2009): “Estrategias de monitorización de CO₂ y otros gases en los estudios de análogos naturales: aplicación de las técnicas de teledetección en la monitorización del dióxido de carbono” E.T.S.I. de Minas, Madrid.
- PÉREZ DEL VILLAR, L. ET AL.: “Almacenamiento Geológico de CO₂: Análogos naturales del almacenamiento y escape. Fundamentos, ejemplos y aplicaciones para la predicción de riesgos y la evaluación del comportamiento a largo plazo.” IX Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 9), CIEMAT, Madrid.
- PÉREZ DEL VILLAR, L. ET AL.: “Análogos Naturales e Industriales de Almacenamiento y Escape de CO₂: Implicaciones para su Almacenamiento Geológico” CIEMAT.
- PRADO PÉREZ, A. J. ET AL.: “Almacenamiento geológico de CO₂: Selección de formaciones favorables” IX Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 9), CIEMAT, Madrid.
- RUIZ RIVAS, C. ET AL.: “Almacenamiento de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos”. IX Congreso Nacional del Medio Ambiente (CONAMA 9), CIEMAT, Madrid.
- B. Llamas. 2009. Criterios y metodología para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacén de CO₂. Universidad de Huelva.
- Pérez del Villar, L., Pelayo, M. y Recreo, F. (2007): Análogos Naturales del Almacenamiento Geológico de CO₂ (Fundamentos, Ejemplos y Aplicaciones para la Predicción de Riesgos y la Evaluación del Comportamiento a Largo Plazo.)

12.3 Direcciones electrónicas

- <http://envisat.esa.int/handbooks/asar/CNTR1-1-5.htm>

- <http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html>
- <http://www.cambioclimaticoglobal.com/>
- <http://www.cambioclimatico.org/>
- <http://www.nps.gov/goga/naturescience/climate-change-causes.htm>
- http://www.sendeco2.com/es/precio_co2.asp?ssidi=1
- <http://www.istas.net/risctox/index.asp?idpagina=620>
- <http://www.igme.es/>
- http://sequestration.mit.edu/tools/projects/map_projects.html
- <http://www.globalccsinstitute.com/projects/browse>
- <http://www.sccs.org.uk/storage/globalsitesmap.html>
- <http://www.zeroco2.no/projects/maps>
- <http://www.marm.es/>
- <http://www.uclm.es/users/higueras/mam/MAM6.htm>
- http://www.epa.gov/ogwdw/uic/pdfs/page_uic_new_orleans_presentations.pdf
- <http://www.ipcc.ch/>
- <http://www.ieaghg.org/index.php?/Monitoring-Selection-Tool.html>

- http://www.europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l2800_es.htm
- <http://compostillaproject.eu/>
- <http://www.co2captureproject.org/multimedia.html>
- <http://www.prtr-es.es/>
- <http://www.capturayalmacenamientoco2.com/co2-2/riesgos-2/>
- <http://www.co2geonet.com>