DOCUMENTO DE TRABAJO DE CONAMA 10

GRUPO DE TRABAJO 02

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO_2

Angel Cámara (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España)

Benito Navarrete, Rodrigo Candil y Ester Vilanova (CIUDEN), Jaime Segarra (Colegio Oficial de Ingenieros Industriales - COIIM), Sara Morán (Comunidad Autónoma de Madrid), Miguel A. Zapatero (Consejo Superior de Ingenieros de Minas), Mª Ángeles Gómez (CSIC-INCAR), Francisco Gª Peña (ELCOGAS), Ana Mª. García y Jesús Gil (ENAGAS), Jorge Pina (ENDESA), John Chamberlain (Gas Natural Fenosa), Roberto Martínez y Alicia Arenillas (Instituto Geológico y Minero de España), Valentín Cortina y Laura del Valle (Instituto de Petrofísica), Germán Penelas (REPSOL), Emilio Menéndez (Universidad Autónoma de Madrid), Jorge Loredo (Universidad de Oviedo), Bernardo Llamas (Universidad Politécnica de Madrid).

INDICE

1. Introducción 7

2. Legislación 10

2.1. Normativa relacionada, captura de CO_2 10

Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono 10

Sometimiento a Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de las instalaciones de captura 11

Reserva de espacio para el equipo de captura y compresión de CO_2 11

Inclusión de la captura de CO_2 entre las actividades sometidas a Autorización Ambiental Integrada (AAI) 13

Lagunas legales relacionadas con la captura de CO_2 13

Pureza de la corriente de CO_2 14

Valores límite de emisión 14

Tramitación de una planta de generación y captura de CO_2 15

2.2. Normativa relacionada, almacenamiento de CO_2 17

2.3. Normativa transversal: comercio de Derechos de Emisión 21

3. Captura de CO_2 24

3.1. 1ª generación: precombustión 24

Tecnologías existentes 26

Reformado con vapor de gas natural o hidrocarburos ligeros (SMR) 26

Oxidación parcial de gas natural e hidrocarburos ligeros (POX) 28

Reformado autotérmico de gas e hidrocarburos ligeros (ATR) 29

Gasificación de carbón, biomasa, residuos de petróleo y otros residuos 29

Centrales eléctricas de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) 31

Separación de CO_2 - Procesos químicos con absorbentes 36

Separación de CO_2 - Procesos físicos con absorbentes 36

Purificación de hidrógeno - Adsorción de presión oscilante (PSA) 37

Tecnologías emergentes para la separación de CO2 37

Reacción de adsorción mejorada (SER) 37

Reactores de membrana para producción de hidrógeno con captura de CO2 37

Reformado en microcanales *38*
Conversión de metano a hidrógeno y carbono *38*
Tecnologías basadas en óxidos de calcio *38*
Gasificación o reformado por "chemical looping" *39*
Uso de combustibles con bajo contenido en carbono 39
3.2. 1ª generación: Oxicombustión 40
Iniciativas de desarrollo tecnológico en oxicombustión 44
Nuevas tecnologías de captura de CO2 (oxicombustión) 47
3.3. 1ª generación: Postcombustión 49
Absorción química empleando aminas 51
Absorción química empleando Amoniaco Enfriado 54
Aspectos Claves para la captura en post combustión 56
Acondicionamiento de los gases de combustión *56*
Consumo de Energía *56*
Proyectos de Captura en post-combustión 58
3.4. 2ª generación, 2025+ 60
Desarrollos en captura post combustión con absorbentes 62
Desarrollos en sistemas de separación de gases 62
Desarrollos en sistemas de oxicombustión 64
Captura de CO_2 utilizando transportadores de oxígeno (*Chemical looping*). 64
Captura de CO_2 en otros sectores industriales 66
4. Transporte de CO_2 68
4.1. El gas natural como referencia 68
4.2. Aspectos generales a tener en cuenta en el diseño de infraestructuras de transporte de gas natural 70
4.3. Principales diferencias entre el CO_2 y el gas natural 74
4.4. Aspectos básicos a tener en cuenta en el futuro diseño de infraestructuras de transporte de CO_2 77
4.5. Ejemplos de transporte de CO_2 79

5. Almacenamiento de CO_2 80

5.1. Introducción 81

Mecanismos de confinamiento del CO_2 81

Confinamiento estructural o estratigráfico *81*

Mecanismo hidrodinámico *82*

Mecanismo residual *82*

Confinamiento por solubilidad *82*

Confinamiento mineral *83*

Análogos Naturales 83

Formación de los yacimientos naturales de CO_2 ..... *84*

Ejemplos en el mundo y en España *84*

Investigación en España sobre análogos naturales de CO_2 ..... *87*

5.2. Posibilidades de almacenamiento geológico de CO_2 en España 89

Áreas, cuencas y estructuras con potencial de almacenamiento en España 91

5.3. Programa de caracterización 93

Caracterización y exploración del subsuelo 94

Afloramientos 96

Caracterización petrofísica *97*

Interacción de la roca con el CO_2 supercrítico *100*

Propiedades geomecánicas *101*

Geofísica 101

Gravimetría *102*

Magneto-Telúrico *102*

Sísmica *104*

Sondeos 105

5.4. Modelización de un almacenamiento geológico de CO2 107

5.5. Modelo geológico estático 109

5.6. Modelo dinámico 114

5.7. Monitorización de un almacenamiento Geológico de CO_2 120

Planificación de la monitorización de CO2 121
Parámetros a evaluar/monitorizar 123
Técnicas de monitorización 124
Técnicas de monitorización de ingeniería 125
Presión y temperatura 125
Ritmo de inyección 126
Ensayos dinámicos de inyección en el sello 126
Análisis de gases y fluidos en el suelo 127
Análisis de gases y fluidos en el suelo 127
Concentración del CO_2 en la atmósfera 127
Ciclo del carbono a escala de ecosistema 128
Técnicas de monitorización geofísicas 128
Diagrafías en sondeos 130
Técnicas de monitorización geoquímicas 132
Técnicas de monitorización geodésicas 134
Necesidades de monitorización. Clasificación espacial 136
5.8. Gestión del riesgo 138
Análisis de ciclo de vida 140
6. Estimación de costes de la Captura y Almacenamiento de CO_2 143
6.1. General 143
6.2. Costes específicos de las tecnologías de captura del CO_2 144
Consideraciones generales para las tres tecnologías en EE.UU 144
Pre-combustión 147
Consideraciones Generales 147
Evaluación de costes de la pre-combustión 147
Post-combustión 148
Oxicombustión 149
Resumen comparativo de costes de las tres tecnologías 151
Transporte 152

Almacenamiento..... 153

7. Bibliografía..... 155

1. Introducción

El importante crecimiento económico en nuestra sociedad desde mediados del siglo pasado ha estado asociado a un notable aumento del consumo energético, basado en un modelo energético centrado en el uso de combustibles fósiles, lo que ha conllevado un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La problemática generada como consecuencia del aumento del CO_2, principal gas causante del efecto invernadero, ha obligado a tomar iniciativas que traten de reducir o evitar que el CO_2 de las emisiones antropogénicas de los grandes centros de combustión alcance la atmósfera.

Son varias las opciones tecnológicas para reducir las emisiones de GEI: reducción del consumo de energía, uso eficaz de la energía (tanto en la utilización como en la conversión energética), uso de combustibles con menores contenidos en carbono (como el gas natural frente al carbón), promoción de los sumideros naturales de CO_2 (como los bosques, suelos u océanos), uso de fuentes de energía con bajos niveles de emisión de CO_2 (como las energías renovables o la nuclear) y la Captura y Almacenamiento Geológico de CO_2 (CAC). Según el Informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC) la Captura y Almacenamiento de CO_2 contribuiría entre el 15 y el 55% al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta el 2100, presentándose, por tanto, como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático.

El Cambio Climático es un fenómeno global que requiere una respuesta multilateral y colaboración de todos los países. Tras la ratificación del Protocolo de Kioto, la Unión Europea ha modificado e incluido nuevas Directivas Medio Ambientales que regulan y limitan las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en ciertos sectores industriales: generación de electricidad, refino del petróleo, fabricación del cemento, vidrio, papel y cerámica (Directivas 2003/87/CE y 2004/101/CE). Recientemente se ha incluido un sector adicional, el sector del transporte aéreo (Directivas 2009/29/CE), fijando además un nuevo objetivo europeo para limitar las emisiones: reducción de un 21% en el año 2020, con respecto a los niveles notificados del 2005.

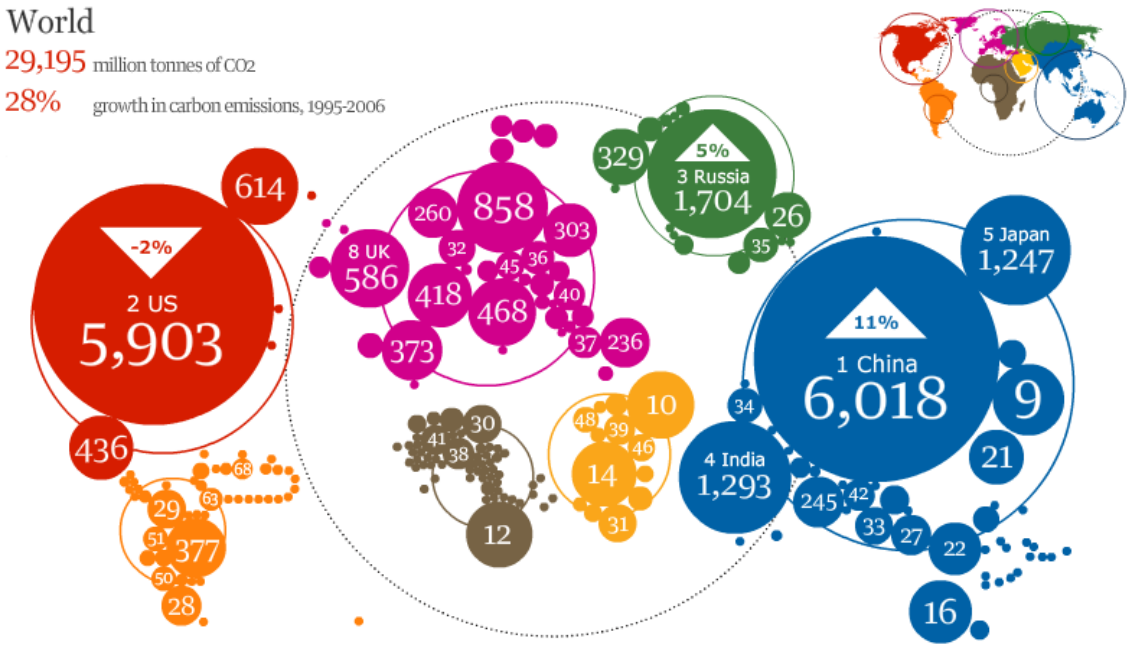


Figura 1. Emisiones mundiales de CO2, por países. Los datos de 2006 indican que las emisiones, en comparación con el año 2005, se redujeron en un 2,4%. (The Guardian, 2009)

La utilización de combustibles fósiles para la generación de electricidad, procesos industriales y el transporte suponen los mayores emisores de emisiones de CO_2. 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 (en inglés, 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 otra alternativa para lograr mitigar las emisiones de CO_2 a la atmósfera*: la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2 (CAC)*, la cual permite la utilización de dichos combustibles de forma sostenible, confinando de forma estable y segura en el subsuelo las emisiones de CO_2.

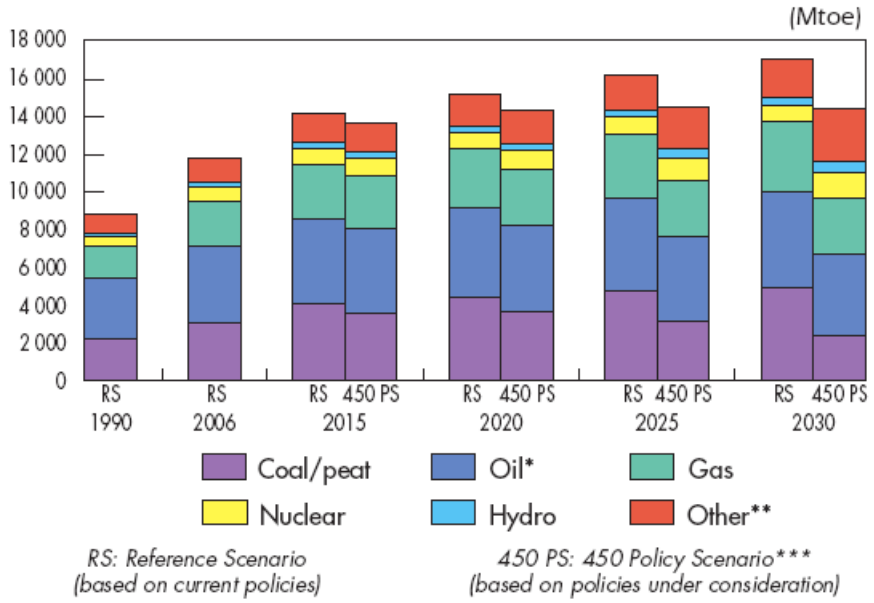


Figura 2. Previsión de consumo de combustibles en la energía primaria. (IEA, 2009)

En el marco de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, esta tecnología se incluye como una de las opciones más significativas para que nuestro país logre cumplir los objetivos internacionales suscritos en materia de limitación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Directiva Europea 2003/87/CE).

Es evidente que mientras la Captura de CO_2 se enfrenta a un reto tecnológico que tendrá una respuesta global – aportada por los ingentes esfuerzos investigadores emprendidos por los principales gobiernos y empresas tecnológicas – el almacenamiento geológico de CO_2 tendrá que someterse a un esfuerzo investigador eminentemente nacional y/o regional. Las posibilidades de confinar de forma segura CO_2 son claras: existen analogías naturales donde el CO_2 ha estado retenido en el subsuelo; aún más, en regiones peninsulares se han identificado pequeñas emisiones difusas de CO_2. Un programa de investigación europeo (proyecto NASCENT) ha estudiado estas emisiones a lo largo de toda Europa, con el objetivo de identificar aquellos mecanismos que han permitido el confinamiento de CO_2 en el subsuelo durante épocas geológicas (millones de años). Sin embargo, otras analogías industriales han conseguido – mediante el desarrollo ingenieril – con éxito almacenar otros fluidos en el interior de la Tierra: los almacenamientos de gas natural, extendidos de forma generalizada en los países desarrollados, tienen una cierta similitud con respecto a los almacenamientos de CO_2, y buena parte de las investigaciones y desarrollos llevados a cabo en este campo podrá ser aplicados en esta nueva técnica

de almacenamiento. Por último, destacar la existencia de cierto número de proyectos, a escala industrial, que ya realizan de forma continuada y efectiva el almacenamiento de CO_2; el caso más significativo es la plataforma petrolífera Sleipner; situada en el Mar del Norte lleva almacenando CO_2 desde el año 1996 a un ritmo de 1 millón de toneladas anuales. Otros ejemplos industriales de almacenamiento de CO_2 los encontramos en Canadá (Weyburn) o Argelia (In Salah).

2. Legislación

2.1. Normativa relacionada, captura de CO_2

El desarrollo de la tecnología CAC requiere el establecimiento de un marco legal sólido que será la condición previa a cualquier decisión de inversión. En el ámbito de la Unión Europea, se ha interpretado la necesidad de nueva legislación respecto al almacenamiento de CO_2 entendiendo que el transporte y la captura serán regulados en base a la legislación existente.

Este apartado se centra en los procesos de captura, analizando la normativa existente, identificando aquellos aspectos no cubiertos por la legislación y, presentando el esquema de la tramitación de una planta de generación y captura de CO_2.

Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono

A nivel de la Unión Europea, el marco legal para el desarrollo de proyectos de almacenamiento geológico de CO_2 quedó establecido con la aprobación de la *Directiva 2009/31/CE, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono, de 23 de abril de 2009*. En España, la citada Directiva se encuentra en proceso de transposición al ordenamiento jurídico estatal existiendo un *Proyecto de Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono*.

Tal como se desprende de su título, la Directiva 2009/31/CE se centra en la regulación del almacenamiento geológico, respecto a la captura se considera que se trata de una actividad regulable en base a normas ya existentes. En este sentido, la *Directiva 2009/31/CE, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono*, se limita a incluir las siguientes referencias respecto a las instalaciones de captura:

Sometimiento a Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de las instalaciones de captura

La Directiva 2009/31/CE que modifica a la Directiva 85/337/CE obliga a la evaluación del Impacto Ambiental de las instalaciones de captura (Art. 31). El anexo 1 de la Directiva 85/337/CE, se modifica como sigue:

En el apartado b) se añaden los puntos siguientes:

> *24. Instalaciones para la captura de flujos de CO_2 con fines de almacenamiento geológico de conformidad con la Directiva 2009/31/CE procedente de instalaciones incluidas en el presente anexo, o cuando la captura total anual de CO_2 sea igual o superior a 1,5 Megatoneladas.*

El Proyecto de Ley de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono transpone lo estipulado en la Directiva 2009/31/CE, modificando el Texto Refundido de la Ley de Evaluación Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, incluyendo dentro del Grupo 9 (Anexo I) las instalaciones para la captura de flujos de CO_2 procedente de instalaciones no incluidas en el mismo Anexo, o cuando la captura total anual de CO_2 sea igual o superior a 1,5 Mt, y dentro del Anexo II, las instalaciones para la captura de CO_2 no incluidas en el Anexo I.

Por último, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 6/2010, de 24 de marzo:

> *Artículo único. Modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero:*
>
> *"3. La evaluación de impacto ambiental comprenderá la totalidad del proyecto y no sólo las evaluaciones de impacto ambiental parciales de cada fase o parte del proyecto".*

Cabe esperar que se someta al trámite de Evaluación Ambiental al proyecto de manera conjunta: Captura/Transporte/Almacenamiento.

Reserva de espacio para el equipo de captura y compresión de CO_2

Respecto a los proyectos de generación térmica de electricidad, la Directiva establece la evaluación de la posibilidad de incorporar tecnología CAC a cualquier proyecto de generación térmica con una potencia eléctrica superior a 300 MW y, en caso de

concluirse la aplicabilidad de la tecnología, la Directiva prevé la reserva del espacio suficiente para los equipos de captura y compresión de CO_2.

Directiva 2009/31/CE, en su Artículo 33 modifica la Directiva 2001/80/CE, insertando en el

> *Artículo 9 bis siguiente:*
>
> *Artículo 9 bis:*
>
> *Los Estados Miembros garantizarán que los titulares de todas las instalaciones de combustión con una producción eléctrica superior a 300 MW a las que se haya concedido la primera licencia de construcción o, en ausencia de dicho procedimiento, la primera licencia de explotación, después de la entrada en vigor de 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, hayan evaluado las siguientes condiciones:*
>
> *Que disponen de emplazamientos de almacenamiento adecuados, que las instalaciones de transporte son técnica y económicamente viables, que es técnica y económicamente viable una adaptación posterior para la captura de CO_2.*
>
> *Cuando se cumplan las condiciones establecidas en el apartado 1, la Autoridad Competente se asegurará que se reserva suficiente espacio en los locales de la instalación para el equipo necesario para la captura y compresión de CO_2. La autoridad competente determinará si se reúnen estas condiciones basándose en la evaluación mencionada en el apartado 1 efectuada por el titular y en la demás información disponible, en particular la relativa a la protección del medio ambiente y la salud humana.*

Cabe subrayar que si bien el Proyecto de Ley mediante el que se transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/31/CE, mantiene como única obligación la reserva de espacio, en otros Estados Miembros, como el Reino Unido o Alemania podría resultar obligatoria la instalación de equipos de captura en cualquier nuevo proyecto de generación térmica de electricidad para, al menos, parte de la potencia instalada.

Inclusión de la captura de CO_2 entre las actividades sometidas a Autorización Ambiental Integrada (AAI)

La Directiva establece el sometimiento a Autorización Ambiental Integrada (AAI) de las instalaciones de captura de CO_2, según lo estipulado en la Directiva 2008/1/CE relativa a la prevención y control integrados de la contaminación.

Directiva 2009/31/CE. Artículo 37. Modificación de la Directiva 2008/1/CE:

En el anexo I de la Directiva 2008/1/CE se añade el punto siguiente:

> *6.9.Captura de flujos de CO_2 procedente de instalaciones reguladas por la presente Directiva, con fines de almacenamiento geológico de conformidad con la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de CO_2.*

Según lo estipulado en la *Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono*, la tramitación de las instalaciones de captura quedaría vinculada a las instalaciones productoras de dióxido de carbono reguladas por la Directiva IPPC.

El *Proyecto de Ley de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono* transpone lo estipulado en la Directiva modificando la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, incluyendo dentro Anexo I las instalaciones para la captura de CO_2 procedentes de instalaciones reguladas por la misma Ley con fines de almacenamiento geológico.

Lagunas legales relacionadas con la captura de CO_2

Dada la carencia de experiencia así como de datos, el documento BREF[1] para Grandes Instalaciones de Combustión se limita a describir las diferentes tecnologías de captura. En este sentido, se puede concluir que dado el estado del arte, existen aspectos relacionados con la captura de CO_2 sobre los que resulta difícil definir legislación.

[1] Integrated Pollution Prevention and Control. Reference Document on Best Available Techniues for the Waste Treatments Industries. European Comission, 2006.

Es de esperar que el desarrollo e implantación de los primeros proyectos de demostración permita obtener información suficiente para mejorar el documento BREF, de manera que pueda ser utilizado como base técnica para afrontar las lagunas legislativas existentes.

A continuación se exponen los aspectos más importantes, sin cubrir por la legislación, relacionados con la actividad de captura de CO_2.

Pureza de la corriente de CO_2

Si bien la Directiva reconoce la necesidad de imponer limitaciones relativas a la composición del flujo de CO_2, así como la obligatoriedad de mantener registros sobre la composición de los flujos aceptados por parte del gestor de un emplazamiento de almacenamiento, en ningún momento se establecen criterios específicos de calidad respecto a los flujos de CO_2.

De esta forma, en la Directiva se establece:

Artículo 12. Criterios y procedimiento de admisión del flujo de CO_2

1. *Un flujo de CO_2 estará mayoritariamente compuesto de dióxido de carbono. Por consiguiente, no podrá añadirse ningún residuo ni materia con fines de eliminación de dicho residuo o materia. No obstante, un flujo de CO_2 puede contener restos de sustancias asociadas a partir de la fuente o durante las operaciones de captura o de inyección y sustancias residuales que se hayan añadido para facilitar el seguimiento y la verificación de CO_2.*

La composición de la corriente de CO_2 es de vital importancia respecto a las tres fases de un proyecto CAC (captura/transporte/almacenamiento). Respecto a la captura, se hace necesario conocer el grado de pureza que la misma debe alcanzar, sin embargo, hasta la fecha, la legislación existente no fija estándares respecto a la composición de los flujos de CO_2.

Valores límite de emisión

La Directiva 2001/80/CE establece valores límite de emisión de SO_2, NOx y partículas para grandes instalaciones de combustión. Dicha Directiva fue transpuesta al ordenamiento estatal mediante el capítulo II (“grandes instalaciones de combustión”) y anexos *Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes*

contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las emisiones de petróleo.

Los valores límite establecidos son medidos como concentración de contaminante en los gases de combustión, existiendo desviaciones respecto a las plantas equipadas con tecnología CAC.

Tramitación de una planta de generación y captura de CO_2

Las disposiciones previstas en la *Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono,* estableciendo la obligación de obtención de las instalaciones de captura de Declaración de Impacto Ambiental y de Autorización Ambiental Integrada, hace que la tramitación de una planta de captura de dióxido de carbono resulte idéntica a la de las instalaciones industriales susceptibles de ser equipadas con captura de CO_2.

La Figura 3 muestra un esquema de cómo podría desarrollarse la tramitación de una planta de generación y captura de CO_2:

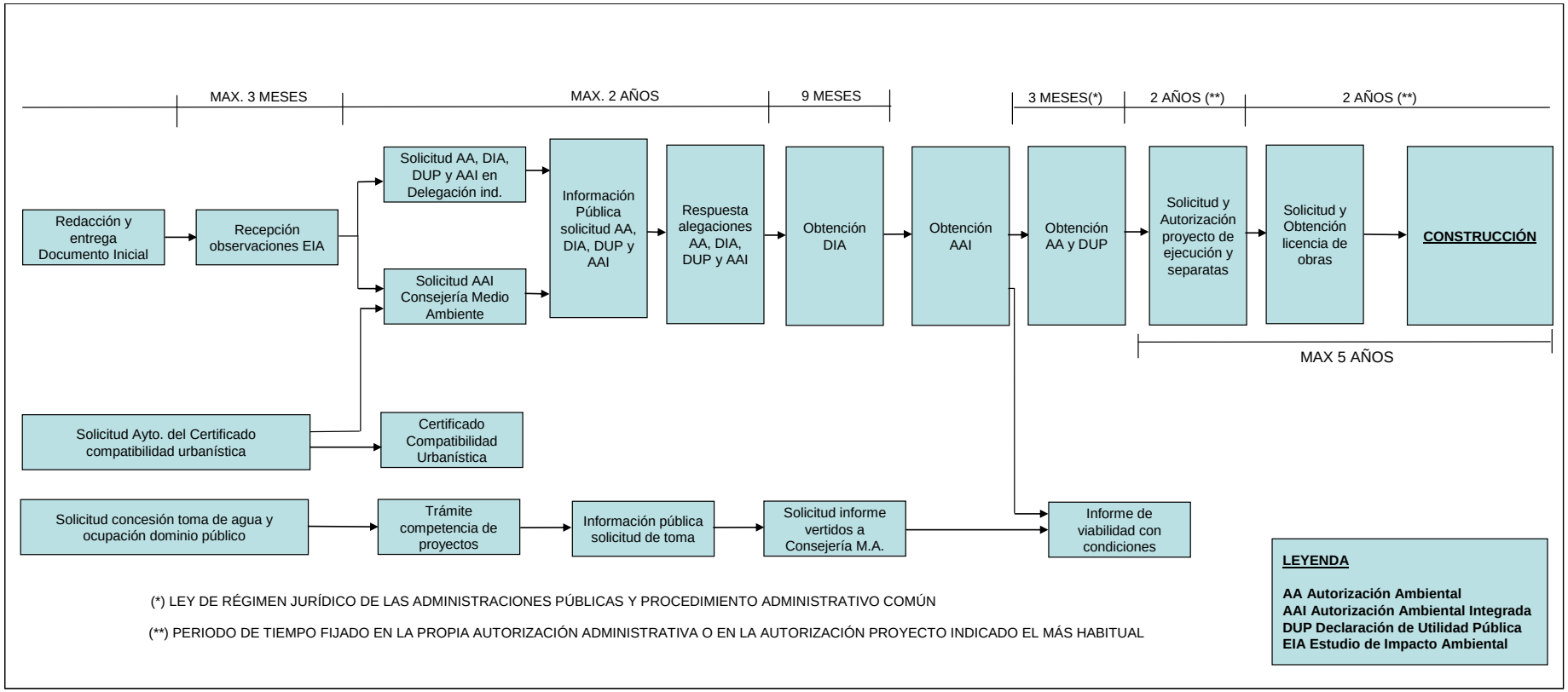


Figura 3. Esquema de tramitación Planta de Generación y Captura de CO_2.

2.2. Normativa relacionada, almacenamiento de CO_2

El desarrollo de un almacenamiento de CO2 requiere de una importante inversión por parte de las empresas. Es por ello que se hace necesario 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 del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono** y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) n.º 1013/2006», que 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, compromiso que se elevaría hasta un 30% en caso de que se alcance un acuerdo internacional equitativo.

Con objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las disposiciones contenidas en dicha Directiva comunitaria, adaptándolas a la realidad industrial, geológica y energética de España, el 27 de julio de 2009 se presentó en acto público el borrador del anteproyecto de ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, expuesto en trámite de información pública hasta el 30 de septiembre de 2009. Tras este proceso, el 11 de diciembre de 2009 se remitió el texto al Consejo de Ministros en primera lectura y, seguidamente se envió al Consejo de Estado que emitió dictamen el 22 de marzo de 2010. Finalmente el Consejo de Ministros aprobó la remisión a las Cortes Generales del **Proyecto de Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono,** con fecha de 16 de abril de 2010, para comenzar su trámite parlamentario como Ley. Esta ley establece una base jurídica para el almacenamiento geológico de CO_2 en condiciones seguras para contribuir a la lucha contra el cambio climático. 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 lo que respecta a la regulación de la captura, se considera que queda garantizada con la aplicación de las normativas sobre control integrado de la contaminación y evaluación de impacto ambiental. El texto no contempla la regulación

del transporte, cuestión que podría abordarse a través de la normativa de evaluación de impacto ambiental.

A efectos del Derecho español, es importante destacar que se ha decidido abordar la transposición a través de un Proyecto de Ley ad hoc, en lugar de reformar otras normas de nuestro ordenamiento, como la Ley de Minas, debido a las singulares características de la captura y almacenamiento de carbono y porque su interés se centra en contribuir a la mitigación del cambio climático mediante una técnica novedosa que exige un régimen jurídico propio, orientado fundamentalmente a garantizar la seguridad para el medio ambiente y las personas.

La Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono será de aplicación 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.

Los principales elementos que incluye el Proyecto de Ley de Almacenamiento de dióxido de carbono son:

- **Permiso de investigación**, obligatorio para poder realizar una exploración con el fin de determinar la capacidad de almacenamiento o la idoneidad de un lugar determinado.

  El otorgamiento del permiso de investigación corresponde al órgano competente de las comunidades autónomas, salvo que afecte al ámbito territorial de más de una comunidad autónoma o al subsuelo marino, en cuyo caso corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorable del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino e informe de las comunidades autónomas afectadas, siendo el plazo máximo de resolución de solicitudes de 1 año.

  La validez del permiso de investigación no excederá los 4 años, si bien, el órgano competente podrá prorrogarla por un periodo máximo de 2 años y, excepcionalmente podrá conceder una nueva prórroga de otros 2 años.

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

a) El nombre y la dirección del titular.
b) Acreditación de la competencia técnica y económica del titular.
c) La superficie del permiso delimitada por sus coordenadas geográficas, definida por la agrupación de cuadriláteros de 1´x1´= 270 hectáreas, siempre que no supere un máximo de 100.000 hectáreas.
d) 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.

- **Concesión de almacenamiento**, título que confiere a su titular el derecho exclusivo a almacenar CO_2 en el lugar de almacenamiento.

  La concesión de almacenamiento la otorga, en todos los casos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorables 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 CO_2 que podrá ser inyectada y almacenada, así como las fuentes de origen del mismo y en particular si proceden de actividades propias o de terceros, los métodos de transporte previstos, la composición de los flujos de CO_2, 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.

- **Funcionamiento del lugar de almacenamiento**, incluyendo:
  - Obligación de realizar por parte del titular un seguimiento continuo de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento. El plan de seguimiento debe ser aprobado por la comunidad autónoma.
  - Establecimiento de un sistema de **inspecciones rutinarias** de las instalaciones por parte de la comunidades autónomas, al menos una vez al año.
  - Obligación del titular de **notificar inmediatamente las irregularidades significativas** o fugas que se produzcan al órgano competente de la comunidad autónoma.
  - En caso de que se produzcan irregularidades, el titular deberá adoptar **las medidas correctoras** que se impongan, y si se producen fugas, adicionalmente, deberá cumplir con las obligaciones de entrega de derechos de emisión.
- **Cierre del lugar de almacenamiento**: una vez cerrado, el titular está obligado a sellar el lugar y retirar las instalaciones de inyección, y a seguir supervisando el lugar de almacenamiento de acuerdo con un plan de gestión posterior al cierre. El plan de gestión se aprobará por la comunidad autónoma.
- **Transferencia de responsabilidad**: Tras el cierre de un lugar de almacenamiento se transferirán a la Administración General del Estado, a iniciativa de ésta o a petición del titular, todas las obligaciones legales relacionadas con el seguimiento y con las medidas correctoras exigibles con arreglo a esta ley, siempre que todas las pruebas disponibles indiquen que todo el CO_2 almacenado permanecerá completa y permanentemente confinado y hayan transcurrido al menos 20 años desde su cierre salvo que el Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino determine un plazo inferior.

  El Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino preparará una propuesta de resolución de transferencia de responsabilidad y la elevará al Consejo de Ministros para su aprobación. Dicha resolución deberá ser notificada al titular y comunicada a la Comisión Europea.

Una vez transferida la responsabilidad, terminarán las inspecciones periódicas previstas y el seguimiento podrá reducirse a unos niveles que se estimen suficientes para poder detectar las fugas o las irregularidades significativas.

En los casos en los que la Administración incurra en costes de gestión del lugar de almacenamiento tras la transferencia de responsabilidad, podrá recuperar del titular los costes ocasionados si éste hubiese incurrido en incumplimientos.

Se establece la creación de un fondo de seguimiento de lugares de almacenamiento de dióxido de carbono, con el objeto de atender los costes de seguimiento, así como aquellos necesarios para garantizar que el CO_2 permanece completamente confinado tras la transferencia de responsabilidad. Los titulares de los lugares de almacenamiento realizarán aportaciones al mismo antes de que tenga lugar la transferencia.

2.3. Normativa transversal: comercio de Derechos de Emisión

Adicionalmente a lo que se ha expuesto como normativa particular relacionada con la captura y con el almacenamiento de CO_2, cabe añadir una norma transversal que afecta a los proyectos de captura, transporte y almacenamiento geológico de carbono a partir del año 2013.

La Directiva 2009/29/CE mencionada en la introducción, por la que se modifica el régimen de comercio de derechos de emisión establecido por la Directiva 2003/87/CE, amplía el ámbito de aplicación de instalaciones sometidas a dicho régimen incluyendo estas actividades.

En España, la normativa de aplicación al respecto es 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, que ha ido sufriendo las modificaciones oportunas para adecuarse a la normativa europea. En concreto la Directiva 2009/29/CE ha sido transpuesta principalmente por la Ley 13/2010, de 5 de julio.

En base al artículo 4 de la Ley 1/2005, (y a la entrada en vigor de las modificaciones) deberán contar con una **Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero** a partir del 01/01/2013 las siguientes actividades, entre otras:

26. Captura de gases de efecto invernadero de las instalaciones cubiertas por la presente Directiva con fines de transporte y almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.
27. Transporte de gases de efecto invernadero a través de gasoductos con fines de almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.
28. Almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.

La autoridad competente respecto a dicha autorización es el órgano designado por la Comunidad Autónoma en cuyo territorio se ubique la instalación. Al estar incluidas en el régimen, estas instalaciones tienen una serie de obligaciones, de entre las cuales cabe mencionar el seguimiento de sus emisiones de CO_2, la remisión anual de la información verificada al mismo órgano competente y la **entrega de los correspondientes derechos de emisión de $CO_{2equivalente}$** en el registro comunitario. Las instalaciones deben estar autorizadas antes de entrar en funcionamiento, y se prevé un plazo de 3 meses para la resolución de la autorización por parte de la administración, con silencio negativo.

A las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento geológico de carbono en principio no se les otorgará asignación gratuita de derechos de emisión por parte del Estado, si bien pueden existir subvenciones.

El resto de actividades fijas sujetas al régimen podrán beneficiarse del servicio de una instalación de captura asociada ya que "*no habrá obligación de entregar derechos de emisión relativos a emisiones cuya captura esté comprobada y que se hayan transportado para su almacenamiento permanente a una instalación con una autorización vigente de conformidad con la legislación en vigor sobre almacenamiento geológico de dióxido de carbono*" según se dice en el artículo 27.3 de la Ley 1/2005.

Respecto a la metodología y consideraciones a realizar en el seguimiento de dichas emisiones, se ha aprobado recientemente la Decisión 2010/345/UE, de 8 de junio de

2010, por la que se modifica la Decisión 2007/589/CE a fin de incluir directrices para el seguimiento y la notificación de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la captura, el transporte y el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Entre otras cosas, en esta norma se aclaran términos relativos a estas actividades haciendo referencia principalmente a la Directiva 2009/31/CE, y se detalla la manera de determinar las emisiones de CO_2, que deberá reflejarse en el **Plan de Seguimiento** de la instalación, documento clave contenido en la autorización de emisión de gases de efecto invernadero.

Las directrices específicas para la determinación de las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las actividades de captura, de transporte por gasoducto y de almacenamiento geológico aparecen respectivamente en los Anexos XVI, XVII y XVIII de la Decisión modificada. En función de la actividad concreta se describen las posibles contribuciones a las emisiones como pueden ser: las emisiones fugitivas, las debidas a la combustión, las debidas a la ventilación, las debidas a la recuperación mejorada de hidrocarburos y las fugas.

3. Captura de CO_2

3.1. 1ª generación: precombustión

Los procesos de captura de CO_2 previos a la combustión se basan de forma muy resumida en la transformación del combustible primario en una corriente de gases cuyos principales componentes son CO_2 y H_2, que pueden ser separados de forma relativamente sencilla por sus concentraciones y presiones disponibles. Las tecnologías de captura en pre-combustión pueden ser aplicadas a todos los recursos fósiles, tales como gas natural, fuel y carbón, haciéndose extensible también a la biomasa y residuos.

Se pueden distinguir tres pasos principales en el aprovechamiento de combustibles primarios con captura en precombustión:

1) Reacción de producción de gas de síntesis. Procesos que llevan a la generación de una corriente compuesta principalmente por hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO) a partir del combustible primario. Los procesos comerciales actuales que se utilizan se basan en los siguientes procesos químicos, o sus combinaciones:
    a) Reformado con vapor de agua. El agua actúa como agente oxidante. Reacción endotérmica que se puede sintetizar del siguiente modo:

$$C_xH_y + xH_2O \rightarrow xCO + (x+\frac{y}{2})H_2 \quad \Delta H + E \qquad (1)$$

    Para mantener La reacción requiere un aporte energético, y para mejorar la cinética requiere catalizador de la reacción.

    Es el proceso más extendido y estandarizado por la disponibilidad de gas natural principalmente.

    b) Reacción con oxígeno. El combustible primario se oxida con una cantidad limitada de oxígeno produciendo un gas formado principalmente por CO e hidrógeno. Cuando se aplica a combustibles gaseosos y algunos líquidos esta reacción se denomina 'oxidación parcial' y cuando se aplica a combustibles sólidos u otros líquidos se conoce como 'gasificación'. Es una reacción exotérmica que se puede expresar del siguiente modo:

$$C_xH_y + \frac{x}{2}O_2 \quad \rightarrow \quad xCO + (\frac{y}{2})H_2 \quad \Delta H - E \qquad (2)$$

La oxidación parcial produce menos cantidad de hidrógeno por unidad de combustible primario aportado que el reformado, pero los tiempos de reacción son menores, los reactores son más reducidos, y no requiere catalizador ni aporte energético. El rendimiento en cuanto a "eficiencia de gas frío" (energía en el gas obtenido respecto a energía del combustible primario utilizado) es menor que en el reformado, pero admite un rango de combustibles primarios más amplio y la eficiencia térmica global puede ser similar a la obtenida con el reformado, dependiendo de la escala, procesos particulares, e integración.

También permite añadir agua como segundo agente oxidante, lo que incrementa el H2 obtenido y la "eficiencia de gas frío".

2) Reacción gas-agua (shift) para convertir el CO del gas de síntesis en CO_2. La reacción se puede expresar según la siguiente fórmula y su objetivo es convertir el CO del gas de síntesis que se obtuvo en el primer paso en CO_2 manteniendo la mayor parte de la energía del CO en la corriente gaseosa resultante. Al utilizar agua como agente oxidante se obtiene hidrógeno :

$$CO + H_2O \quad \rightarrow \quad CO_2 + H_2 \quad \Delta H - 41\,kJ\,mol^{-1} \qquad (3)$$

La reacción requiere catalizador que optimiza la cinética y la temperatura de trabajo.

3) Separación del CO_2. Esta etapa tiene como objetivo separar el CO_2 de la corriente de gas que está formada principalmente por CO_2/H_2, existiendo varios procedimientos. La concentración de CO_2 en esta corriente puede estar comprendida entre el 15-60% en base seca y la presión de la corriente entre 2-7 MPa. El CO_2 separado queda disponible para su almacenamiento.

Dependiendo del grado de captura que se aplique, del combustible primario utilizado, y del proceso seguido, la composición del gas producido es mayoritariamente hidrógeno, con alto contenido de nitrógeno solo si se utiliza aire como agente oxidante, y con otros componentes minoritarios que son básicamente CO y CO_2.

Esta corriente puede utilizarse:

a) Como combustible descarbonatado directamente, en calderas o turbinas de gas.
b) Como base para la obtención de hidrógeno puro como producto para otras aplicaciones.
c) Para producir nuevos combustibles o productos químicos líquidos con mayores ratios H/C a partir del gas de síntesis, por medio de otros procesos, de los que el más extendido es el proceso Fischer-Tropsch para producir diesel.

Tecnologías existentes

Reformado con vapor de gas natural o hidrocarburos ligeros (SMR)

Es la tecnología dominante actualmente para producir hidrógeno en los países con disponibilidad de gas natural. Por ser el combustible de alimentación gas natural, el proceso se conoce como reformado de metano con vapor de agua (en inglés SMR), aunque se aplica también a hidrocarburos ligeros. Existen plantas que producen hasta 480 t/día de H_2, con sus correspondientes hasta 2.500 t/día de CO_2 que es venteado o utilizado en la industria alimentaria.

Como paso previo al reformado es necesaria la eliminación del azufre del combustible de alimentación, ya que es un veneno para el catalizador de base níquel que se utiliza para la reacción gas-agua. Esta reacción de reformado con adición de vapor de agua (1), se produce sobre el catalizador a alta temperatura (800-900 ºC). El calor necesario para la reacción se aporta por medio de la combustión de una parte del combustible. La corriente de gas reformada se refrigera en una caldera de calor residual donde se genera el vapor necesario para las reacciones (1 y 3). Se genera vapor en exceso en relación al necesario para la planta; otra posibilidad es emplear el gas de síntesis caliente para aportar el calor necesario en un intercambiador que constituyese un segundo reactor de reformado tubular. Así se evita el exceso de producción de vapor, aumenta la producción de H_2, y sube el rendimiento.

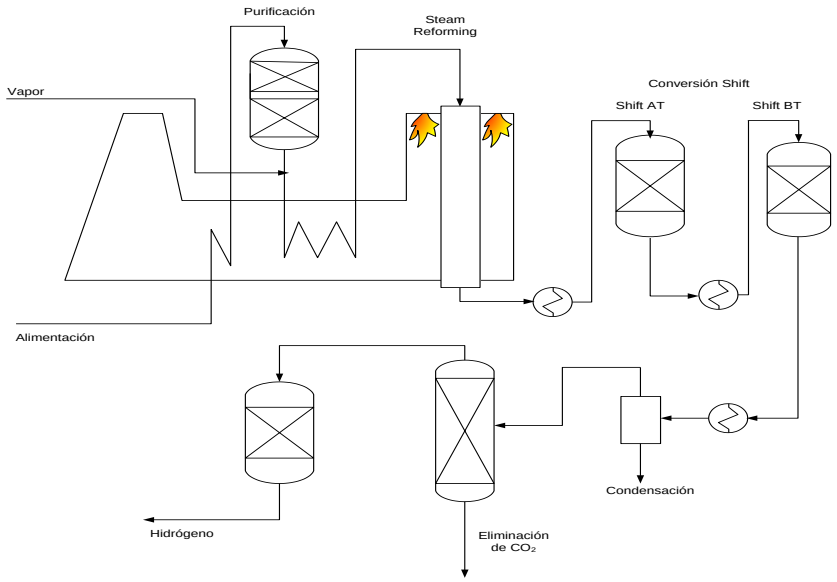


Figura 4: Proceso de reformado con vapor con captura de CO_2. Fuente: Plataforma Tecnológica Española del CO_2

La corriente de gas se lleva a un reactor *shift,* de una o dos etapas, donde la mayor parte del CO pasa a CO_2. Un reactor *shift* de dos etapas puede reducir la concentración de CO hasta un 0,2%. Los reactores shift de alta temperatura funcionan a temperaturas entre 400 y 550 ºC, y usando catalizadores de hierro-cromo dejan entre un 2-3% de CO en la corriente de salida. También se usan catalizadores de base cobre a temperaturas entre 180 y 350 ºC, que dejan entre el 0,2 -1% de CO en la salida.

Los procesos de separación de CO_2/H_2, que se utilizan son:

- Absorción química: Alta eficiencia y utilizable a bajas presiones.
- Absorción físico-química: Mejor eficiencia energética pero utilizable a presiones superiores a 2 MPa.
- Adsorción: Requiere grandes cantidades de adsorbente, pero su selectividad al H_2 es alta, por lo que se utiliza en corrientes pequeñas o para purificar el H_2 obtenido en un proceso de separación anterior.
- Membranas: Actualmente bajo porcentaje de recuperación del H_2, por lo que se aplican para separar una fracción del H_2 contenido en el gas, pero no se obtiene una corriente de CO_2 concentrado lista para almacenamiento.

- Criogenia: Muy alto consumo energético. Solo es aplicable en procesos donde los productos del proceso criogénico tienen un valor añadido alto.

Lo más extendido actualmente es la separación del CO_2/H_2 por **absorción físico-química**, que produce una corriente de CO_2 lista para su almacenamiento o utilización, y una corriente rica en H_2 que puede utilizarse directamente como combustible, o que se purifica en unidades PSA (Pressure Swing Adsorption) para conseguir purezas de entre 90 y 99,999 % según su especificación final.

Los procesos de separación de CO_2 e H_2 mencionados son aplicables en general a todos los procesos de separación en pre-combustión.

Oxidación parcial de gas natural e hidrocarburos ligeros (POX)

En la reacción de oxidación parcial, el combustible reacciona con oxígeno puro a alta presión para producir el gas de síntesis. Es un proceso exotérmico que se da a alta temperatura, entre 1.250 ºC y 1.400 ºC y no requiere aporte de calor de ninguna fuente externa.

Los pasos posteriores son iguales que en reformado, es decir, el gas de síntesis se enfría, se transforma de CO a CO_2 y posteriormente se separa el CO_2.

En las plantas de producción de H_2, el oxígeno del proceso POX proviene de una unidad de separación de aire (ASU); unidades que consumen mucha energía, pero queda compensado por el aumento de rendimiento de la reacción de oxidación parcial con oxígeno puro, y por el hecho de no tener que separar el N_2 en el gas síntesis.

No obstante, en los casos en los que se use el H_2 como combustible en una turbina de gas, el N_2 sobrante, sin purificar, se puede utilizar para diluir el H_2 que se dirige a la turbina de gas, añadiendo más o menos vapor según la cantidad de nitrógeno reutilizado, para controlar la temperatura en la cámara de combustión y así limitar las emisiones de NO_x con eficiencias altas. En este caso también es posible el uso de aire como oxidante en el POX y la obtención de H_2/N_2 como combustible en la turbina de gas.

Reformado autotérmico de gas e hidrocarburos ligeros (ATR)

El proceso ATR es una combinación del reformado y la oxidación parcial. El calor necesario para la reacción de reformado (reacción 1) es aportado por la de oxidación parcial (reacción 2) usando oxígeno o aire.

La reacción SMR ocurre en una sección catalítica aguas abajo del quemador POX. Debido a la adición de vapor las temperaturas del proceso son moderadas, siendo típicamente 950-1.050 ºC. El reactor requiere menos inversión que el de una planta SMR, y además no hay emisiones de CO_2 en el proceso de producción de calor porque el calor no procede de quemadores de combustible, aunque la primera ventaja quedaría descompensada por la alta inversión y coste de operación en el caso de usar una unidad de separación de aire. Requiere, al igual que el proceso SMR, que el combustible esté libre de azufre.

Gasificación de carbón, biomasa, residuos de petróleo y otros residuos

Consiste básicamente en la oxidación parcial (reacción 2) de los combustibles, pudiéndose utilizar también vapor como agente oxidante en el reactor (denominado gasificador). Los gasificadores pueden ser de lecho fijo, lecho fluido o lecho arrastrado y sus características pueden ser diversas: como oxidante principal se puede usar oxígeno o aire, temperaturas de operación de hasta 1.800 ºC, presiones entre 0,1 y 7 MPa, alimentación de combustible en húmedo o seco, enfriamiento del gas de síntesis por medio de intercambio de calor con agua o por medio de intercambiadores radiantes y convectivos, y depuración o no del gas de síntesis. La corriente de gas de salida del gasificador contiene CO, H_2, CO_2, H_2O e impurezas dependiendo del combustible primario utilizado (por ejemplo N_2, COS, H_2S, HCN, NH_3, partículas) que deben ser tratadas convenientemente.

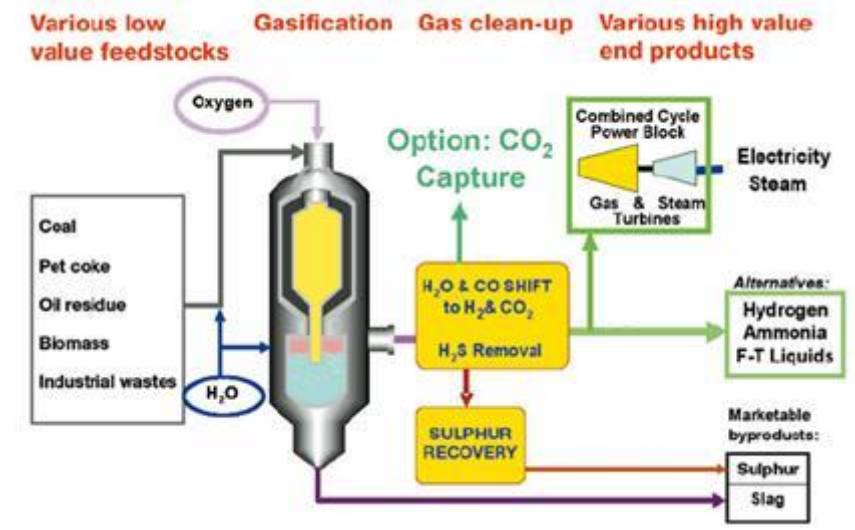


Figura 5: Esquema simplificado del proceso de gasificación con la opción de captura. Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

La tecnología de gasificación es una tecnología muy extendida en todo el mundo. Existen unas 140 plantas de gasificación en operación, de una potencia media de 500 MWth, y con un mas de 420 gasificadores. Además de numerosos gasificadores de pequeña escala que se utilizan para aplicaciones puntuales donde la eficiencia no es el factor determinante.

Se prevé adicionalmente que en los próximos años se instalaran nuevos gasificadores por unos 20 GWth adicionales a los existentes. Principalmente en países emergentes (China, India) sin capacidad productiva de gas natural.

La tecnología de gasificación se utiliza de forma comercial y a gran escala para la producción industrial de amoniaco e hidrógeno, poligeneración industrial (electricidad, vapor y compuestos químicos) y en centrales de Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (GICC), en las que el gas de síntesis sustituye al gas natural como combustible del ciclocombinado. La tecnología tiene más de un siglo de utilización industrial, cabe señalar que hubo redes de distribución de gas ciudad (gas de síntesis) antes que de gas natural.

Existen varios ejemplos de captura de CO_2 en gasificación, como plantas de producción de amoniaco (más de 20 construidas en China en los últimos años, con una docena de gasificadotes fabricados en Bilbao), plantas en Sudáfrica que fabrican

combustibles y productos químicos por el proceso Fischer-Tropsch y es destacable la planta de Dakota del Norte (USA) que gasifica carbón y separa el CO_2 transportándolo por gaseoducto a más de 500 km en el sur de Canadá para ser utilizado en la mejora de recuperación de petróleo (Weyburn).

Si el objetivo es capturar el CO_2 son preferibles los sistemas que utilizan oxígeno como oxidante en lugar de aire y trabajan a alta presión, porque la alta presión parcial del CO_2 (hasta tres órdenes de magnitud mayor que en los procesos de post-combustión) facilita su captura. La captura en precombustión implica menor gasto energético que la captura post-combustión, menores tamaños de absorbedor, flujos de disolvente y consumos en *stripping* del CO_2.

Los compuestos de azufre (COS y H_2S) del gas de síntesis se deben eliminar por razones comerciales en las plantas de combustibles o productos sintéticos y por cuestiones medioambientales en las plantas de GICC. El H_2S se absorbe más rápido que el CO_2, por lo que se podría separar en una primera unidad, y en un proceso posterior separar el CO_2. A partir del H_2S se puede obtener azufre puro en una planta Claus. Otra opción sería recuperar el azufre en forma de ácido sulfúrico.

Si se decide almacenar de forma conjunta el H_2S y el CO_2, sólo haría falta una unidad de absorción, separándose conjuntamente en la misma unidad el CO_2 y el H_2S y resultando corrientes de CO_2 con un contenido de H_2S inferior al 1,5 %, lo que supone una reducción importante de los costes de captura, del orden del 50%. En Canadá existían, en 2005, 43 emplazamientos donde se está almacenando el CO_2 conjuntamente con el H_2S. Siendo el factor técnico clave para su almacenamiento conjunto la prevención de fugas en el transporte de esta corriente, por lo que es el método más prometedor cuando el centro emisor y el almacenamiento están próximos o el transporte se puede hacer por lugares en los que no se afecte medioambientalmente.

Centrales eléctricas de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC)

Son un caso particular del caso anterior (gasificación) en el cual el gas de síntesis se utiliza para producir electricidad mediante un ciclo combinado.

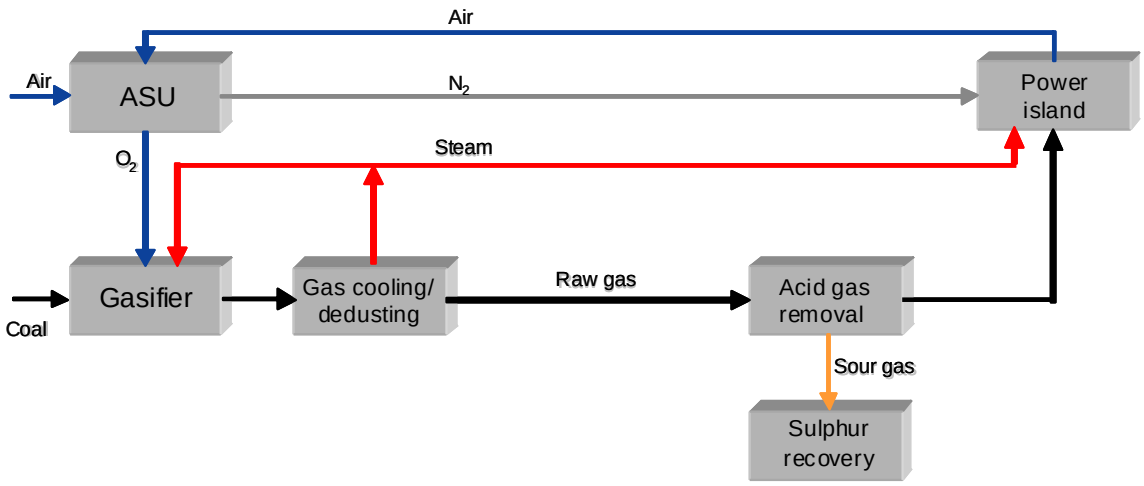


Figura 6: Esquema simplificado de una planta GICC. Fuente: ZEP WG1 Report

Como se ha comentado en el apartado anterior, en el gasificador se produce, en resumen, la oxidación parcial a presión del combustible, aunque en realidad se produce un equilibrio entre numerosas reacciones, unas exotérmicas y otras endotérmicas, de las cuales las principales son:

$C + O_2 \rightarrow CO_2$ $(-\Delta H^o) < 0$

$2\ H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ $(-\Delta H^o) < 0$

$C + CO_2 \rightarrow 2\ CO$ $(-\Delta H^o) < 0$

$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2$ $(-\Delta H^o) < 0$

$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ $(-\Delta H^o) < 0$

$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3\ H_2$ $(-\Delta H^o) < 0$

$C + 2\ H_2 \rightarrow CH_4$ $(-\Delta H^o) > 0$

$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ $(-\Delta H^o) > 0$

$C + CO_2 \rightarrow 2CO$ $(-\Delta H^o) > 0$

La mayor parte mineral del combustible se separa fundida, por las altas temperaturas (> 1500 ºC), y se recoge por la parte inferior del gasificador cayendo por gravedad a un baño de agua refrigerada, con lo que se dispone finalmente en forma de cristales no lixiviables. Siendo arrastrada por el gas de síntesis sólo una pequeña parte de la

ceniza total contenida en el combustible (15%) en forma de ceniza volante, de bajo contenido en inquemados, que se elimina posteriormente. La corriente de gas de salida del gasificador se enfría con agua a presión que circula en intercambiadores o calderas, produciéndose vapor que se exporta a las distintas etapas de la caldera de recuperación del ciclo combinado. El gas se limpia eliminando las cenizas y los gases ácidos (COS, H_2S, NH_3, halógenos y cianuros,..).

Durante el proceso de gasificación no se forman NO_x, ni dioxinas, ni furanos, ni cualquier otro compuesto oxigenado debido a la atmósfera reductora del proceso. El NH_3 formado se elimina por procesos con agua, al igual que los halógenos. El azufre proveniente del H_2S y del COS (que previamente se hidroliza para convertirlo en H_2S) se extrae como azufre elemental o como ácido sulfúrico.

El gas de síntesis tras pasar por los diversos sistema de limpieza pasa a denominarse gas limpio se envía a una turbina de gas para producir electricidad y el calor que contienen sus gases de escape se aprovecha en una caldera de recuperación de calor donde se genera más vapor para mover la turbina de vapor, produciendo de nuevo electricidad, constituyendo un ciclo combinado.

Para adaptar un proceso GICC, capturando el CO_2 y conseguir una central con emisiones cero (ZEIGCC) como en la Figura 7, sería necesario implantar las siguientes modificaciones:

1) Conversión de CO (ya comentada anteriormente) en CO_2 para poder capturarlo. Este proceso se puede hacer antes o después de la eliminación del azufre, denominándose respectivamente *shift* ácido o dulce. Ambas variantes han sido probadas a escala comercial en la industria química.
2) Captura del CO_2 con disolventes por procesos químicos o físicos. Una opción que se está planteando en Estados Unidos, y haciéndose en Canadá, es la posibilidad de separar de forma conjunta el H_2S y el CO_2 (la concentración del H_2S en la corriente de CO_2 puede estar entre el 1 y 5 %) y en este caso la inversión adicional para añadir el módulo de separación de CO_2 a una planta GICC disminuiría drásticamente, pues habría que añadir equipos (reacción gas agua, separación de CO_2-H_2, y compresión), pero se eliminarían las unidades de desulfuración y recuperación de azufre necesarias en los GICC y otras plantas actuales.

3) Turbina de gas. Si se quisiera utilizar la turbina de gas no integrada en GICC con la corriente de H_2 obtenida en el proceso (80 - 90% de pureza), y con eficiencias y emisiones similares a las existentes con gas natural como combustible, sería necesario una optimización o adaptación de los quemadores de turbinas que los grandes fabricantes tienen en sus líneas de investigación y desarrollo. Por el contrario, integrada en un GICC se requerirían sólo adaptaciones menores en la cámara de combustión, y en general en la turbina, al diluir y moderar la combustión con nitrógeno sobrante de la unidad de aire a concentraciones de H_2 de 40-45%.

Las mejoras en los materiales y técnicas de refrigeración son importantes para elevar los rendimientos en el equipo como lo son con cualquier combustible o tecnología que se use.

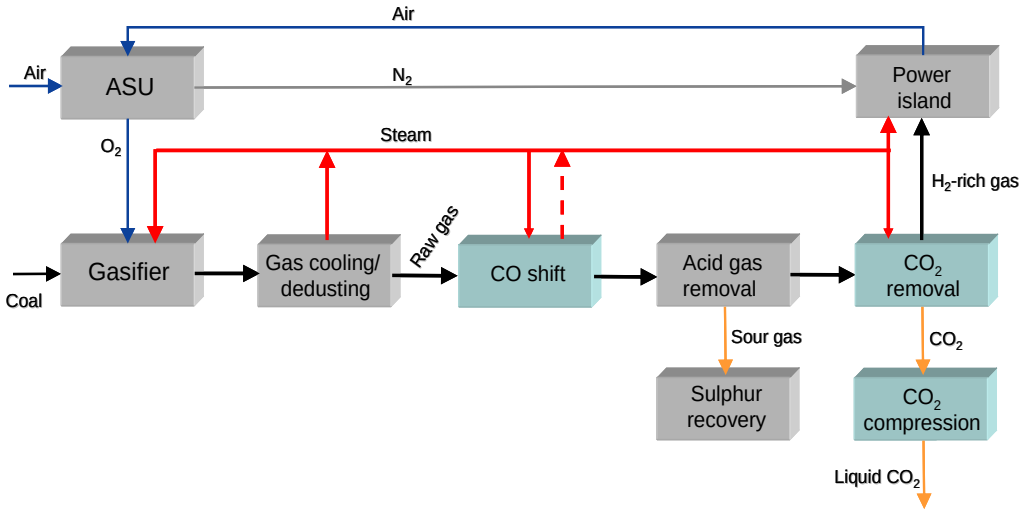


Figura 7: Proceso GICC con captura de CO_2 y conversión shift ácida. Fuente: ZEP WG1 Report

En el caso de una central que se alimente con gas natural, la gasificación se sustituye por un proceso de reformado y se puede prescindir de las etapas de eliminación de cenizas, para configurar una central de reformado integrado en ciclo combinado con cero emisiones (ZEIRCC). Hasta la fecha no existe ninguna central de ciclo combinado con reformado integrado, ya que son más competitivas económicamente las centrales convencionales de ciclo combinado que alimentan la turbina directamente con gas natural. Su aparición podría justificarse por la necesidad de capturar el CO_2, por lo que existen algunos proyectos planteados (Escocia, California, Australia).

En los 90 se construyeron cuatro GICC de demostración que utilizan carbón como combustible principal y son operadas por compañías eléctricas. Adicionalmente se han construido otros muchos GICCs integrados en refinerías, generalmente para aprovechamiento de residuos del petróleo, que son operadas por la industria química. Ninguna incorpora un sistema de captura de CO_2, y en todas se ha demostrado su utilidad para el aprovechamiento de manera eficiente y limpia de combustibles difíciles, a la vez que se puede producir H_2, gas de síntesis, y vapor además de electricidad.

Las 4 plantas GICC de demostración a gran escala que se alimentan con carbón, dos en Europa con alimentación en seco y otras dos en Estados Unidos con alimentación en húmedo, todas ellas utilizan gasificadores de lecho arrastrado:

- En 1994 entró en operación la planta de 250 MW de Demkolec en Buggenum (Holanda), actualmente propiedad de Nuon Power Buggenum, que se basa en tecnología de gasificación Shell con turbina de gas Siemens modelo V94.2.
- En 1995 se puso en marcha la planta de 260 MW de Wabash River en Indiana (EE. UU.), que utiliza tecnología de gasificación Conoco Phillips E-Gas y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1996 arrancó la central de 250 MW de Tampa en Florida (Estados Unidos), con tecnología de gasificación GE (original de Texaco) y una turbina de gas GE 7FA.
- En 1998 entró en funcionamiento con gas de síntesis la planta ELCOGAS de 335 MW ubicada en Puertollano (España), con tecnología de gasificación Krupp-Uhde y turbina de gas Siemens V94.3.

En las dos plantas europeas la alimentación es en seco y la planta de separación de aire está totalmente integrada con el ciclo combinado, es decir, que el aire a presión de entrada a la unidad ASU procede del compresor de la turbina de gas, mientras que en las americanas la alimentación de combustible es de tipo húmedo y no hay integración total entre turbina y la unidad ASU.

En los últimos años se han posicionado varias compañías para ofrecer incluso centrales GICC con garantías contractuales de funcionamiento (GE, Siemens, MHI) y equipos propios, y el auge de la gasificación en China se plasma en el desarrollo de tecnología propia de gasificación (ECUST, TPRI), a escalas relevantes.

Actualmente existen numerosos proyectos planteados en el mundo que no terminan de empezar su construcción, con la excepción de la planta de Duke en Edwardsport (EEUU), y la de Huaneng en Tianjin (China), que empezaron su construcción en 2008 y 2009 respectivamente. Ambas incorporan proyectos de captura y almacenamiento de CO_2 con mayor o menor capacidad, pero sin alcanzar la capacidad total.

La implantación de la tecnología GICC en la generación de energía eléctrica tiene dos barreras fundamentales:

- Mayor coste de inversión por kW instalado (2.000 -2.600 €/kW_e) dependiendo del combustible considerado. Sin embargo los costes finales de electricidad, en un escenario financiero estable y confiable, se igualan con otras tecnologías por su mayor eficiencia y uso de combustibles más baratos y sostenibles; y serán sensiblemente inferiores a otras cuando las legislaciones medioambientales, no solo en emisiones de CO_2, sino también en otros contaminantes, avancen consecuentemente.
- La disponibilidad de estas centrales es inferior a otras tecnologías. Debido fundamentalmente a la falta de madurez de los diseños de plantas a gran escala. Si en la primera generación se han conseguido disponibilidades entre 60 y 80%, en las siguientes es previsible que sean superiores al 80%, que son las disponibilidades de los GICC operados por la industria química con residuos de refinería en lugar de carbón.

Separación de CO_2 - Procesos químicos con absorbentes

Los absorbentes químicos también se usan para eliminar el CO_2 del gas de síntesis a presiones parciales por debajo de 1,5 MPa y son similares a los usados en los métodos de captura en postcombustión. Se elimina el CO_2 del gas de síntesis, tras el proceso *shift,* por medio de una reacción química que puede invertirse por reducción de presión y por calentamiento. El proceso más usado a nivel industrial es el basado en aminas MDEA (Metil DiEtanol Amina), por su alto rendimiento.

Separación de CO_2 - Procesos físicos con absorbentes

Los procesos de absorción física son aplicables principalmente a corrientes con altas presiones totales o altas presiones parciales de CO_2. La regeneración del disolvente se produce por liberación de presión en una o más etapas. Si se necesita más

regeneración se puede purgar el disolvente por calentamiento. El consumo energético es moderado, pues sólo es necesaria la presurización del disolvente (bombeo de líquido).

Los procesos comerciales más extendidos son el Rectisol y Selexol. Para el caso de captación conjunta del CO_2 y H_2S se ha desarrollado el Sulphinol.

Purificación de hidrógeno - Adsorción de presión oscilante (PSA)

Es el método más usado para purificar el gas de síntesis para obtener H_2 puro. Sin embargo, no es selectivo a la hora de separar el CO_2 del resto de gases purgados, por lo que para separarlo será necesario una unidad adicional previa a la purificación del H_2.

Los ciclos de separación del proceso PSA (Pressure Swing adsorption) se componen básicamente de dos pasos: adsorción (proceso que requiere alta presión y baja temperatura), extrayéndose selectivamente de la corriente de gas las especies más adsorbibles, y regeneración o desorción de dichas especies del adsorbente para poder reutilizarlo en el siguiente ciclo de adsorción. La regeneración del adsorbente se puede realizar por disminución de presión o por purga con un gas poco adsorbible.

Tecnologías emergentes para la separación de CO2

Se citan a continuación las diversas tecnologías que se están planteando como alternativas a las comercialmente existentes y que se encuentran generalmente en fase de ensayos de laboratorio o en plantas de demostración de escala de laboratorio:

Reacción de adsorción mejorada (SER)

Consiste en el uso de un lecho empaquetado que contiene una mezcla de catalizador y adsorbente selectivo para eliminar el CO_2 de la zona de reacción a alta temperatura. El adsorbente se regenera periódicamente utilizando un sistema de adsorción oscilante de presión o por temperatura (PSA, TSA) por medio de vapor.

Reactores de membrana para producción de hidrógeno con captura de CO2

Algunas membranas inorgánicas ofrecen la posibilidad de combinar los procesos de reacción gas-agua y separación a alta presión y temperatura.

La combinación de la separación y de la reacción en reformado de vapor en membrana y/o conversión shift en membrana ofrece alto grado de conversión por el desplazamiento hacia la derecha en las reacciones (1) y (3) debido a la separación del hidrógeno. Con esta técnica se pueden reducir las temperaturas de reformado a 500-600 ºC, produciéndose la conversión shift en ese mismo rango de temperaturas.

Reformado en microcanales

Se puede aplicar la tecnología de micro reactores para llevar a cabo el SMR o POX de baja temperatura. Un reactor SMR consiste en conductos alternativos aleteados, revestidos de catalizador. El calor producido por la combustión catalítica de la mezcla de gas combustible y aire se transmite por conducción al conducto adyacente, que se alimenta con la mezcla vapor/hidrocarburo para que se produzca la reacción de reformado. Estas unidades se desarrollan actualmente a pequeña escala para producción de H_2 para celdas de combustible, pero pueden ser prometedoras para plantas grandes de H_2.

Conversión de metano a hidrógeno y carbono

Es una reacción de cracking térmico o pirolisis en la que el metano produce carbono e hidrógeno:

La ventaja es que se produce directamente un gas limpio (sin CO_2) que podría usarse directamente como combustible, pero su problema principal es que se deja de obtener la energía que produce la oxidación del carbono. Se debe suministrar energía para la reacción, porque el cracking es endotérmico. Con conversión total del metano, se obtiene un 60% de su poder calorífico como H_2, y un 49% como carbono (el 9% extra es por el calor externo aportado).

Tecnologías basadas en óxidos de calcio

Son sistemas de precombustión basados en la reacción de carbonatación de la cal a altas presiones y temperaturas, que integra además la gasificación del combustible, la reacción de conversión shift y la eliminación in-situ del CO_2 con CaO.

La regeneración del sorbente por medio de la calcinación de la caliza produce CO_2 de alta pureza.

Los desarrollos basados en este concepto pueden diferir bastante dependiendo de las tecnologías usadas en los procesos, y del producto final buscado. Este sistema está en las etapas iniciales de desarrollo, y se dirigen a la producción de electricidad y/o H_2 y cemento a gran escala.

Gasificación o reformado por "chemical looping"

Otro sistema que se está investigando para la producción de gas de síntesis es el de "chemical looping". Cuando la cantidad de oxígeno aportada por los óxidos de metal al reactor reductor está por debajo de la estoquiométrica, se produce la reacción del combustible hacia CO y H_2. Luego se convierte el CO a CO_2 de forma similar al proceso general (shifting).

Uso de combustibles con bajo contenido en carbono

Las técnicas de captura en precombustión van ligadas al desarrollo de tecnologías que aprovechen el combustible "descarbonizado" que se obtiene como producto. A nivel industrial existen quemadores y calderas convencionales suficientemente probadas para hidrógeno.

En lo relativo al uso en turbinas de gas, existe mucho rodaje en turbinas de gas quemando gas de refinería, con contenidos de H_2 del 52-95%, pero que incluye metano en su composición. Sin embargo al haberse basado los desarrollos de turbinas de gas en gas natural como combustible, la experiencia con turbinas de última generación (clase H, con temperaturas superiores a 1.300 ºC, técnicas avanzadas de refrigeración y rendimientos superiores al 60%) es limitada. Hay experiencias satisfactorias con temperaturas de salida de combustión de 1.400 ºC y combustible compuesto por H_2 al 54-77% en volumen con N_2. Lo cual no quiere decir que no se pueda utilizar H_2 de alta concentración en turbinas de gas, sino que con los desarrollos actuales no se podrían conseguir eficiencias similares a las obtenidas con gas natural (por limitación de temperaturas y emisiones), sino 2 a 4 % inferior.

Como se ha comentado ya, es necesario diluir el gas de alto contenido en H_2 con N_2 o vapor para controlar las emisiones de NO_x y de paso aumentar la potencia de la turbina. En las plantas que se alimentan con gas natural, el nitrógeno proviene del aire para la gasificación, que a su vez suele obtenerse del compresor de turbina.

En las plantas alimentadas con carbón (GICC), basadas en procesos de oxidación parcial, el nitrógeno proviene de la unidad de separación de aire, y se inyecta al combustible "descarbonizado". La tecnología habitual de separación de aire es por destilación criogénica a presión, pero existen alternativas en desarrollo como la separación por transporte iónico de membranas cerámicas.

Las pilas de combustible también ofrecen la posibilidad de capturar el CO_2 en sistemas de alto rendimiento energético, ya que se realiza la conversión del combustible en electricidad por oxidación electroquímica directa, sin mezcla de los flujos de aire y combustible, y por tanto sin dilución en nitrógeno u oxígeno de los productos de combustión. Por este motivo, la corriente de salida del ánodo de la pila ya es rica en CO_2, por lo que se puede aplicar un sistema de post-combustión. Este sistema parece más adecuado para pilas de alta temperatura, aprovechando su capacidad de auto reformado. Igualmente se pueden aplicar sistemas de captura en precombustión alimentando el ánodo con la corriente rica en H_2 que queda tras la captura.

3.2. 1ª generación: Oxicombustión

B. Navarrete (Ciuden)

Las tecnologías que pueden ser empleadas para la captura de CO_2 precisan todas ellas el empleo de técnicas de separación que permiten transformar las corrientes en las que actualmente el CO_2 aparece como un gas diluido en otras corrientes altamente concentradas en CO_2, con las condiciones adecuadas para su transporte e inyección en un almacenamiento profundo. Las concentraciones de CO_2 en los gases procedentes de los diferentes procesos varían entre el 4% (ciclo combinado de gas natural) y algo más del 30% (fabricación de cemento), siendo habitual una media de 12-15% en la combustión del carbón. En todos los casos será necesario someter esas corrientes a diversos tratamientos de separación para conseguir unas concentraciones mucho más elevadas, con la finalidad de reducir costes de compresión y transporte y para eliminar las impurezas hasta los niveles que exija la normativa para su almacenamiento geológico.

Una opción para concentrar el CO_2 presente en los gases de combustión consiste en retirar todo o gran parte del N_2 del aire comburente antes de su introducción en el proceso. Esta es la idea que sustenta la alternativa de captura denominada

oxicombustión, que se caracteriza porque la combustión tiene lugar empleando oxígeno de pureza variable como corriente de comburente fresco, en vez de aire. No obstante, ésta corriente no puede utilizarse de forma directa en la combustión, pues las temperaturas de llama así obtenidas estarían muy por encima de los límites tolerables por los materiales que conforman el recinto donde tiene lugar el proceso. Para evitar este problema se utiliza una corriente de atemperación consistente en gases recirculados de la propia combustión, que se mezcla con el comburente fresco para reducir la temperatura de hogar y facilitar la transferencia de calor. Con este procedimiento se consigue de forma directa una corriente que está constituida casi exclusivamente por CO_2 y H_2O a la salida de la instalación de combustión, de la que el H_2O puede ser fácilmente eliminado por condensación. En este caso el tratamiento de separación no se realiza directamente sobre los gases de combustión para capturar el CO_2, como ocurre en la postcombustión, sino que debe ser efectuada previamente sobre la corriente de aire para obtener O_2 puro, normalmente mediante técnicas criogénicas. En la alternativa de precombustión es necesario el empleo de técnicas de separación tanto para el O_2 del aire como para el CO_2 de la corriente de reformado.

En la actualidad no existe ninguna instalación industrial operando en condiciones de oxicombustión con el fin de capturar CO_2. Todas las actuaciones en este ámbito se encuentran en fase de investigación y desarrollo.

La combustión convencional de los combustibles fósiles se lleva a cabo utilizando el aire ambiente como comburente. Ello conduce a que el nitrógeno presente en el aire en una proporción del 79% en volumen, constituya también el compuesto mayoritario de los gases de salida del proceso, reduciendo con ello la concentración del CO_2 presente en esos gases hasta valores que pueden variar entre el 4 y el 15%. En cualquier otro proceso industrial susceptible de aplicación de las tecnologías CAC, la concentración de CO_2 no suele sobrepasar el 30% en volumen. Esto encarece de manera significativa la captura de CO_2 mediante procesos de absorción química en postcombustión, que son los más próximos a estar disponibles en el mercado para este tipo de aplicaciones, dados los elevadísimos caudales de gas a tratar.

Una forma de reducir sustancialmente el caudal de gases de combustión consistiría por tanto en prescindir del N_2 en la corriente de comburente, que al fin y al cabo tiene un papel de mero acompañante del O_2, ya que no participa en el proceso de

combustión. Se denominan procesos de oxicombustión a aquellos en los que la combustión tiene lugar cuando se alimenta como gas comburente oxígeno de alta pureza (típicamente 95% en volumen), en proporciones próximas a las estequiométricas en relación a la composición del combustible. De ello se deriva un gas de combustión que contiene fundamentalmente CO_2 (> 90-95% en base seca), vapor de agua, pequeñas cantidades de gases nobles y, en función de la composición del combustible, SO_x, NO_x y cenizas.

Para controlar la temperatura del hogar es necesario recircular una parte de los gases de salida, reintroduciéndolos en la caldera junto con el O_2 entrante. Se consigue con ello asegurar un flujo de gas suficiente para permitir la adecuada transferencia de calor al ciclo de agua-vapor en el caso de centrales de producción de energía eléctrica. La recirculación puede ser húmeda (si se toma de la corriente de gases de combustión tras separación del NO_x y/o las partículas) o seca (si se toma tras la condensación del agua y, según los diferentes esquemas, exenta o no de SO_x y NO_x).

La oxicombustión, asociada a la separación y compresión del CO_2 es una tecnología de emisiones próxima a cero, que puede ser potencialmente aplicada a instalaciones tanto existentes como nuevas, para cualquier tipo de combustible. Los esfuerzos en desarrollo han ido preferentemente dirigidos hacia su estudio con carbón y con gas natural, por ser los combustibles más abundantemente utilizados en la producción de energía eléctrica, que ha sido el campo pionero en la investigación de la CAC. Es evidente que se requieren algunas modificaciones de las configuraciones usuales para incorporar la separación de O_2, recirculación de gases, secado de gases, separación, compresión, transporte y almacenamiento de CO_2. Esta opción, según diversos estudios de análisis de costes, resulta más eficiente que la de combustión convencional dotada de captura en postcombustión.

En la Figura 8 se muestra el esquema de una instalación de captura vía oxicombustión aplicada a una caldera de carbón pulverizado, con indicación de las diferentes etapas de proceso y de las nuevas entradas de energía y necesidades de refrigeración que precisa la oxicombustión frente al caso de una instalación convencional que opera con aire. Se incluye una planta de separación de aire por vía criogénica (ASU), los sistemas de depuración de gases (DeSox, DeNox y eliminación de partículas) adaptados a las nuevas características de los gases efluentes, una eventual unidad de

purificación final de los gases para adaptar su composición a los límites que finalmente marque la normativa para el transporte y almacenamiento y, finalmente, el sistema de compresión. Igualmente, la instalación deberá estar dotada de las corrientes de recirculación primaria (utilizada para el secado y transporte del combustible) y secundaria (introducida directamente en la caldera como corriente de comburente).

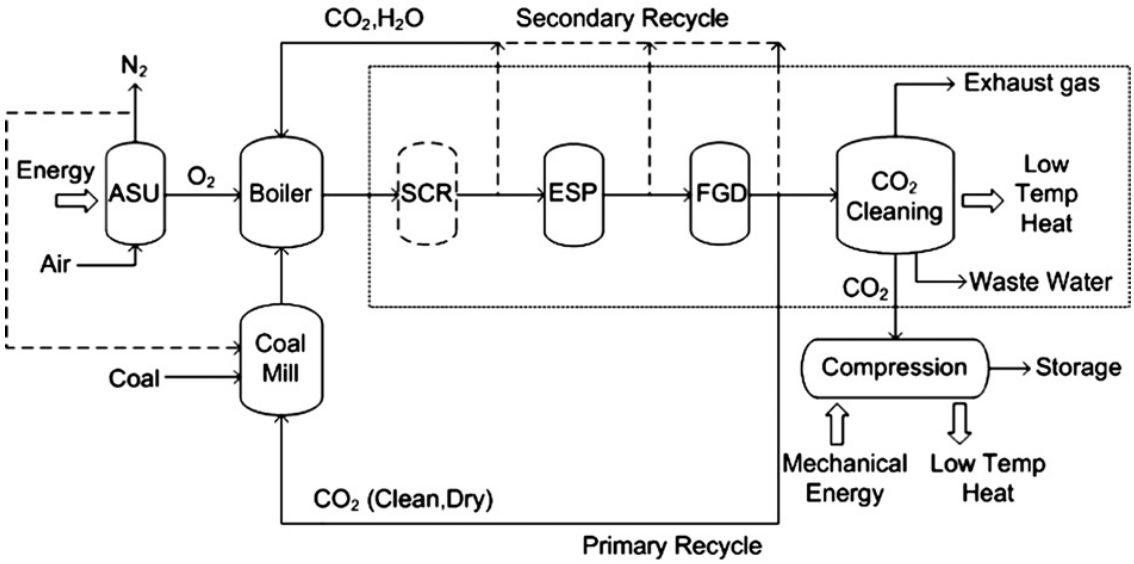
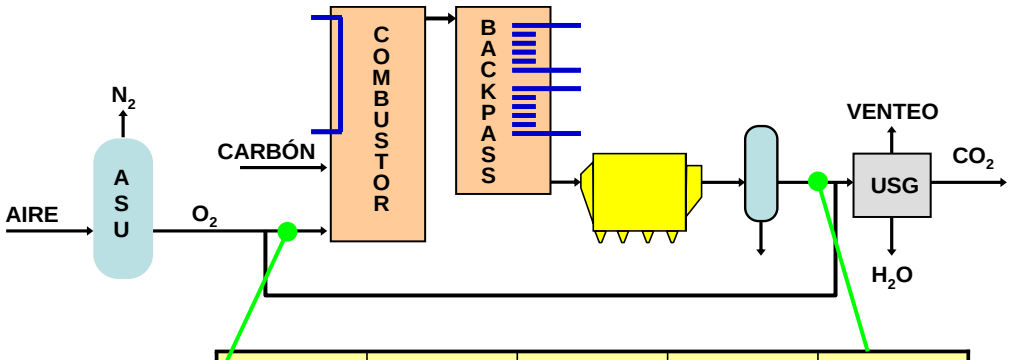


Figura 8: Diagrama simplificado de una central térmica de oxicombustión para la captura de CO2

En la Figura 9 se recoge un esquema simplificado con la composición que presentarían los gases en caso de combustión convencional con aire, oxicombustión sin recirculación y oxicombustión con recirculación, en cada una de las filas. Tomando como referencia la composición y caudal de gases de un carbón tipo (primera fila de combustión convencional), se puede apreciar la alta concentración en CO_2 que alcanzan los gases en el caso de oxicombustión con recirculación y la notable reducción de caudal que se consigue frente a la opción de combustión convencional, en torno al 35% (tercera fila).



	N_2	CO_2	H_2O	O_2	VOL REL
AIRE	75	15	7	3	100
O_2	5	67	25	3	22
30% O_2	6	83,5	7	3,5	65

Figura 9: Composición de los gases de oxicombustión de carbón en comparación con la combustión convencional.

Iniciativas de desarrollo tecnológico en oxicombustión

En la actualidad no existe ninguna planta comercial que emplee técnicas de oxicombustión con el objetivo de capturar CO_2, como se ha resaltado en la introducción. Las aplicaciones industriales de la oxicombustión se circunscriben a hornos de producción de cerámica o vidrio de pequeñas dimensiones en comparación con las plantas que nos ocupan, u otras aplicaciones semejantes cuyo fin es la consecución de muy altas temperaturas de operación.

Hasta la puesta en mercado de esta alternativa de captura en oxicombustión queda aún por recorrer todo el proceso de desarrollo tecnológico (Figura 10). Tras la investigación a escala de laboratorio, que se estima ha alcanzado su máxima expansión en 2008/2010, se están poniendo en marcha y operando las primeras plantas piloto de tamaños en el orden de las decenas de MW térmicos equivalentes. A éstas les seguirán las plantas de demostración, que constituyen un primer tramo de desarrollo. Este, a su vez, deberá ser seguido por un segundo tramo de impulso comercial en el que se precisará la ayuda pública y legislativa para su progresiva implantación. Si se consigue probar la viabilidad técnica y económica de la alternativa de oxicombustión en todos o parte de los segmentos de mercado en los que se va a

demostrar, culminará con el lanzamiento comercial, primero en los países desarrollados y finalmente a nivel global.

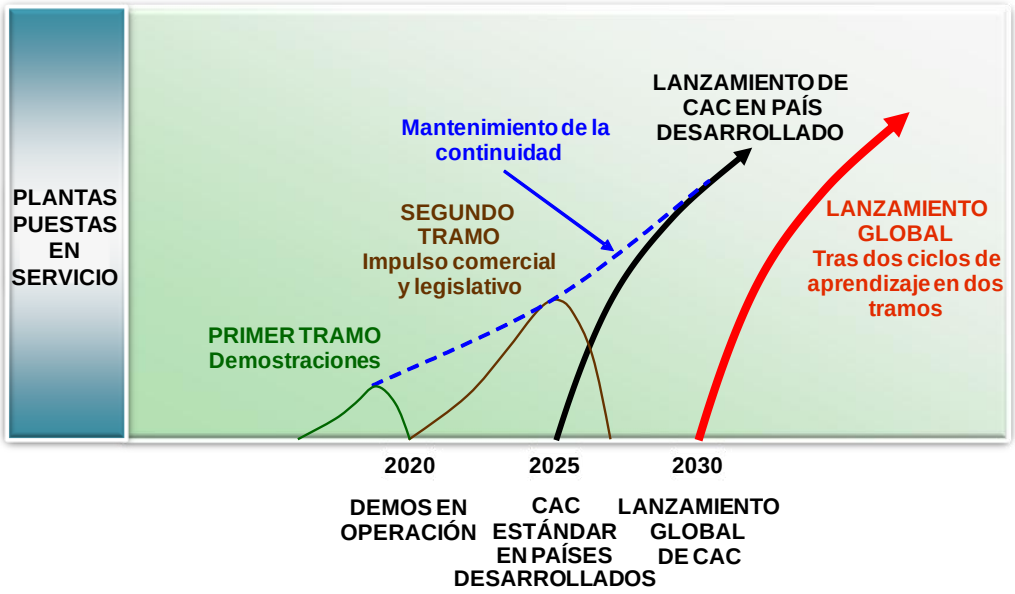


Figura 10: Esquema de Desarrollo Tecnológico de la captura en oxicombustión. (Gibbins, J. y Chalmers, H.)

Actualmente se encuentran en fase de diseño o construcción una serie de plantas piloto de I+D a nivel internacional, que se recogen en la Tabla 1.

Tabla 1: Principales iniciativas internacionales de plantas de desarrollo tecnológico (PDTs) de I+D en oxicombustión

PDT + Almacenamiento	En marcha	CP, MW	LFC, MW	Combustible	
Vattenfall (DE)	2008	30	-	Lignito/Carbón	
Total (FR)	2008	30	-	Gas Natural	
CIUDEN (ES)	2010	20	30	Antracita/Carbón/Cok	
CS Energy (AUST.)	2011	90	-	CarbónVattenfall (DE)	
Ensayo de oxiquemadores a escala industrial					
Doosan Babcock (UK)	2009	40	-	Carbón	
Alstom (USA)	2010	15	-	Carbón	
Hitachi Babcock (DE)	2011	30	-	Carbón	

La iniciativa pionera ha sido la de Vatenfall en SwarzePumpe (Alemania), que cuenta con una caldera de carbón pulverizado de 30 MWt, en la que se está probando desde 2008 la oxicombustión para lignito, como paso previo a la construcción de una planta de demostración.

El proyecto de Total se localiza en Lacq (Francia) y cuenta con una caldera de gas natural de 30 MWt operando en oxicombustión.

El proyecto CS Energy, por su parte, persigue el retrofitting de una caldera de 30 MW en la central térmica de carbón pulverizado de Callide, en Biloela (Queensland). El proyecto se divide en dos etapas. La primera se ocupa de la transformación de la caldera y la captura de CO_2. En la segunda fase se acometerá el estudio del transporte y la inyección en una zona aún por determinar.

De entre todas las iniciativas de plantas de desarrollo tecnológico destaca la española de la Fundación Ciudad de la Energía, que montará dos combustores, uno de carbón pulverizado de 20 MWt y otro de lecho fluido circulante de 30 MWt. Contará con varios tipos de quemadores y operará con diferentes tipos de carbón, incluyendo antracita autóctona de la zona del Bierzo. Incluye adicionalmente un tren de depuración de gases que cumplirá con las más estrictas exigencias de los procesos de captura en postcombustión, un tren de compresión y una planta de captura de CO_2 con aminas en postcombustión. Su puesta en marcha está prevista para finales de 2010.

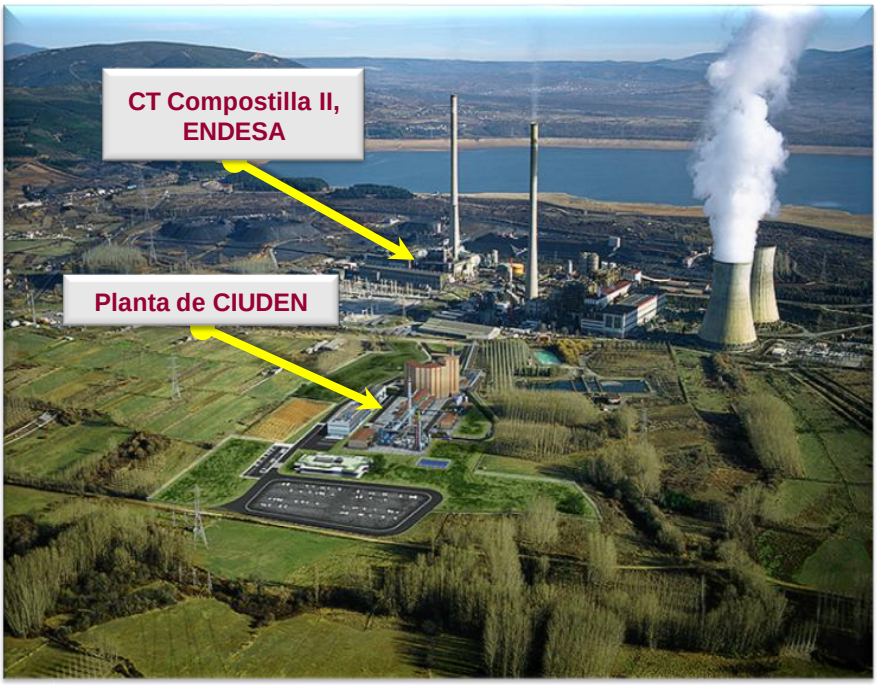


Figura 11: Ubicación de la Planta de Desarrollo Tecnológico de Ciuden

Finalmente, existen algunos otros proyectos, como el de DoosanBabcock en el Reino Unido, Alstom en USA e Hitachi Babcock en Alemania, que se centran en las pruebas de quemadores de tamaño comercial (40, 15 y 30 MW, respectivamente) en unidades de ensayo de quemadores o en calderas habilitadas.

Nuevas tecnologías de captura de CO2 (oxicombustión)

Como tecnologías emergentes dentro de la alternativa de oxicombustión cabe resaltar la que hace uso de los Transportadores Sólidos de O_2 o Chemical Looping y las membranas de conducción mixta. Estas técnicas se encuadran dentro de las aplicaciones de segunda generación de captura y que por tanto se encuentran aún en un nivel de desarrollo más retrasado.

La primera consiste básicamente en la utilización de metales que en una primera etapa se oxidan con el oxígeno del aire en un reactor que opera en lecho fluido circulante. Los óxidos así formados son trasladados a un segundo reactor de reducción, del tipo lecho fluido burbujeante, en el que ceden el O_2 a un combustible gaseoso, que puede ser gas natural o gases procedentes de la gasificación de carbón. El combustible se oxida, produciendo CO_2 y agua y el metal se reduce quedando en

disposición de volver a ser introducido en el reactor de oxidación. Esta técnica presenta como ventajas:

a) La captura de CO_2 puede llegar a ser prácticamente del 100%,

b) Existen numerosos potenciales portadores de O_2 tales como Fe, Ni, Mn, Cu, y otros.

c) No consume energía en la separación de O_2 y en la captura de CO_2.

d) No produce NO_x.

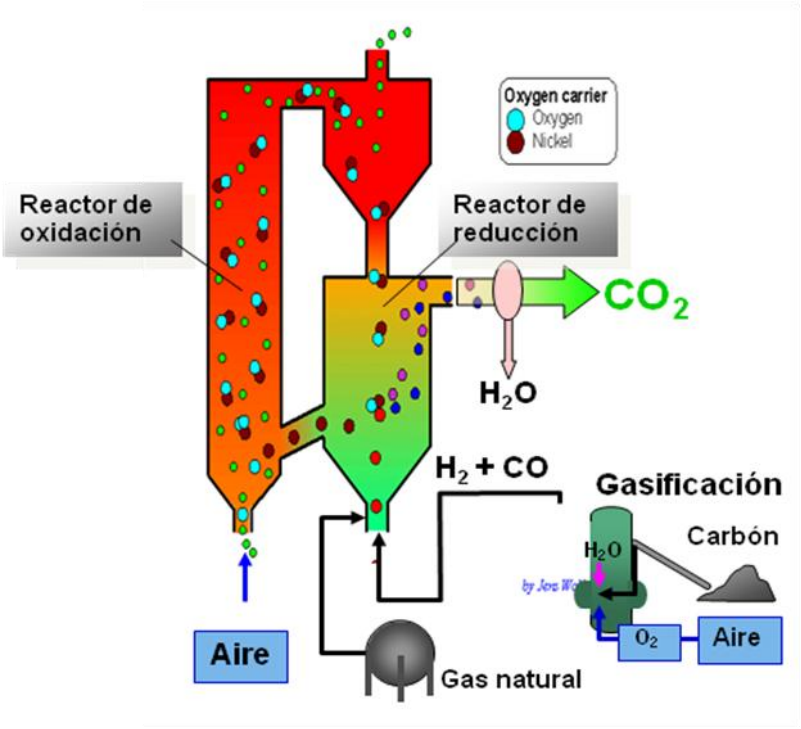


Figura 12: Esquema de funcionamiento de una instalación de oxicombustión con transportadores sólidos de oxígeno (Chemical Looping)

En cuanto a las membranas de conducción mixta es de destacar que se fabrican con materiales de tipo perotskita y que conducen el oxígeno iónico y los electrones de forma separada en un proceso con menores requerimientos energéticos que las actuales técnicas de separación de O_2. Aparte del ahorro energético tienen la ventaja de posibilitar una reducción de tamaño en las calderas o equipos de combustión en los que se implanten.

3.3. 1ª generación: Postcombustión

La idea principal de esta tecnología es separar el CO_2 tal y como se encuentra en los gases de salida al quemar con aire un combustible fósil o biomasa, sin haber realizado ninguna operación previa a la combustión. Actualmente, la infraestructura energética mundial se basa en procesos mayoritariamente de combustión con aire (centrales térmicas, cementeras, refinerías, cerámicas, etc.), por lo tanto esta opción es de gran relevancia dado que se puede añadir a instalaciones existentes que son grandes focos emisores de CO_2 (retrofitting).

Tras la combustión de un combustible fósil con aire, el CO_2 se encuentra bastante diluido dado que los gases de salida son fundamentalmente nitrógeno y oxígeno. El CO_2 tiene que ser separado del gas de salida antes de ser emitido a la atmósfera, por lo tanto en este proceso los gases de salida pasan a través de un equipo de separación de CO_2, instalado justo antes de la chimenea, que está basado en un ciclo de la absorción-desorción. La absorción de CO_2 se basa en la retención selectiva del CO_2 contenido en la mezcla de gases al entrar en contacto con un líquido absorbente o un sorbente solido debido a las interacciones físicas o químicas de su molécula con un solvente o sorbente, según el esquema de la Figura 13.

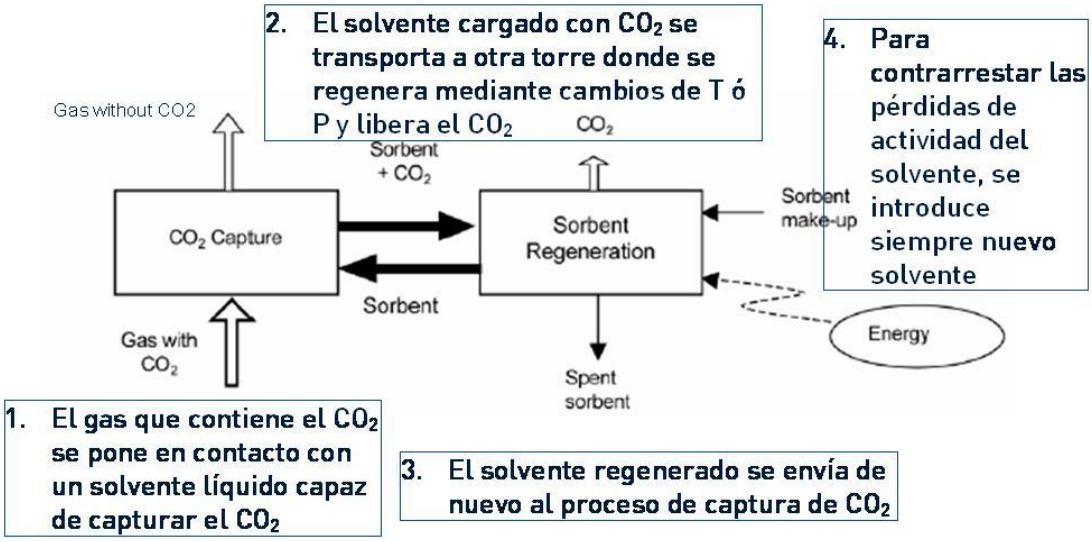


Figura 13: Ciclo de Absorción-Desorción.

Una vez que el CO_2 está retenido en el solvente o sorbente, el resto de los humos se ventean a la atmósfera. Posteriormente el CO_2 es separado del solvente o sorbente solido formando un gas con una pureza de CO_2 mayor de 90% que está comprimido y

deshidratado para su futuro transporte desde la central a un lugar de almacenamiento. La Figura 14 muestra el esquema de la captura en post-combustión en una Central Térmica de carbón pulverizado.

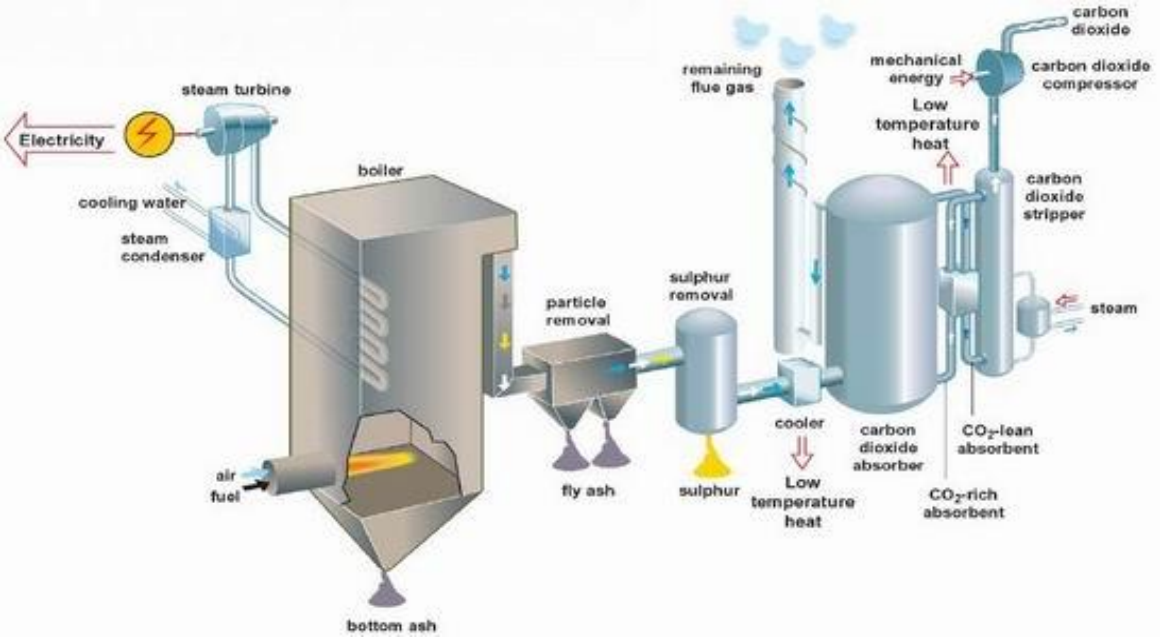


Figura 14: Esquema de la captura en post-combustión en una Central Térmica (fuente Vattenfall)

Como se ha mencionado anteriormente, el CO_2 aparece diluido en los gases de salida que se emiten a la atmósfera debido al gran contenido de nitrógeno del aire utilizado en la combustión. Por ejemplo el CO_2 está a una concentración de 12% a 15% en centrales térmicas de carbón o de 3% a 5% en ciclos combinados. El principal problema de la captura en post-combustión es debido al hecho que el CO_2 está diluido en una corriente de gas con muy alto flujo y sin presión que resulta más difícil de separar que si estuviera concentrado. El reto principal para la tecnología es minimizar el consumo de energía que repercute en una pérdida de eficiencia para separar el CO_2 del solvente y concentrarlo, y en el alto coste de la inversión requerida para la planta de captura dado que la planta tiene que ser dimensionada para el 100% de flujo de los gases de salida. Hay que tener en cuenta que una central térmica de carbón pulverizado, emite ~750 kg de CO_2 para cada MWh de electricidad generada, es decir una central térmica de 550MWe emite ~10.000 t/día de CO_2.

Con respecto a los solventes o sorbentes solidos previstos para la primera generación de plantas de captura en post-combustión, la Plataforma Tecnológica Europea de

Plantas sin Emisión de CO_2 (ZEP, en inglés) ha completado su trabajo de definición de las opciones que deben contemplarse para el conjunto de las 10-12 plantas demo a escala completa a construir en Europa previsto para entrar en operación en el 2015 y concluye que el proceso de absorción con un solvente de aminas o amoniaco enfriado (Chilled Ammonia) son los únicos suficientemente maduros para poder ser escaladas y probadas con garantía dentro de las primeras generaciones de plantas. Coherentemente con este análisis se han dejado fuera ciertas tecnologías de I+D con un plazo mayor de desarrollo tales como los adsorbentes con un solvente (tales como los líquidos iónicos, que también pueden llegar a tener absorción química), los sólidos regenerables como carbones activos, arcillas pilareadas, óxidos metálicos y zeolitas, las membranas de separación y el ciclo de carbonatación calcinación.

Absorción química empleando aminas

Los procesos de absorción química de CO_2 empleando disoluciones acuosas de alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), trietanolamina (TEA) y metildietanolamina (MDEA) constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO_2 de un flujo de gases, siendo una tecnología madura en el campo de la purificación de gas natural y la producción de CO_2 para usos comerciales (industria alimentaria, producción de NH_3 y urea para la producción de fertilizantes).

La base de todos estos procesos es la reacción de una base alcalina, normalmente aminas, en medio acuoso con un gas acido. El layout y un diagrama del proceso típico para un sistema de aminas se puede observar en la Figura 15 y Figura 16.

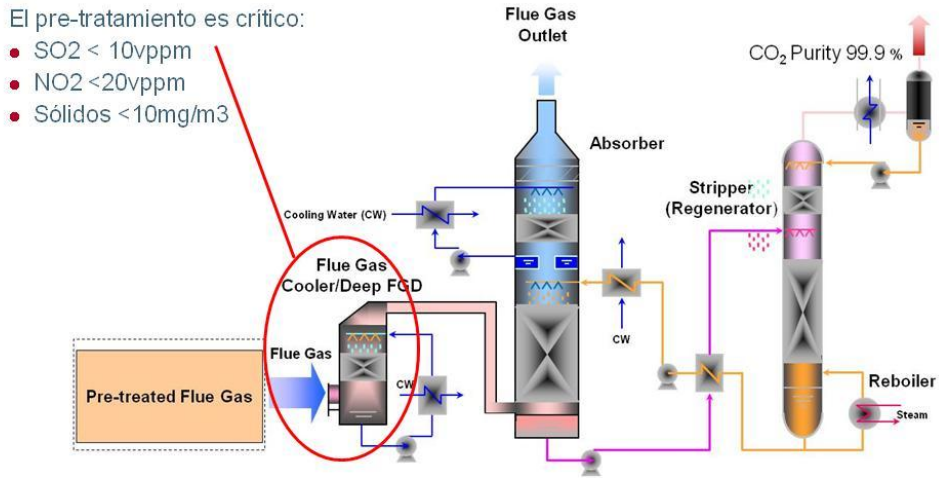


Figura 15: Layout de proceso de absorción Fuente: Mitsubishi

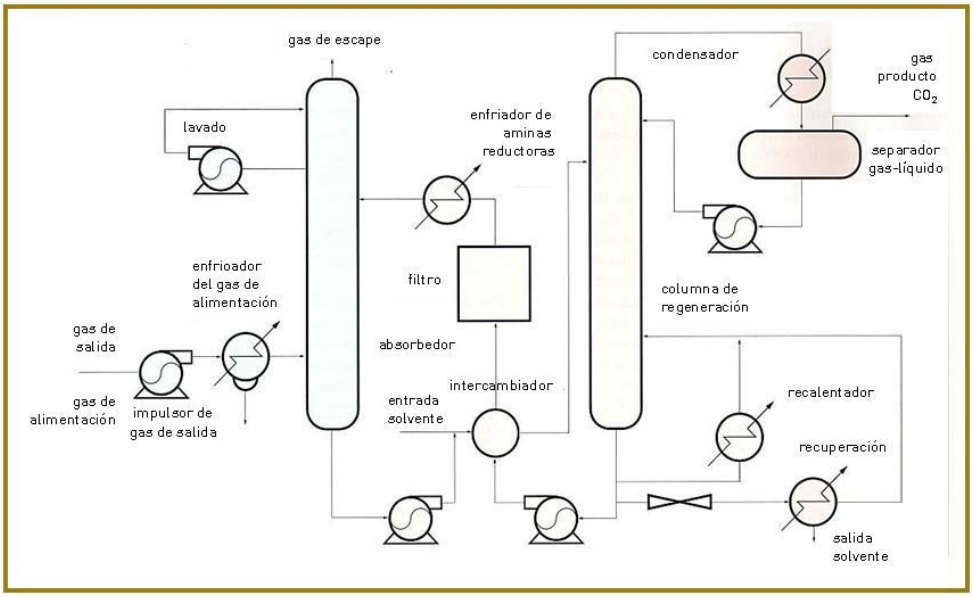


Figura 16: Proceso general de absorción Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

En el caso de aminas la etapa de purificación de gases antes de la separación del CO_2 es crítica y consiste en un lavado de agua. Posterior a la purificación de gases, es probable que haya que enfriar el gas entre 40ºC a 60ºC antes de ponerlo en contacto con el absorbente en la columna de absorción. Es necesario introducir un ventilador para vencer la caída de presión que se produce en el proceso. Los gases de salida que contienen el CO_2 se introducen por la parte inferior del absorbedor y ascienden por éste, pasando a contracorriente con la disolución de absorbente. En esta columna se encuentran en la parte superior con un lavado con agua para eliminar cualquier partícula de absorbente que haya sido arrastrada antes de salir del absorbedor.

La principal ecuación química que ocurre en el proceso de absorción es la siguiente:

$$H_2O + CO_2 + MEA \quad \rightarrow \quad MEACO_2^- + H_3O^+$$

Es posible reducir la concentración de CO_2 a la salida a valores muy bajos, pero los valores de concentración muy bajos conllevan aumentos en la altura de la columna de absorción.

La solución rica en CO_2, denominada absorbente rico, sale por la parte inferior de la torre y se calienta mediante un intercambiador de calor a contracorriente con la

disolución de absorbente regenerado proveniente de la columna de regeneración. Posteriormente está solución enriquecida es bombeada a la parte superior del regenerador, que funciona por intercambio térmico. La regeneración del solvente se lleva a cabo a elevadas temperaturas (100 - 140ºC) y presiones no mucho mayores que la atmosférica. La regeneración implica una penalización de energía térmica en el calentamiento del solvente, para conseguir la desorción del CO_2 atrapado previamente. El vapor se recupera en un condensador y se devuelve a la columna de regeneración. El solvente se devuelve a la columna de absorción atravesando un intercambiador de calor regenerativo.

Las principales ecuaciones químicas que rigen el proceso de regeneración son las siguientes:

$$H_2O + MEACOO^- \quad \leftrightarrow \quad MEA + HCO_3^-$$
$$2 \cdot H_2O + CO_2 \quad \leftrightarrow \quad H_3O^+ + HCO_3^-$$

En la práctica se pueden conseguir recuperaciones típicas de entre 80% y 95%. La elección de la recuperación exacta es un parámetro con una influencia económica muy grande, ya que a medida que se aumenta la recuperación es necesario aumentar la altura de la columna de absorción. Otro beneficio de este proceso es que la concentración del CO_2 recuperado de un proceso de absorción química basado en aminas es del 99,9% en volumen, dado que se han removido los otros contaminantes antes de la separación. Una vez separado el CO_2 hay que comprimirlo de condiciones ambientes a condiciones supercríticas.

El EPRI (Electric Power Research Institute) de Estados Unidos ha identificado más de 20 diferentes procesos de absorción basados en aminas, no obstante en este momento los siguientes dos procesos de absorción están disponibles comercialmente para sistemas de captura después de la combustión:

- Fluor Daniel, ECONAMINE FG: Este proceso está basado en la utilización del MEA con una concentración del 30% en peso. Incorpora un inhibidor para resistir la corrosión del acero y otros compuestos. Está especialmente pensado para corriente con un alto contenido de oxígeno. La capacidad más grande existente es de 320 tCO_2 diarios y está utilizado en más de 20 plantas en los

sectores químico y alimentario. La empresa ha introducido una versión Plus en una central de lignito en Cañada.

- Mitsubishi Heavy Industries,Ltd, KS1: Este proceso se basa en la utilización de una amina con impedimento estérico, conocido como KS1. Fue comercializado en aplicaciones para la producción de urea. La capacidad más grande existente es JEPCO en Malasia, que forma parte de una planta de amoniaco/urea de Petronas, Su capacidad de captura de CO_2 de 210 T/día. Se trata de una tecnología que es interesante para bajas presiones parciales de la corriente de gases a tratar y parece más eficiente que MEA. Precisa, sin embargo, de una mínima presencia de impurezas en los gases a tratar, el límite de SO_2 es < 1vppm.

Además de las dos ofertas comerciales, los siguientes tres suministradores han terminado programas extensivos de pruebas y están a punto de ofrecer diseños comerciales:

- Aker Clean Carbon, Noruega; es la tecnología utilizada en Sleipner para separar el CO_2 del gas. En Sleipner el solvente es MEA, pero Aker ya ha anunciado que tiene un nuevo solvente optimizado. La empresa trabaja con IBERDROLA en el proyecto de Longannet en Escocia.
- CANSOLV, Cañada: El proceso utiliza dos solventes para eliminar SO_2 y CO_2 al mismo tiempo. E.ON está construyendo una planta piloto de esta tecnología en Heyden Alemania.
- HTC Purenergy: Ciclo de absorción-desorción empleando solventes propios,

Adicionalmente destacan los desarrollos de Alstom (con BASF) y Siemens que tienen en marcha programas de desarrollo de nuevos solventes. Las dos empresas dicen que sus tecnologías van a estar disponibles en el 2015.

Absorción química empleando Amoniaco Enfriado

Una alternativa a las aminas, actualmente en desarrollo, es la tecnología de “Chilled Ammonia” (amoniaco enfriado). Esta tecnología pertenece a Alstom y parece muy prometedora, ya que podría reducir considerablemente las penalizaciones energéticas y otros costes comparados con las tecnologías de aminas. Comparado con el proceso

de monoetanolamina (MEA), Chilled Ammonia tiene las ventajas de tener una superior capacidad de carga de CO_2 (kg CO_2 absorbido por kg de absorbente) hasta dos veces, requiere menos energía para liberar el CO_2 y regenerar el absorbente. Alstom ha publicado que la energía de la reacción para separar el CO_2 es 1.200 kJ/kg, inferior a la de MEA (4.530kJ/kg de CO_2). Además, no muestra problemas de corrosión ni degradación tal y como es el caso de las aminas.

El proceso trata de la reacción entre carbonato y bicarbonato de amoniaco según la siguiente ecuación:

$$2(NH_4)^+ + CO_3^{2-} + CO_2(g) + H_2O \rightarrow 2(NH_4)^+ + 2HCO_3^-$$

La absorción de CO_2 con carbonato de amoniaco tiene lugar a temperaturas <20ºC formando bi-carbonato de amoniaco, que precipita como sólido. Se concentra el sólido y pasa a la torre de regeneración. Se aplica un poco de calor y presión para separar el CO_2 (Figura 17). El proceso inicial de enfriamiento captura los contaminantes como SO_2, NOx, HCl, H_2SO_4 y partículas, por lo tanto los niveles de estos contaminantes entrando en la planta de captura es menos crítico que en el caso de aminas.

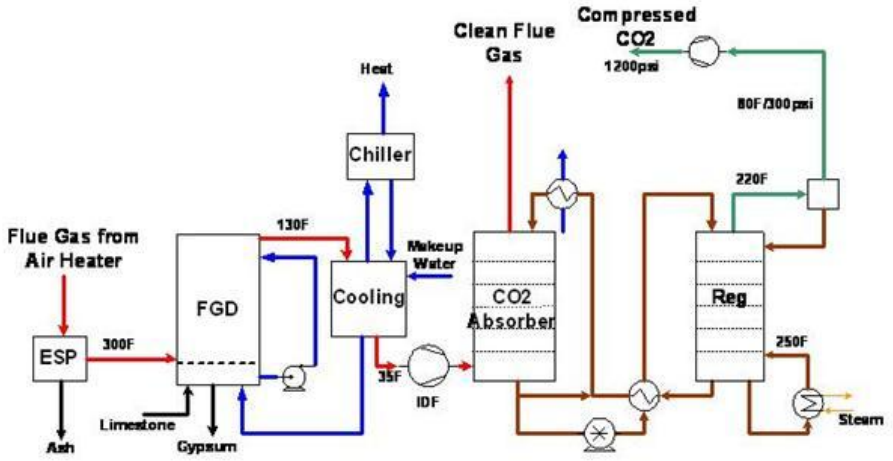


Figura 17: Proceso general Chilled Ammonia

Aunque la tecnología parece muy prometedora, hay que demostrarla y confirmar que el amoníaco no es emitido por la chimenea debido a su volatilidad. Se lleva a cabo este proceso a las temperaturas tan bajas para reducir el riesgo de escape de amoníaco.

Aspectos Claves para la captura en post combustión

Acondicionamiento de los gases de combustión

Los gases de combustión de una central térmica de generación de energía, están normalmente a temperaturas superiores a 100 ºC, lo cual significa que tienen que ser enfriados hasta los niveles de temperatura requeridos para el proceso de absorción. Este enfriamiento se puede realizar poniendo el gas en contacto directo con agua de forma que también se eliminan las partículas finas que lleva en suspensión.

Adicionalmente, los gases de combustión de carbón contienen SO_x y NO_x, mientras que los gases de combustión de gas natural normalmente solo contienen NO_x. Estos gases ácidos reaccionaran con el solvente alcalino, al igual que el CO_2. Estas reacciones dan lugar a la formación de sales estables que reducen la capacidad de absorción, aumentan el riesgo de la formación de sólidos en la mezcla y aumentan el consumo de reactivos utilizados para recuperar el disolvente, por lo tanto es esencial reducir el NO_x y SO_x a niveles muy bajos previa a la eliminación del CO_2. Esta cuestión es muy importante para los sistemas que utilizan aminas, por ejemplo la monoetanolamina (MEA), el solvente de referencia para estos sistemas, los niveles de contaminantes tienen que ser inferiores a los siguientes valores:

- SO_2 < 10vppm
- NO_2 <20vppm
- Sólidos <10mg/m3:

Incluso con otras aminas el limite SO_2 puede ser inferior a niveles de <1 vppm. Por lo tanto, muchos sistemas de captura en post-combustión incluyen un pretratamiento de gases antes del sistema de captura para limpiar los gases antes de reaccionar con el solvente.

Consumo de Energía

El punto clave de los procesos de captura de CO_2 en post-combustión basados en absorción es el alto consumo energético que tienen. Este consumo se debe fundamentalmente al calor necesario para regenerar el absorbente separando el CO_2 de la amina/amoniaco. La energía de la reacción de MEA para separar el CO_2 es

4.530kJ/kg de CO_2. Para la amina KS1 de MHI se ha publicado que la energía de la reacción para separar el CO_2 es del orden de 3.3447kJ/kg.

En estudios hechos en el proyecto europeo de I+D, ENCAP, se determina que para una central térmica de 500 MW, la adición de una planta de captura de aminas y la compresión del CO_2 a condiciones supercrítico supone una penalización en rendimiento de la central de 10 puntos (LHV). Otras organizaciones citan que para una central de 750MW (netos), la captura y compresión de CO_2 supondrá un consumo auxiliar adicional de 200MW, 110MW debido a la planta de captura y 90MW a la compresión. La mayoría de esta penalización es la extracción de vapor de baja presión.

Así el diseño de la turbina de vapor tendrá que ser modificado para permitir la extracción de vapor con el mínimo impacto en el rendimiento de la turbina de vapor. El calor para aumentar la temperatura en la columna de regeneración en el proceso de captura viene del vapor de Baja Presión. La cantidad de vapor de baja extraído puede ascender a rangos del 50 % de vapor de BP producido en una central térmica, por lo tanto la integración entre la planta de captura, su compresión y el sistema de vapor/agua de la planta es crítico para dar flexibilidad cuando el sistema de captura no está funcionando y minimizar la penalización de aumento en el consumo de energía.

Dado que la captura en post-combustión impone una penalización energética importante, los desarrollos en las centrales de carbón pulverizado resultando en mejor rendimiento a través de la obtención de vapor de mayor temperatura y presión, es decir, mejora del ciclo Rankine, son fundamentales. La clave aquí está en los materiales y en la actualidad se están probando nuevas aleaciones basadas en níquel que permitirán a medio plazo ir a temperaturas de vapor cercanas a los 700 ºC y a presiones de 350 bar. Con ello, el rendimiento neto de la planta se acercará al 50%. (Ver Figura 18). El estado de arte en la actualidad es una temperatura de vapor de vapor de 600/620 ºC y a una presión de 275bar.

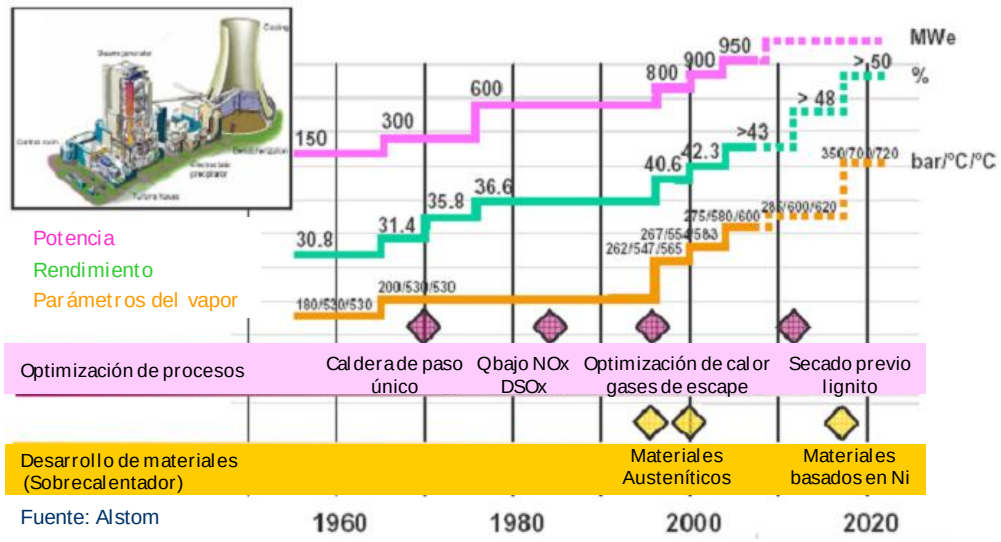


Figura 18: Tendencia en la mejora de rendimiento en centrales de carbón pulverizado (Alstom)

Proyectos de Captura en post-combustión

Existen un número significante de proyectos pilotos en marcha para desarrollar nuevos y mejores solventes para los gases de combustión y para reducir su demanda energética. Ejemplos de proyectos pilotos de aminas son:

- Warior Run Power Station, AES, (2000 EE.UU.) – 50.000T/año
- Boundary Dam y Universidad de Regina , Saskpower (Cañada) - 4T/CO_2 día
- Shady Point, AES, 65.000T/año CO_2 para alimentación
- Port Arthur, Denbury, Air Products (EE.UU) 1Mtpy,
- Archer Daniels Midland. Dow/Alstom (EEUU)
- Praxair, BP, Gulf Coast Carbon Center, CO_2 exhaust from SMR; 1MT/año
- Compostilla, Endesa (UE), 300kWt
- Maasvlakte, E.ON (UE),0,5MWe
- Staudinger, Siemens, E.ON (UE), 0,5MWe
- Hitachi, Elactrabel, E.ON (UE), 1MWe
- Planta de Esbjer (Proyecto Castor) (UE) – 1T/h
- Planta piloto de Brindisi de ENEL (UE) – 1MW

- Wilhelmsshaven, E.ON, Flour, (UE) – 5MW
- Heyden, E.ON, Cansolv (UE) – 7 Mwe
- Niederaussem, RWE, 300kg/día
- Nanko (JAPÓN, 1991): 600 tCO_2/año
- SUMIMOTO (JAPÓN, 1994): 50.000 tCO_2/año
- Plant Barry, Southern, EPRI, MHI (EE.UU), 25Mwe

Ejemplos de proyectos pilotos de “chilled ammonia” son:

- Pleasant Prairie, We Energies, EPRI, 1,7MW
- Karrlshamn, E.ON 3,MWe
- Mountaineer , AEP, EPRI, Alstom, 20MWe

Con respecto a los proyectos demo previstos en Europa en el 2015, seis proyectos cuentan ya con el apoyo del Plan de recuperación europeo y tres de estos proyectos son de captura en post-combustión, como muestra la tabla:

Nombre de Proyecto	Participantes	Lugar	Tecnología de Captura	Combustible	Nuevo / Retrofit	Potencial /MW	Transporte	Almacenamiento	On/Off Shore	Puesta en Marcha
ROAD PROJECT	E.On Benelux, Electrobel, GDF Suez y TAQA	Maasvlakte, Rotterdam	Post-combustion	Hard coal	Retrofit Unidad 3	1080 Mwe ($250_{captured}$)	Pipeline (4km onshore, 21 km off shore)	Depleted gas field	Offshore	2015
BELCHATOW BOT	PGE, ICPC, CMI, PGI	Belchatow	Post-combustion	Lignite	Retrofit a unidad nuevo	858 Mwe (260MW CCS)	Pipeline	Saline aquifer: Evaluando tres posibles almacenamientos	Onshore	2015
ZERO EMISSION PORTO TOULE	ENEL	Porto Toulle	Post-combustion	Hard coal	Retrofit	650 Mwe ($250_{captured}$)	Pipeline	Saline aquifer	Offshore	2015

3.4. 2ª generación, 2025+

El que las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 puedan ser una realidad a medio plazo depende de una serie de factores de los cuales el convencimiento de la necesidad de tomar medidas costosas para luchar contra el cambio climático no es el más pequeño. Aunque hay varias tecnologías que se han repasado en los capítulos anteriores, y que están en fase de desarrollo y escalado, aún se necesitan fuertes inversiones e incentivos para que estos desarrollos se lleven a la práctica. Hay un intenso trabajo de investigación en diferentes sectores y en muy diversas tecnologías ya que los retos son enormes y aún no se sabe cual o cuales de las tecnologías en desarrollo serán las que permitan una mayor reducción de emisiones a menor coste. A esto hay que añadir que el sector eléctrico no es el único emisor aunque las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles son puntos de emisión masiva, lo que ha hecho que la mayoría de los desarrollos se concentren en estas fuentes de emisión. Sin embargo a medio plazo ha de pensarse que otras industrias tendrán que implementar medidas de reducción de emisiones de CO_2 y, las características específicas de diferentes industrias pueden hacer que en determinados sectores la tecnología triunfadora difiera de las que se apliquen en el sector eléctrico. La Figura 19 muestra el reparto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por sectores según se recoge en el último informe del IPCC (IPCC, 2007).

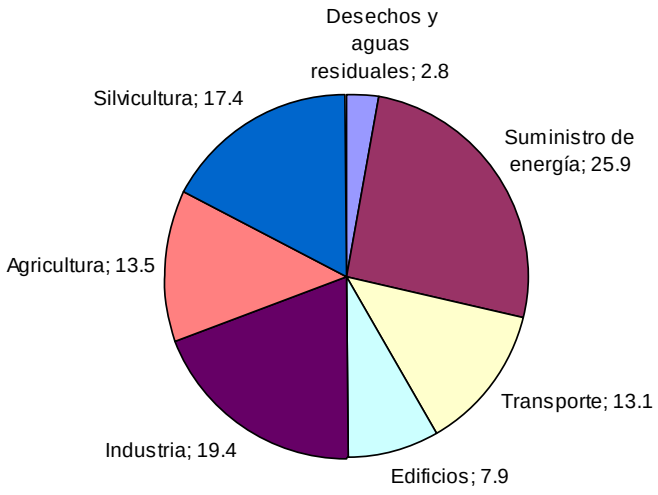


Figura 19. Emisiones GEI por sector en 2004 (IPCC, 2007)

Las tecnologías CAC tienen un elevado potencial de mitigación según se recoge en el último informe del Centro de Investigación Conjunto (JRC) de la Comisión Europea (Ciscar et al., 2009), que intenta cuantificar cual va a ser la distinta contribución de las tecnologías consideradas en Europa como clave para alcanzar el objetivos de mitigación para el 2050. De hecho están incluidas en el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan). Un Plan con el que Europa pretende acelerar el desarrollo de las tecnologías de bajas emisiones de carbono principalmente a través de grandes iniciativas industriales en los campos de redes eléctricas, eólica, solar fotovoltaica y de concentración, ciudades sostenibles, bioenergía, nuclear y captura y almacenamiento de CO_2.

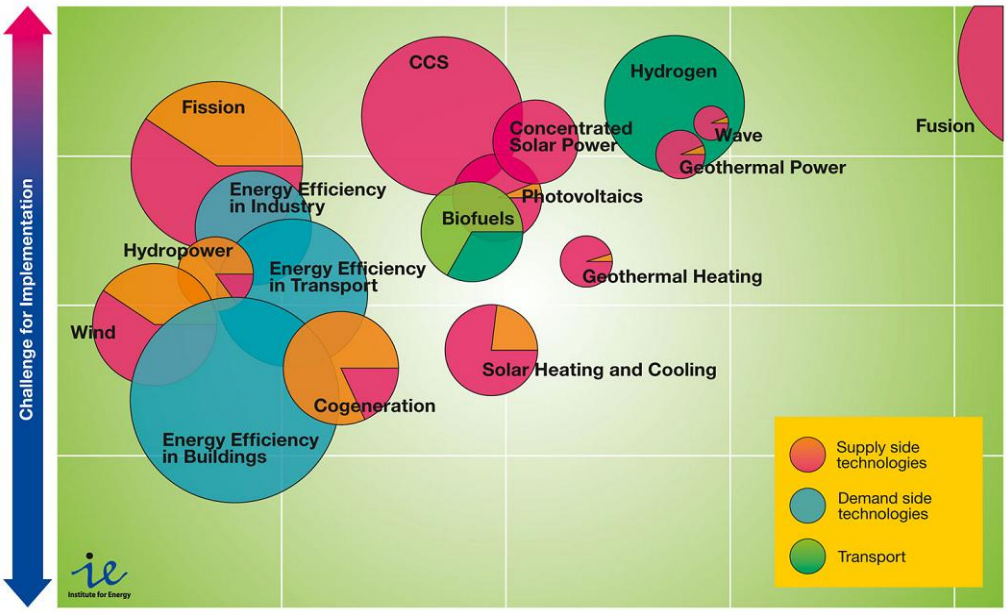


Figura 20. Mapa de tecnologías energéticas de bajas emisiones de carbono, disponibles y en desarrollo, con su contribución estimada de mitigación de emisiones en el año 2050 (Ciscar et al., 2009). Cuanto más grande es una burbuja, mayor es su potencial de mitigación. Cuanto más a la derecha, más lejano en el tiempo está su despliegue. Cuanto más hacia arriba, más costosa o problemática es su implementación. Los colores más claros en cada burbuja corresponden a lo alcanzable con medidas y compromisos ya existentes.

Los próximos 10 años serán críticos para el desarrollo de las tecnologías CAC ya que para el año 2020 estarán operando con diferentes tecnologías al menos 20 plantas de tamaño industrial en una variedad de entornos que permitirán una reducción considerable de las incertidumbres relacionadas con los costes y fiabilidad de estas tecnologías.

Desarrollos en captura post combustión con absorbentes

Según se recoge en el informe de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008) además de las variaciones de solventes basados en aminas, para sistemas de captura post-combustión se están utilizando otros solventes en los que se busca menores necesidades energéticas para la regeneración del solvente. Entre ellos pueden citarse solventes de menor coste tales como amoniaco o carbonato potásico y otros como los ácidos iónicos que presentan elevadas conversiones, capacidades de regeneración e interesantes propiedades en cuanto a estabilidad y versatilidad (Zhang et al., 2009).

A las incorporaciones de nuevos solventes se pueden añadir diferentes diseños del proceso como los sistemas de separación de flujos que suponen la regeneración en dos etapas. Pese a que estos procesos requieren una mayor tasa de circulación para una misma recuperación de CO_2, la energía requerida es menor.

Desarrollos en sistemas de separación de gases

Muchos avances que se están llevando a cabo en diferentes aspectos de la separación de gases serian aplicables tanto en sistemas de captura *pre-* como *post-* combustión con las diferencias significativas que ambas tecnologías tienen en cuanto a flujos de gases y presiones parciales de CO_2. Esto hace que determinadas tecnologías que serían difícilmente aplicables en sistemas post-combustión con grandes corrientes de gases y bajas concentraciones de CO_2 encuentren un nicho de aplicación en sistemas de gasificación. De hecho el desarrollo de membranas con elevada selectividad a base de geles de polímeros, membranas cerámicas o contactores de membrana está alcanzando niveles muy importantes, con rendimientos muy elevados. Entre los desarrollos que incluyen membranas puede citarse la absorción de gases con membranas, en las que la membrana separa un solvente de los gases del proceso permitiendo solo el paso del CO_2 que se absorbe en el solvente (Figura 21). También se están desarrollando membranas para la separación directa de gases en las que las membranas separan los gases en función de su tamaño (Figura 21). En todos estos procesos se carece de experiencia en las fases de escalado y por tanto se desconoce el efecto que puedan tener las impurezas en el funcionamiento de las membranas.

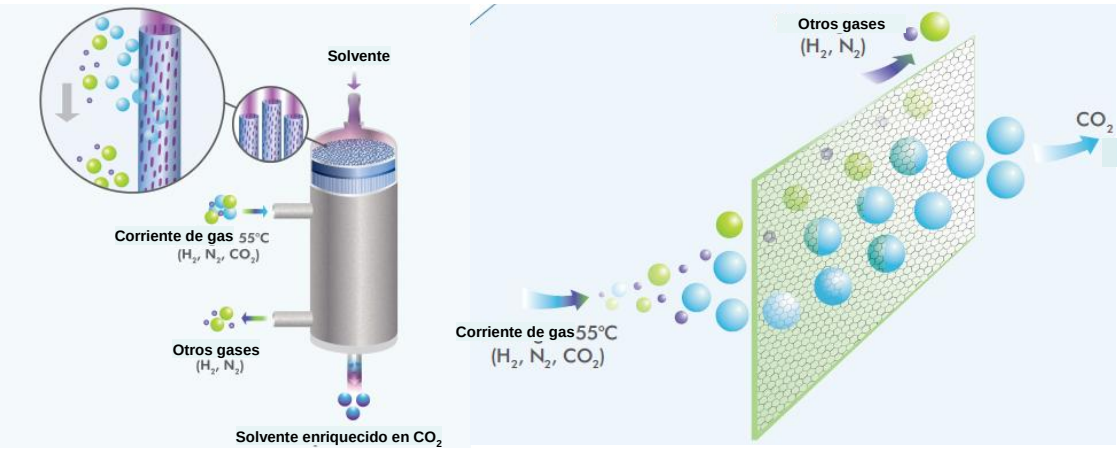


Figura 21. Ejemplo de dos configuraciones aplicables en procesos de separación de gases con membranas en pre-combustion. CO2CRC

Los procesos de adsorción utilizando lechos de alúmina, zeolitas o carbón activo pueden tener también aplicación para la retirada del CO_2 tras la gasificación. En este caso el CO_2 queda retenido mediante fuerzas superficiales en el sólido adsorbente que se regenera después por oscilación de temperatura (TSA), o por oscilación de presión (PSA). Como el proceso requiere operación con gases a alta presión las tecnologías IGCC serán más adecuadas para su posible implantación. El desarrollo de nuevos materiales adsorbentes con alta capacidad de adsorción de CO_2 a alta temperatura, con adecuada cinética de adsorción/desorción y con estabilidad mecánica mejorará la competitividad de este método de separación (Yong et al., 2002).

La separación de oxígeno para ser usado tanto en los procesos de oxicombustión como en los de gasificación es otra oportunidad para desarrollos tecnológicos. Por el momento la separación criogénica de oxígeno es la tecnología más madura que permite obtener cantidades en torno a 3000 t de oxígeno al día. Sin embargo plantas con una demanda más moderada 250-350 t/d, podría trabajar a presiones más elevadas utilizando adsorbentes regenerables como zeolitas o carbones activos y un proceso de regeneración basado en la oscilación de presión (PSA), lo que reduciría el consumo energético. Para demandas de oxígeno moderadas también podrían aplicarse membranas de transporte iónico, sin embargo estas tecnologías están aún en fase de desarrollo y se desconoce el impacto económico de su escalado industrial.

Desarrollos en sistemas de oxicombustión

Los procesos de oxicombustión más avanzados en cuanto a su escalado son los que utilizan calderas de carbón pulverizado (ej. Vattenfall en Alemania 30 MW). En España está en fase de construcción sendas plantas piloto con tecnologías de carbón pulverizado y lecho fluido circulante en CIUDEN y se planea construir en la central de Endesa en Compostilla una planta a gran escala que demostrará la tecnología Foster Wheeler de lecho fluido circulante. Los desarrollos en el horizonte de 2025 pasan por superar las dificultades que se pongan de manifiesto durante el funcionamiento de estas plantas piloto y de demostración. La posibilidad de operar a temperaturas más elevadas beneficiaría tanto a las tecnologías de carbón pulverizado como de lecho fluido. En los últimos años se han llevado a cabo importantes inversiones en proyectos tanto en Europa (AD700 y COMTES700) como en Estados Unidos (Advance Boiler Materials Programme) con el fin de desarrollar materiales que permitan operar a presiones y temperaturas de vapor de 375 bar y hasta 700 ºC. Si se generaliza el uso de estos materiales e incluso se superan estos límites, aumentará la eficiencia de las plantas ultra-supercríticas hasta un 55% (Blum et al., 2007) lo que les permitiría aceptar mejor la bajada de eficiencia que implicaría la adición de una tecnología CAC post-combustión. Sin duda, los procesos de oxicombustión se beneficiarán de la capacidad de operar a temperaturas más elevadas, ya que ello permitiría una menor recirculación de CO_2 para moderar las temperaturas con el consiguiente ahorro en el tamaño de la caldera.

Captura de CO_2 utilizando transportadores de oxígeno (*Chemical looping*).

La plataforma tecnológica europea para el desarrollo de centrales térmicas con emisiones cero (ZEP) identificaba en 2008 como tecnologías emergentes ya identificadas pero insuficientemente probadas las tecnologías de combustión de carbón utilizando transportadores metálicos (Chemical Looping) y la variante que emplea ciclos de carbonatación-calcinación.

La primera de las tecnologías mencionadas en este apartado ya se ha descrito. Por otro lado, en el caso de los ciclos de carbonatación-calcinación el sorbente (oxido de calcio principalmente, aunque podrían ser también óxidos de sodio y potasio o sorbentes basados en litio) se pone en contacto con los gases de combustión a alta temperatura de manera que tenga lugar la reacción CO_2-sólido. El sólido formado se

separa fácilmente de la corriente de gases y el sorbente se regenera en un reactor diferente para ser usado en un proceso cíclico (Figura 22).

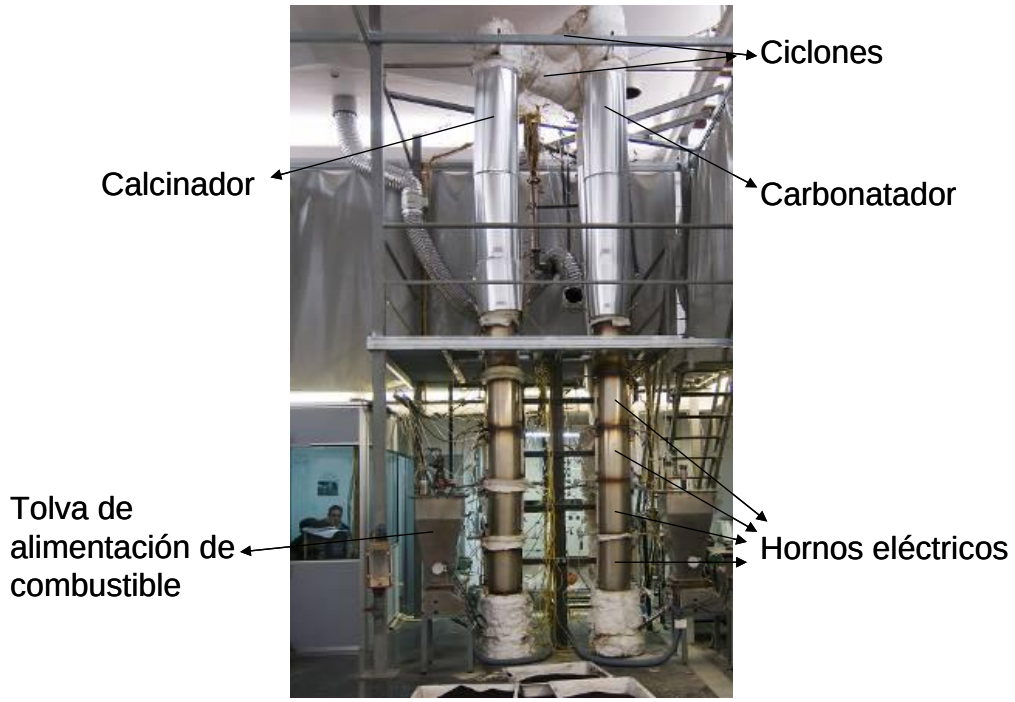


Figura 22. Planta piloto experimental de 30kW instalada en el INCAR-CSIC, Oviedo

La captura de CO_2 mediante ciclos de carbonatación calcinación se puede llevar a cabo en diferentes configuraciones del proceso cuyas principales ventajas es que el proceso se lleva a cabo a elevada temperatura, el precursor del sorbente (caliza) es barato y abundante, la cinética de la reacción a la temperatura de operación es rápida y puede conseguirse la reducción del azufre de los gases de combustión mediante su reacción con SO_2. El punto débil del proceso es la rapidez con que decae la actividad del sorbente que requiere una purga elevada (Abanades et al., 2004). Sin embargo, esto no sería una desventaja en las proximidades de una cementera. De hecho este proceso se considera ideal en asociación con la industria cementera ya que permitiría no solo aprovechar el oxido de calcio agotado como subproducto sino también integrar las emisiones de la cementera en el proceso (Rodriguez et al., 2008). Una planta de 1 MW de está en construcción en la central de La Pereda (Asturias) y otra en Darmstadt (Alemania) como parte del escalado de esta tecnología.

Captura de CO_2 en otros sectores industriales

Aunque los primeros objetivos de reducción de emisiones de CO_2 se han centrado en la captura de CO_2 en el sector eléctrico, otras procesos industriales contribuyen de forma significativa a las emisiones de CO_2 (Figura 23), cantidad que se cifró en 6,7 Gt de emisiones directas en el año 2005, a las que habría que añadir las que se derivan de sus exigencias energéticas, alcanzando un 37% de las emisiones globales (IEA, 2008). Si la Unión Europea pretende conseguir su objetivo de reducción de emisiones en un 80% con respecto a las de 1990 para el año 2050, será necesario que no solo el sector eléctrico, sino también otros sectores industriales implementen medidas de mitigación. Como se observó en la Figura 19, la burbuja correspondiente a la reducción de emisiones esperable del ahorro de energía en la industria es bastante pequeña, ya que los procesos industriales tienden a estar optimizados en su rendimiento, con lo cual será necesaria la incorporación de procesos de captura de CO_2 para permitir una reducción significativa de las emisiones de CO_2.

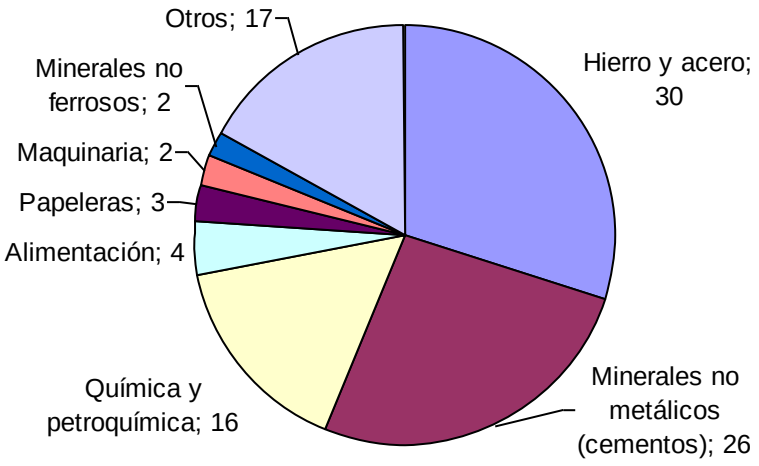


Figura 23. Emisiones de CO2 directas de la industria por sector en el año 2005 (IEA, 2008)

El CO_2 podría capturarse en cierto número de procesos industriales a menor coste que en el sector de generación eléctrica, sin embargo fuentes industriales de elevada concentración de CO_2 representan una parte pequeña en el reparto de las emisiones totales (3 o 4 % del total). Algunas de ellas como la producción de óxido de etileno,

amoniaco y la reducción directa de hierro podrían representar buenas oportunidades para proyectos de demostración de tecnologías CAC.

Varias industrias como los altos hornos y las cementeras emiten CO_2 más concentrado que las centrales térmicas, aunque las unidades de producción suelen ser más pequeñas. La captura de CO_2 en estos procesos requeriría la implementación de procesos de absorción caros y con elevada penalización energética o re-diseño del proceso para eliminar el CO_2 en procesos pre-combustión o el empleo de oxígeno en lugar de aire en el proceso.

En el sector del hierro y el acero opciones de reducción de emisiones podrían pasar por oxicombustión en la inyección directa de carbón en las toberas, aprovechamiento del calor para procesos de absorción química o sustitución de coque y carbón por hidrógeno o electricidad. Este tipo de medidas no eliminarían totalmente las emisiones del proceso pero podrían reducirlas en un 75%. El coste de la captura de CO_2 en los altos hornos se ha estimado en 20-25 €/t aunque variaciones en la productividad pueden tener un gran impacto en la economía del proceso (Borlée, 2007). Hay iniciativas en marcha en los países con importante producción de acero entre los que cabe citar el proyecto Ultra low CO_2-steelmaking (ULCOS) de la Unión Europea.

En la industria del cemento aproximadamente dos tercios de las emisiones de CO_2 proceden de la descomposición de la caliza y el tercio restante de la combustión. La absorción química al final del proceso podría tener un coste de 50-70 $/t de clinker (IEA, 2008). Procesos atractivos que reducirían significativamente los costes incluyen oxicombustión y captura en ciclos de carbonatación-calcinación que aún precisan de desarrollos e integración.

La producción de combustibles podría cambiar de forma importante en los próximos años, cada vez se parte de petróleos más pesados incluyendo arenas asfálticas y la escasez de petróleo podría llevar a la implementación generalizada de plantas de producción de combustibles sintéticos a partir del carbón. De ser así, estas tecnologías deberían ir acompañadas de sistemas de captura de CO_2. Las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía indican que la producción de combustibles líquidos a partir de gas se multiplicará por 25 entre el año 2004 y el 2030 y que la producción de combustibles sintéticos a partir del carbón permanecerá como un nicho de actividad hasta el año 2030 (IEA, 2008). El tamaño de ese nicho dependerá de los

precios de los combustibles en el mercado y de las mejoras de los procesos de producción. En este tipo de procesos serían aplicables los sistemas de captura pre- y post- combustión que se están desarrollando en la actualidad.

El panorama descrito deja claro que estamos inmersos en una etapa de enormes retos científicos y tecnológicos con inversiones muy importantes en ideas y nuevos desarrollos que representan oportunidades excelentes para la invención de materiales y procesos. Es una etapa enormemente atractiva que ha abierto de nuevo las posibilidades de generar energía de muy diversas formas con el objetivo último de hacerlo de forma que sea compatible con el desarrollo del planeta.

4. Transporte de CO_2

4.1. El gas natural como referencia

El gas natural se trata de una mezcla de hidrocarburos en diferente proporción en la que predomina el metano (CH_4) con más de un 80%, además de otros componentes como etano, propano, butano, compuestos de azufre, oxígeno y dióxido de carbono principalmente.

Tal y como se aprecia en la tabla adjunta, dependiendo de la procedencia del gas, obtendremos un tipo u otro de composición y consecuentemente una especificación de calidad diferente.

ORIGEN	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_{+5}	N_2	CO_2	O_2	SH_2	PCS MJ/m^3
Lacq (Francia)	69,3	3,1	1,1	0,6	0,7	0,4	9,6	-	15,2	33,05
Mar del Norte	94,7	3	0,5	0,2	0,2	1,3	0,1	-	-	38,49
Groninga (Holanda)	81,8	2,8	0,4	0,1	0,1	14	0,8	-	-	35,14
Hassi R'Meil (Argelia)	83,5	7	2	0,8	0,4	6,1	0,2	-	-	45,14
Zelten (Libia)	66,2	19,8	10,6	2,3	0,2	0,9	-	-	-	46,86
Alberta (Canadá)	90		8		-	-	0,5	0,2	1	-
Venezuela	88,5		2,9		-	4,6	3,8	0,2	0,3	39,1
Irán	73	21,5	-	-	-	-	-	-	5,5	-
URSS	89/98		2,5		1	-	-	7,5	-	39,8
USA	80,9	6,8	2,7	1,5	0,5	7,9	0,1		-	42,67
Nigeria	92,2	4,6	2,3	0,35	0,05	-	-			43,49

El gas introducido en el sistema gasista español habrá de cumplir con la especificación de calidad que figura en las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista vigentes, y que se detalla a continuación.

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m^3	13,368	16,016
PCS	kWh/m^3	10,23	13,23
d	m^3/m^3	0,555	0,700
S Total	mg^3/m^3	-	50
H_2S + COS (como S)	mg^3/m^3	-	15
RSH (como S)	mg^3/m^3	-	17
O_2	mol %	-	[0.01]
CO_2	mol %	-	2,5
H_2O (Punto rocío)	ºC at 70 bar (a)	-	+2
HC (Punto rocío)	ºC at 1-70 bar (a)	-	+5

Haciendo un poco historia tendremos que decir que el desarrollo del consumo de gas es un fenómeno relativamente reciente, siendo su principal “escollo” la forma en la que se presenta en la naturaleza (estado gaseoso).

Data del 1870 la primera conducción de transporte de gas natural por tubería, estando compuesta por troncos de madera perforados de diámetro aproximado de 200 mm. 15 años más tarde se construye la primera conducción de gas de larga distancia, 140 km, basada en tuberías de fundición de acero. Es a principios del 1900 cuando en los Estados Unidos de América se desarrolla el primer gasoducto en alta presión, con una longitud de 160 km y 8 pulgadas de diámetro, con objeto de abastecer a la ciudad de Chicago.

Actualmente se estima en más de 1,2 millones de kilómetros la longitud de los grandes gasoductos que se encuentran en servicio en el mundo. Los Estados Unidos de América ocupan el primer lugar en infraestructuras de transporte de gas (60%), seguido de los países del este de Europa, incluida Rusia, (15%) y quedando en tercer lugar los países de la llamada Europa Occidental (10%). El rango diámetros a nivel mundial oscila entre las 56 y las 6 pulgadas.

Si se hace un poco de retrospectiva general de cómo han ido evolucionando el diseño de los gasoductos de transporte a nivel mundial, se constata que el desarrollo de estas infraestructuras se ha caracterizado por una tendencia constante a efectuar canalizaciones cada vez más largas, con diámetros cada vez mayores y con presiones de servicio cada vez más altas, todo ello condicionado por factores de contorno como son los medioambientales y demográficos, entre otros.

Esta relación ha incidido en un aumento considerable de la capacidad de transporte de las infraestructuras lo cual conlleva irreversiblemente a inversiones cada vez mayores,

para lo cual se han aprovechado los avances tecnológicos disponibles en el mercado tanto en los sistemas de fabricación y caracterización mecánica de los materiales como en los sistemas de control y de información, que permiten, en conjunto, una operación más optimizada y respetuosa con el medioambiente.

En breve resumen y como colofón a este capítulo introductorio en tabla adjunta reflejamos el conjunto de especialidades técnicas que van a ayudar a la definición de un proyecto de gasoducto, desde su fase más conceptual hasta su puesta en servicio y posterior explotación.

TERRENO Y TRAZADO	CONDUCCIÓN	INSTALACIONES AUXILIARES
Topografía	Calidad del acero	Estaciones de Protección Catódica (EPC)
Geología y geotecnia	Diámetro	Estaciones de Regulación y Medida (ERM)
Hidrología	Revestimiento	Estaciones de compresión
Impacto ambiental	Profundidad de enterramiento	Trampas de rascadores
Métodos constructivos	Protección catódica	Válvulas de derivación e interceptación
Ordenación del territorio	Protecciones, cruces y zonas especiales	Telemedida y telemando
Expropiaciones		Acometidas eléctricas

4.2. Aspectos generales a tener en cuenta en el diseño de infraestructuras de transporte de gas natural

El proyecto de una infraestructura para el transporte de gas natural parte de un diseño básico y de concepción general, que teniendo como datos de partida los puntos de origen y final de suministro y los caudales a transportar define el diámetro para la conducción, su trazado preliminar y el número de estaciones de válvulas para el seccionamiento y corte.

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior la óptica del diseño de este tipo de obras lineales será resolver las hipótesis asociadas al transporte de un caudal de gas natural de un modo lo más eficiente tanto técnica como económicamente.

Con carácter general los gasoductos de transporte son tuberías que operan en alta presión **B** (> 16 bar), con presiones de diseño comprendidas entre los 72 y 80 bar. La temperatura media del gas es de unos 12 ºC y la velocidad no supera normalmente los 22 m/s.

Como hemos recogido en la tabla de disciplinas, además de la propia tubería por la que se transporta el gas y las posiciones de válvulas que permiten su interceptación y facilitan su operación, existen otras instalaciones complementarias que ayudan a su gestión, como son:

- Estaciones de Regulación y/o Medida (ERM/EM): instalaciones asociadas a los gasoductos que permiten medir en volumen, caudal y energía el gas que circula por el gasoducto, además de regular su presión, de un modo seguro, para permitir salidas en derivación del gasoducto principal hacia las redes de distribución comerciales, que operan a presiones inferiores o iguales a 16 bar.
- Estaciones de Compresión (EECC): son instalaciones que permiten aumentar la presión en el gasoducto, como consecuencia de la pérdida de carga que sufre el fluido cuando discurre por las tuberías, válvulas y accesorios.
- Estaciones de protección catódica (EPC): son instalaciones que mantienen el potencial eléctrico del acero de la tubería por encima de un umbral determinado, evitando así problemas asociados a la corrosión.
- Sistema de comunicaciones y control (I&C): Sistemas auxiliares que permiten garantizar la transmisión de señales y la comunicación entre las diferentes instalaciones del gasoducto, así como la gestión y la operación en remoto de las instalaciones (Sistemas SCADA).

Entrando un poco más en el detalle de las diferentes disciplinas, tenemos que decir que el principal condicionante para la selección del **trazado** óptimo de un gasoducto es la orografía existente entre los puntos origen y final, que evidentemente obliga en muchos casos, por condicionantes medioambientales, índice de ocupación del terreno o por otras infraestructuras o edificaciones, el desestimar la alternativa de distancias más cortas, teniendo por tanto que estudiar otras que hagan viable el trazado. A igualdad de otros condicionantes, podemos decir que el trazado del gasoducto será el más corto posible entre los puntos origen y final aprovechando las líneas de máxima pendiente del terreno.

Actualmente con los avances tecnológicos disponibles en el mercado, como son los vuelos fotogramétricos, imágenes radar y sistemas de restitución en soporte digital, etc., permiten ajustar en gabinete y con gran precisión, los corredores más idóneos por

los que habrá que hacer discurrir la tubería, aunque indefectiblemente el replanteo in-situ sigue siendo obligado, sobre todo en las zonas de mayor dificultad constructiva.

Como ya hemos comentado los gasoductos son obras lineales consistentes en tuberías enterradas a una profundidad determinada. Para ello se utilizan zanjas que en función del diámetro de la conducción requieren más o menos profundidad y anchura, garantizando una seguridad suficiente, acorde a los reglamentos en vigor. En el caso español, es el Reglamento de Redes y Acometidas de Gases Combustibles, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, así como las normas UNE-60.305-83 aplicable a canalizaciones de acero para combustibles gaseosos y donde se definen las "Zonas de Seguridad y Coeficientes de Cálculo según el Emplazamiento" y la UNE-60.302-74 aplicable a canalizaciones para combustibles gaseosos y donde se definen las "Categorías de Emplazamiento", las que son de obligado cumplimiento.

Una vez definido el trazado más óptimo es necesario definir, en base a los caudales previstos y las posibles derivaciones o salidas del gasoducto a redes de distribución, el **diámetro** más óptimo desde un punto de vista **hidráulico** así como, partiendo de la base del material del que se fabricará la tubería, el **espesor de la pared** del tubo que sea capaz de resistir la presión interna, a la que se transporte el gas.

Los algoritmos matemáticos más comúnmente utilizados para los cálculos anteriormente mencionados son:

Ley general de la pérdida de carga para gases, adaptada:

$$P1^2 - P2^2 = 51{,}5 \times d_s \times L \times Q^{1{,}82} \times D^{-4{,}82}$$

P1 y P2 = Presiones inicial y final del tramo (bara)

L = Longitud de la conducción (m)

D = Diámetro interior (mm)

d_s = densidad del gas (≈0,60)

Cálculo del espesor de diseño de la tubería (UNE 60.309), formula de Barlow:

$$e = P \times d \times (20 \times \sigma_e \times F \times C)^{-1}$$

e = Espesor teórico del tubo (mm)

P = presión de diseño (bar)

d = diámetro exterior teórico del tubo (mm)

σ_e = Límite elástico mínimo del acero N/mm^2

F = Coeficiente de cálculo (Cat. Emplazamiento s/ UNE 60.305)

C = Factor de eficiencia soldadura (con valor 1, para gasoductos)

Una vez calculado el espesor del tubo se debe comprobar frente a cargas externas, como pueden ser: peso propio, cargas del terreno, sobrecargas de tráfico, sub-presiones del terreno, sísmicas, térmicas, apoyos discontinuos.

Con todo ello se recalculará el espesor, quedando optimizado con el siguiente espesor comercial disponible en el mercado.

Respecto a la calidad de los materiales habituales con los que se suelen fabricar las tuberías y accesorios para el transporte de gas a alta presión podemos decir que con carácter general, son de **acero al carbono** y presentan los siguientes requerimientos:

- Alto límite elástico
- Adecuada tenacidad a la fractura.
- Buena soldabilidad.

En este sentido los aceros normalmente se especifican en base a normas internacionales armonizadas y nacionales, entre las que destacamos las mencionadas Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-MIG 5.1 y 5.2 del Reglamento de Redes y Acometidas de Gases Combustibles Gaseosos, y los códigos y normas UNE, ASME, DIN y API.

A título de ejemplo podemos decir que una gran parte de los gasoductos construidos en España se basan en la norma API 5L, con grados de material entre X-60 (Límite Elástico de 60.000 psi) y X-70 (LE de 70.000 psi), además de otros aceros de menor grado como el B (35.600 psi).

Los procesos de fabricación de tubería más habituales son:

- DSAW/SAW: Tubería por arco sumergido doble o sencillo.
- HFI: Tubería por alta frecuencia inductiva.
- ERW: Tubería por resistencia eléctrica.

- Seam-Less: Tubería sin soldadura

Por último diremos que para preservar la integridad de las tuberías, y por tanto su durabilidad en el tiempo, además de las estaciones de protección catódica para inyección de corriente impresa en la tubería, éstas se revisten interna y externamente con revestimientos especiales de tipo plástico, que evitan el contacto directo del acero con el terreno. Además, para las zonas de orografía complicada, se protegen con mantas antirroca y apoyos especiales que permiten evitar daños al revestimiento externo de la tubería.

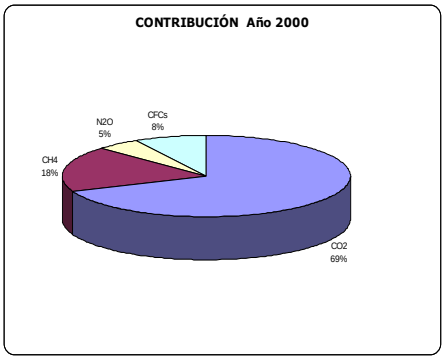
4.3. Principales diferencias entre el CO_2 y el gas natural

El dióxido de carbono o anhídrido carbónico (CO_2) es en condiciones normales (1 atm y 273,15 K) un gas cuyas moléculas están constituidas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Es un gas incoloro e inodoro y que presenta una gran miscibilidad en el agua. Su densidad y viscosidad es variable, en función de las condiciones de presión y temperatura a la que lo mantengamos. Sus aplicaciones a nivel industrial (alimentación, medicina, fluido de proceso criogénico, seguridad y extinción, etc.) son conocidas y extendidas en uso desde hace muchos años.

Adicionalmente el CO_2, se encuentra presente en la naturaleza, en el aire que respiramos en una proporción en el entorno al 0,035%, como un gas secundario. El principal problema que se presenta actualmente es que cuando las proporciones de los compuestos que constituyen el aire se rompen, se generan efectos en la atmósfera que impiden el desarrollo normal de la vida en la tierra. Dentro de esas causas se encuentra el “Efecto Invernadero”, generado por aquellos gases que se quedan en la troposfera y que retienen, a modo de espejo reflectante, parte de la radiación solar que recibe la tierra, provocando el calentamiento global excesivo de ésta, con los efectos colaterales que en la vida de las personas conlleva.

En la tabla adjunta se detalla la contribución que tienen de los diferentes Gases de Efecto Invernadero (GEI) a dicho efecto y su distribución por cantidades.

	C(ppm)	Vida (años)	Eficacia Relativa
CO_2	380	500	1
CH_4	1,78	12	21
N_2O	0,31	170	310
SF_6	ppt	3.200	22.000
CFC	ppt	65 - 400	>4.000
O_3 trop	0,06	Horas	2.000



Como se puede ver el compuesto que más influye en el calentamiento global es la excesiva presencia de CO_2 en la atmósfera, como consecuencia de los procesos asociados a la actividad humana en la tierra, es el llamado "CO_2 ANTROPOGÉNICO" ($CO2_{an}$).

La composición del CO_{2an} condicionará tanto su comportamiento hidráulico como termodinámico, y en consecuencia el modo en el que previsiblemente se pueda transportar. A título de ejemplo incorporamos una tabla de una posible composición de $CO2_{an,}$ extraída del proyecto europeo DYNAMIS, como referencia.

Compuesto	Concentración
H2O	500 ppm
H2S	200 ppm
CO	2000 ppm
O2	< 4 vol%, EOR: 100-1000 ppm
CH4	< 4 vol%, EOR<2 vol%
N2	< 4 vol%
Ar	< 4 vol%
H2	< 4 vol%
SOx	100 ppm
NOx	100 ppm
CO2	>95.5 %

Sobre esta base, es evidente que la principal diferencia que existe entre el Gas Natural y el $CO_{2\text{-an}}$ es su composición y procedencia, ya que uno es un **recurso valorizable**, y el segundo un **residuo** que es necesario gestionar para preservar el medioambiente.

Adicionalmente, el comportamiento termodinámico e hidráulico de ambos fluidos no es semejante, existiendo grandes diferencias en los diagramas de fases de ambos, y consecuentemente, diferentes regiones preferentes para su transporte a larga distancia y en grandes volúmenes.

Con estas premisas y dependiendo de a qué presiones y temperaturas nos encontremos, en cada caso tendremos un fluido en una estado o fase diferente.

A modo resumen incorporamos un cuadro de propiedades comparativo de ambas sustancias, así como los diagramas de fases del gas natural y del CO_2 de origen natural.

A esta información hay que añadir que la presencia de impurezas que acompañan al dióxido de carbono en el $CO_{2\text{-an}}$ hacen que su viscosidad, densidad y puntos crítico y triple varíen con respecto al CO_2 puro, lo cual influirá en los posteriores parámetros de diseño de las tuberías de transporte y sus instalaciones asociadas.

	CO2	**Gas Natural**
ESTADO FISICO A 20ºC y 100 bar:	Liquido (Supercrítico)	Gas
ESTADO FISICO A -165ºC 1,013 bar:	Solido	Liquido
MASA MOLECULAR (g/mol)	44	16
TEMP. PUNTO TRIPLE (ºC)	-56,6 (ebullición) **(*)**	-182,5 (fusión) **(*)**
PRESION PUNTO TRIPLE (bar)	5,18	0,117
TEMP. CRÍTICA (ºC)	32,2	≈ -85
PRESIÓN CRÍTICA (bar)	73,84	≈ 60
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)	1,52	0,55
COEFICIENTE JOULE THOMPSON (20ºC y 100 bar)	0,07 (estado líquido SC)	≈ 0,5 (estado gas)
INFLAMABILIDAD (%VOL. EN AIRE)	No inflamable	Inflamable (LIE-LSI entre 5-y15%)
SOLUBILIDAD (mg/l)	2000	0,054
COLOR	Incoloro	Incoloro
OLOR	Inodoro	Inodoro

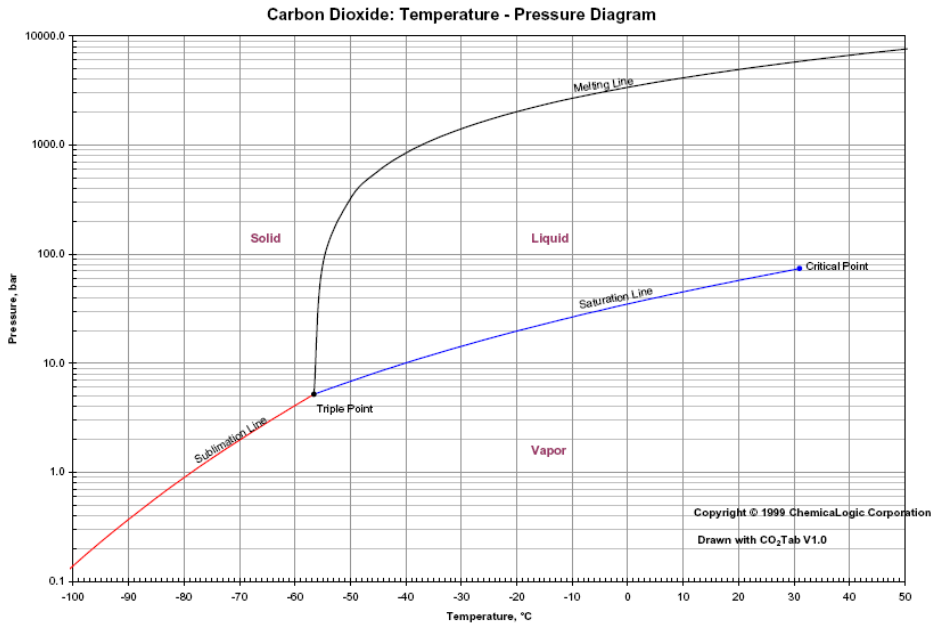


Figura 24. Diagrama de fases del CO2. Este diagrama deberá actualizarse para el CO2 capturado, considerando las variaciones por presencia de impurezas en la corriente.

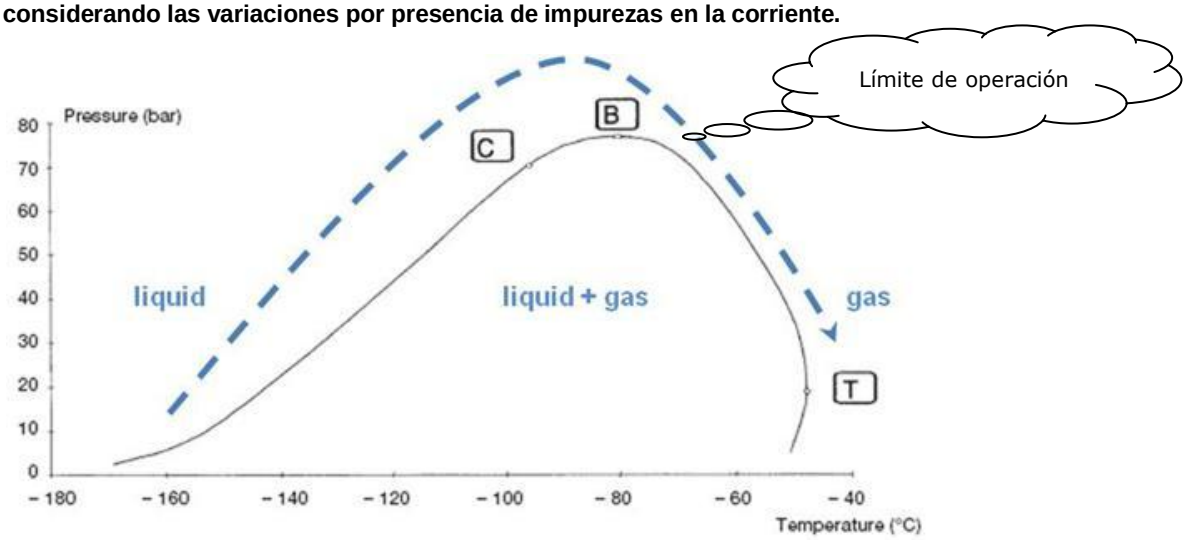


Figura 25. Digrama de fases del gas natural

4.4. Aspectos básicos a tener en cuenta en el futuro diseño de infraestructuras de transporte de CO_2

Tal y como hemos visto en el capítulo anterior, las características físico-químicas del CO_2 de origen antropogénico nada tienen que ver con las del gas natural, en consecuencia aunque tomemos de base toda la experiencia acumulada para el diseño

y ejecución de las infraestructuras de transporte en alta presión de gas natural, es necesario tener en cuenta las propias particularidades del CO_2, con objeto de adaptar el diseño de las mismas a su singularidad.

Un aspecto importante a tener en cuenta es la peligrosidad del CO_2, dado que dependiendo de la concentración y su difusividad en el aire se encuentra categorizado como sustancia tipo "C" de acuerdo al standard ISO 13.623. Es por tanto un fluido muy tóxico a temperatura ambiente, en proporciones superiores al 5%. Esta particularidad es determinante a la hora de definir los futuros trazados de las tuberías de transporte.

Otro aspecto a tener en cuenta es que, para favorecer el transporte y aprovechar la hidraulicidad óptima del fluido, es importante evitar la posible formación de fluidos bifase, para lo cual las condiciones de presión y temperatura más optimas para el CO_{2an} serán aquellas que se encuentren próximas al denominado estado **"supercrítico"**, que como hemos visto implican temperaturas **superiores** a los 32,3 ºC y presiones por encima de 74 bar. En esta condición, no son previsibles cambios de fase en el fluido, facilitando su operación.

En esa condición de "supercrítico", el CO_2 presenta la difusividad de un gas y la densidad de un líquido, lo cual lo hace óptimo para el transporte a larga distancia, el principal problema que se presenta es mantener el estado supercrítico durante todo el proceso de transporte, lo cual en carecería mucho este tipo de instalaciones, por el tipo de aislamiento requerido para las conducciones. (Ver diagrama de fases CO_2).

Teniendo en cuenta el coeficiente de intercambio térmico terreno – tubería, es previsible que la temperatura a la cual tengamos el $CO2_{an}$ durante la mayor parte del proceso de transporte, sea en una temperatura alrededor de los 12 ºC, que es la temperatura del terreno, lo cual lleva a la necesidad de garantizar que la presión de transporte este alrededor de los 100 bar, dependido de la longitud de la tubería. En esa condición, el fluido se encuentra en una fase conocida como "**densa**", que sin llegar a estar en condiciones supercríticas, se aproxima mucho a ese estado.

Otros factores a tener en cuenta en el diseño de las futuras redes de transporte de $CO2_{an,}$ será la mayor o menor presencia de impurezas acompañando al CO_2, que condicionaran su comportamiento termodinámico e hidráulico. Sobre todo el control de la posible presencia de H_2O es fundamental, ya que además de incrementar la

posibilidad de formación de hidratos, complicando el transporte del fluido, puede ser un agente determinante en la durabilidad de las tuberías de acero, por problemas de corrosión y posible formación de ácidos carbónicos que ataquen a los revestimientos de protección de las tuberías.

Adicionalmente hay otros problemas que a fecha de hoy se encuentran en una fase incipiente de desarrollo o incluso en fases muy preliminares de ensayo e investigación como son:

- Caracterización mecánica de los aceros aptos para el transporte de $CO2_{an,}$ sobre todo en lo relativo a la tenacidad ante la fractura.
- Velocidad de descompresión de tuberías de transporte de $CO2_{an}$ y su interacción en las propiedades mecánicas de los aceros comerciales.
- Simuladores hidráulicos, estáticos y dinámicos, adecuados para mezclas de $CO2_{an}$ variables en composición. Sistemas comerciales de control de fugas.
- Otros posibles efectos adversos que puedan generar las impurezas sobre el acero, como son: el HCC (Hydrogen Corrosion Cracking) y SSC (Stress Corrosión Cracking), asociados a la presencia de hidrógeno y azufre en la corriente de CO_2.
- Posibles efectos hidráulicos no estudiados en este fluido como son los golpes de ariete y efecto de la altitud en el fluido.
- Uso y efecto del $CO2_{an}$ en plásticos y elastómeros para juntas, uniones, etc.

En líneas generales, y como ya hemos comentado, las mejores prácticas y lecciones aprendidas asociadas al diseño de las infraestructuras de transporte de gas natural son las mejores herramientas disponibles, en la actualidad, para afrontar el futuro diseño de las infraestructuras de transporte de $CO2_{an,}$ si bien conviene recordar que existe un largo camino por recorrer, para disponer en un futuro próximo, de una red de transporte homóloga a la que actualmente se tiene para el gas natural.

4.5. Ejemplos de transporte de CO_2

El proceso de transporte de CO_2 supercrítico a través de tuberías, denominadas “ceoductos”, cuenta con varios ejemplos a escala mundial que demuestran que el proceso es viable técnicamente. Estos sistemas existentes se han desarrollado para

ejecutar procesos de EOR. En la Figura 26 se recogen algunos de estos sistemas, ordenados según el flujo diario de CO_2 que transportan.

Pipeline	Location	Operator	CO_2 flow (Av. 000 t / d)	Length (km)	Year finished	Origin of CO_2
Cortez	USA	Kinder Morgan	53	808	1984	Mc Elmo Dome *(largest known natural accumulation of pure* CO_2*)*
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	26	660	-	Sheep Mountain *(smallest CO_2 source field serving the Permian Basin)*
Bravo	USA	BP Amoco	20	350	1984	Bravo Dome *(natural CO_2 source with 225 Bn m3 reserves)*
Canyon Reefs Carriers	USA	Kinder Morgan	14	225	1972	Shell Gas plants *(natural gas processing plants)*
Val Verde	USA	Petrosource	7	130	1998	Val Verde Gas plants *(purification operations at 4 natural gas plants**)*
Bati Raman	Turkey	Turkish Petroleum	3	90	1983	Dodan Field *(natural resource of carbonates)*
Weyburn	USA & Canada	North Dakota Gasification Co.	5	328	2000	Gasification plant *(Synfuel Plant, which manufactures synthetic natural gas from lignite)*
Snohvit	Norway	Statoil	2	160	2006	Gas plants *(purification operations)*

Figura 26. Principales sistemas de transporte de CO_2 por tubería a escala mundial

Otro ejemplo es el proyecto Weyburn (Canadá). Con una longitud de 328 Km. de longitud y una capacidad de 5000 Tm CO_2/día, conecta una planta de gas sintético de Dakota del Norte (EEUU) con un emplazamiento de almacenamiento de CO_2 en Saskatchewan (Canadá) es el primer ejemplo de exportación de CO_2.

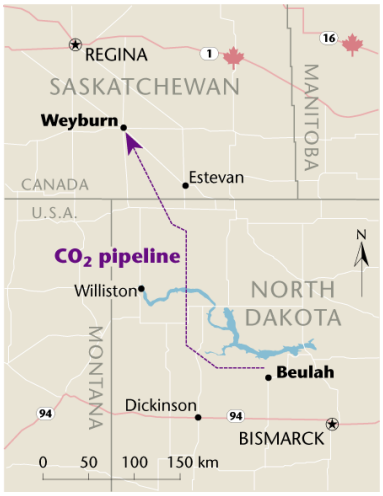


Figura 27. Dibujo en planta del recorrido seguido por la tubería de Weyburn

5. Almacenamiento de CO_2

5.1. Introducción

Son varias las opciones para el almacenamiento geológico de CO_2, entre las que destacan: yacimientos de hidrocarburos agotados o en última fase de producción, formaciones geológicas profundas con un alto contenido de sales disueltas (acuíferos salinos profundos) y capas de carbón económicamente no explotables.

Estas formaciones presentan además un conjunto de mecanismos de confinamiento o trampas que permiten retener de forma efectiva el CO_2, incrementando la seguridad del emplazamiento en el tiempo (ver Figura 28).

Mecanismos de confinamiento del CO_2

Son varios los mecanismos de confinamiento del CO_2 que pueden suceder en las formaciones geológicas mencionadas anteriormente. 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).

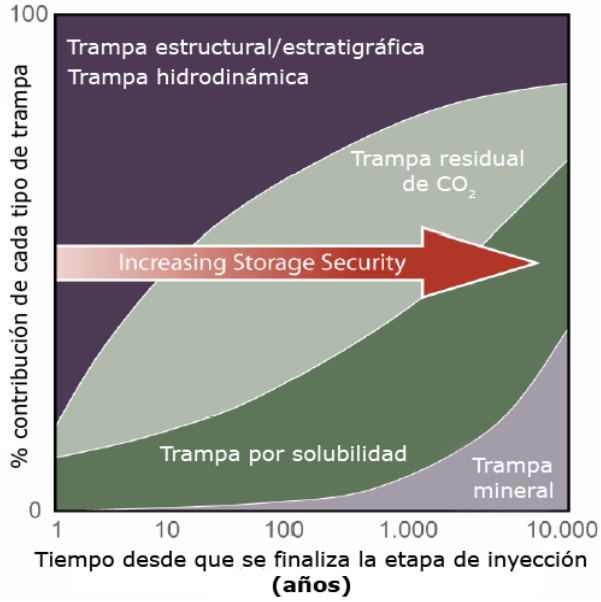


Figura 28. Mecanismos de confinamiento, tanto físicos como químicos, considerados en un almacenamiento geológico de CO_2, frente al grado de actuación en el tiempo. Modificado de IPCC.

Confinamiento estructural o estratigráfico

La disposición de las formaciones harán que la formación sello actúe como primera barrera de retención del CO_2. Las estructuras consideradas 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 deposicional 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.

Mecanismo hidrodinámico

Los fluidos retenidos en una formación porosa y permeable, pueden presentar cierta movilidad. Dicha movilidad se explica porque la formación puede, por ejemplo, no presentar un cierre estanco en alguno de sus flancos. La variación de presión en la formación indicará la velocidad de desplazamiento, estimándose de forma general unas velocidades del orden de milímetros o centímetros al año. El incremento de presión en la formación consecuencia de la inyección del CO_2 incidirá en la movilidad del fluido. Ahora bien, considerando formaciones geológicas a una escala regional (cientos o miles de kilómetros cuadrados) la velocidad del fluido a lo largo de la formación ofrece por sí misma un confinamiento seguro, además de favorecer la actuación de otros tipos de trampa, como la residual o de solubilidad. La movilidad del CO_2 disuelto es controlado por la densidad, viscosidad y difusividad del CO_2 en el medio poroso (formación almacén).

Mecanismo residual

Este mecanismo se basa en la propiedad que presenta un sólido para retener un fluido, debido a las fuerzas de capilaridad, higroscópia y pelicular. La propiedad de humectabilidad de los granos que conforman la formación almacén definirá la efectividad y grado de actuación de esta trampa. Como resultado, una cantidad del fluido inyectado quedará atrapado alrededor de las partículas sólidas: se estima que del orden de 5-30% del total de CO_2 inyectado queda retenido gracias a este mecanismo. La importancia del mismo vendrá influida por la movilidad del fluido.

Confinamiento por solubilidad

El CO_2 es fácilmente disuelto en agua formando un ácido débil. La capacidad de disolución estará regulada por la presión, temperatura y el contenido total de sales disueltas: la solubilidad del CO_2 se incrementa de forma progresiva según se

incremente la presión; sin embargo decrece de forma pronunciada cuando la temperatura y salinidad se incrementa.

Confinamiento mineral

El CO_2 disuelto en agua, puede propiciar reacciones químicas con la formación almacén, como por ejemplo los minerales ricos en calcio, magnesio y hierro, donde se forman carbonatos sólidos. Este tipo mecanismo es el más estable y permanente, aunque la cinética de las reacciones químicas que forman el precipitado son muy lentas.

Análogos Naturales

Los yacimientos naturales de CO_2, en los que dicho gas ha permanecido atrapado durante tiempos geológicos, son excelentes análogos para los almacenamientos artificiales de este gas. Su estudio se contempla una herramienta indispensable para la evaluación de su comportamiento a largo plazo y para la comprensión de los procesos y riesgos asociados al almacenamiento geológico de CO_2.

Los análogos naturales pueden considerarse como un ejemplo para futuros emplazamientos de almacenamiento geológico de CO_2. En ellos puede estudiarse, en su realidad geológica, las vías preferenciales de migración, evaluar tasas de fuga y procedencia de éstas, procesos físicos, químicos y mineralógicos de interacción a largo plazo entre el CO_2 y la roca almacén, efectos sobre aguas subterráneas y ecosistemas, etc.

Estos sistemas tienen un gran interés pues permiten comprender y/o validar:

- El origen del CO_2
- Cómo y porqué se están produciendo los escapes del CO_2,
- La velocidad de escape en la escala de miles de años
- El grado y proceso de interacción con la roca a lo largo de las vías de escape
- Los efectos de las posibles emisiones sobre el ecosistema y sobre la población.

Además, el estudio de estos sistemas permite la adaptación y el desarrollo de metodologías y técnicas de monitorización que se pueden aplicar al almacenamiento geológico.

Formación de los yacimientos naturales de CO_2

La fuente del CO_2 de un yacimiento natural puede ser orgánica o inorgánica. La primera incluye la degradación térmica de la materia orgánica y la reducción biogénica o termoquímica de sulfatos. La segunda incluye el metamorfismo de contacto de carbonatos, reacciones entre arcillas y carbonatos a temperaturas superiores a 100ºC, y el desprendimiento de volátiles durante el enfriamiento de un magma (Villar et al. 2007).

Una vez formado el CO_2, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los espacios porosos de las rocas. El gas asciende a través de pequeñas fisuras o poros microscópicos de las formaciones rocosas situados por encima. Si encuentra una barrera que impida su migración el gas queda atrapado, formando un depósito. Esta barrera es una formación rocosa impermeable denominada roca sello. La roca sello está compuesto por lo general de arcillas, pero también pueden ser rocas impermeables de otra naturaleza, tales como mantos de sal, yeso o incluso rocas volcánicas.

Para que se forme un yacimiento hace falta un sistema geométrico que atrape y concentre al CO_2 evitando su fuga posterior (Figura 29). Este elemento se denomina trampa.

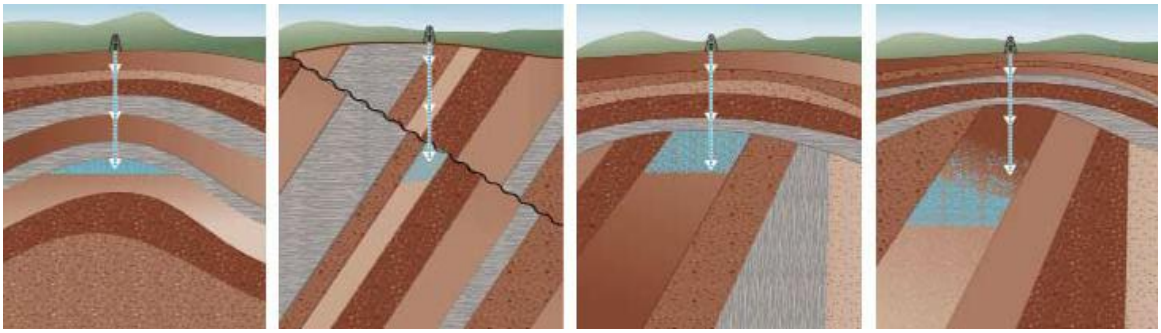


Figura 29. Tipos de entrampamiento físico (Cortesía de CO2CRC): Estructural (anticlinal); Estructural (falla); Estratigráfico (inconformidad); Estratigráfico (cambio de tipo de roca)

Ejemplos en el mundo y en España

Acumulaciones naturales de CO_2, como resultado de diferentes procesos geológicos, existen en diversos entornos geológicos en todos los continentes del mundo (Figura 30).

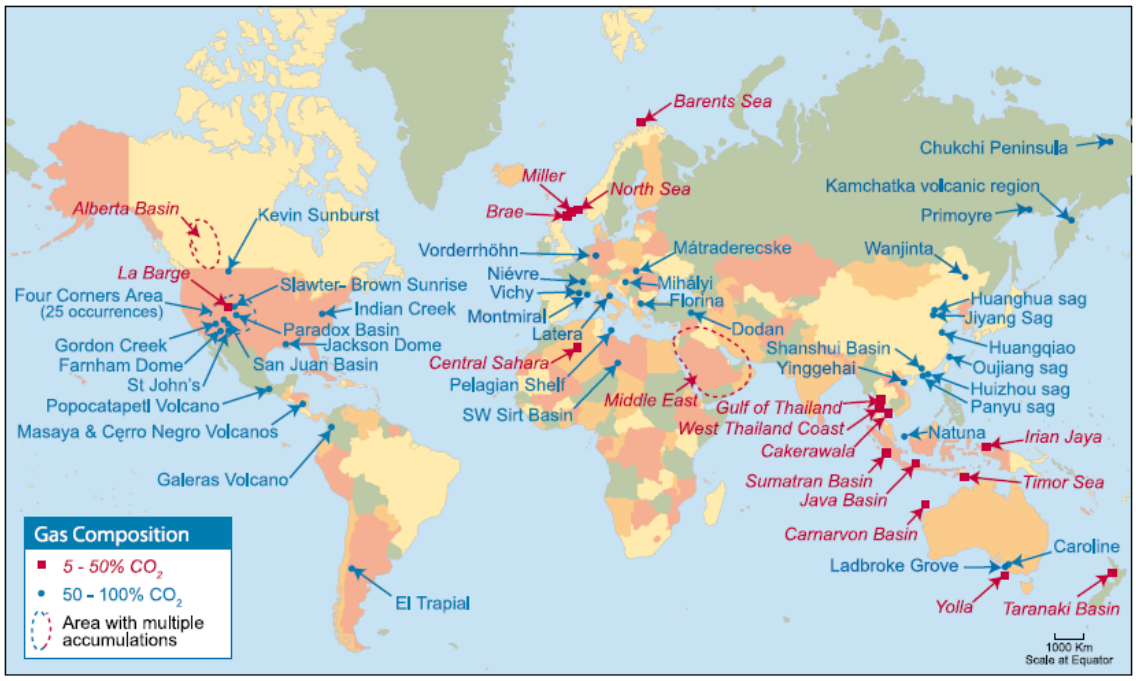


Figura 30. Ejemplos de análogos naturales en el mundo. Fuente: IPCC 2005

Durante los pasados años se completaron numerosos análogos naturales en EEUU, Europa y Australia. Los tres programas lideres fueron: el **NACS** (The Natural Analogues for Geological Sequestration) de EEUU; el **NASCENT** (The Natural Analogues for de Storage of CO_2 in the Geological Environment), de Europa; y el **GEODISC** de Australia (Stevens et al. 2001).

Los campos grandes de CO_2 de EEUU son, por ejemplo los campos McElmo Dome, St Johns-Springerville y Jackson Dome, contienen cerca de 1600 $MtCO_2$ cada uno, con fugas detectables. Su investigación proporcionará ideas sobre el tiempo de migración y almacenamiento del CO_2, los efectos geoquímicos y mineralógicos del CO_2 sobre la roca almacén, y sobre las operaciones, seguridad y costes de la manipulación y distribución del CO_2.

En Europa, el proyecto NASCENT (5º Programa Marco), se estudiaron los yacimientos naturales de CO_2 en diversos países como Italia, Francia, Alemania, Grecia y Hungría.

Actualmente hay en marcha diferentes proyectos europeos en el 7º Programa marco de la Unión Europea que estudian la información que aportan los análogos naturales en el contexto del almacenamiento de CO_2. El proyecto RISCS cuenta con el objetivo

de evaluar los impactos ambientales de emisiones naturales de CO2 y disponer de herramientas de monitorización adecuadas para detectarlos. Para estet finalidad se basa en el estudio de análogos naturales. El proyecto SITECHAR se centra en la caracterización del almacenamiento de CO_2 en Europa y utiliza análogos industriales para esta caracterización.

En España el estudio de análogos naturales ha recibido el apoyo y financiación del Gobierno de España a través de sucesivos Proyectos Singulares Estratégicos. En la Península Ibérica se localizaron fundamentalmente análogos naturales de escape y sólo uno de almacenamiento. Cómo lo resumen Villar et al. (2007):

Entre los sistemas análogos localizados destacaron los existentes en el SE peninsular, fundamentalmente en las provincia de Granada y Murcia; en la región de La Selva-Gavarres, provincia de Gerona; y en Alhama de Aragón-Jaraba, provincia de Zaragoza. Todos estos sistemas tienen aguas con una alta concentración de CO_2 inorgánico, libre o disuelto, presentan simultáneamente fuentes de aguas frías y termales, generalmente tienen asociadas formaciones de travertinos actuales y/o fósiles y están asociados a formaciones impermeables que generan trampas para agua, CO_2 y otros gases.

Los sistemas naturales análogos de almacenamiento y escape de CO_2 del SE peninsular son: i) la cuenca del río Guadalentín, entre las provincias de Almería y Murcia; ii) el área de Alicún de las Torres (Granada); y iii) el borde SO de Sierra Nevada, concretamente en las localidades de Albuñuelas, Lanjarón y Vélez de Benaudalla, también en la provincia de Granada" (Figura 31).

Estos análogos en el SE de España son excelentes candidatos para la investigación que permitirá contribuir a los temas señalados y muy especialmente a los de seguridad y correspondiente caracterización del comportamiento del almacenamiento.

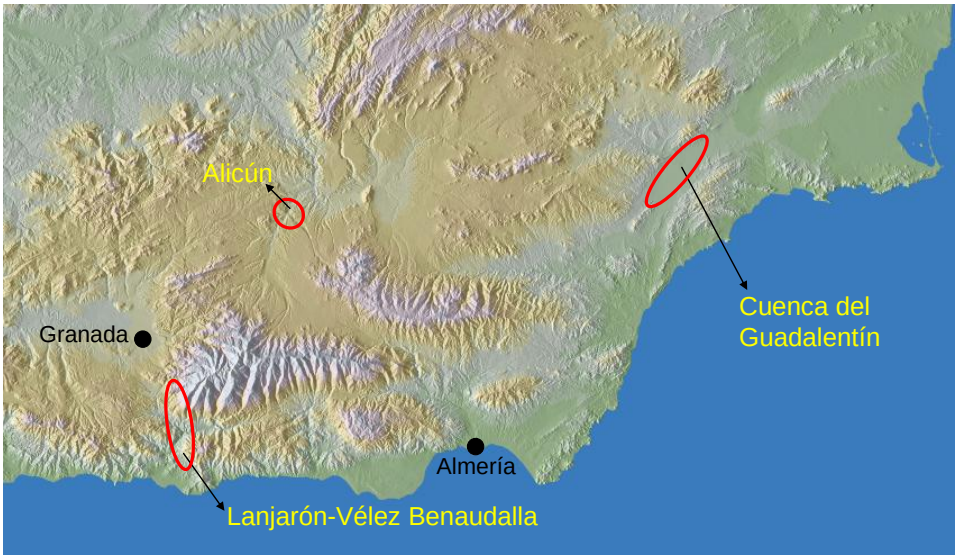


Figura 31. Localización de los sistemas análogos de escape de CO_2 en el SE de España. Fuente: Villar et al. 2007

Investigación en España sobre análogos naturales de CO_2

Actualmente está en vías de estudio un Consorcio Internacional entre la Fundación Ciudad de la Energía, CIEMAT y las Universidades de La Sapienza de Roma y de Florencia, así como con el Instituto de Sismología y Vulcanología de Roma.

Los objetivos de la Fundación son los siguientes:

- Identificar y cartografiar los principales análogos naturales de CO_2 en España.
- Determinar los principales procesos que son claves para la retención y/o escape del CO_2.
- Investigar y modelizar las interacciones agua-gas-roca en los almacenes de CO_2.
- Establecer las bases tecnológicas necesarias para la determinación de la línea base de CO_2 en la región objeto de la planta de desarrollo tecnológico de almacenamiento de CO_2 de la Fundación.
- Formar personal especializado en monitorización de CO_2

En las primeras prospecciones, por parte del CIEMAT, para localizar algún sistema análogo a un almacenamiento geológico de CO_2 en España, sólo ha sido posible localizar sistemas análogos de escape de CO_2.

Las primeras campañas de campo han sido realizadas en las zonas de Selva-Emborda, Zaragoza, Soria, Segovia, Salamanca, Valladolid, Jaén, Alicún y Mazarón (Figura 33), el Campo de Calatrava y en la zona de la futura Planta de Desarrollo Tecnológico en Burgos. Todos estos sistemas tienen aguas con una alta concentración de CO_2 inorgánico (Figura 34), a veces asociados a formaciones de travertinos actuales y/o fósiles y a formaciones impermeables que generan trampas para agua y CO_2.

Figura 32. Secuencia de travertinos en Velez Benaudalla (Granada). Fuente: Villar et al. 2007

La campaña de Italia está enfocada en dos zonas de estudio en la provincia de Florencia que tienen su interés por ser posibles escenarios en un futuro emplazamiento para el almacenamiento de CO_2.

La metodología aplicada en todos estos estudios incluye:

- Registros de flujo de CO_2 mediante el método de la cámara de acumulación
- Medidas de flujo de CH_4
- Mediciones radiométricas
- Tomas de muestras de agua para la medición de pH, Eh, temperatura, conductividad, alcalinidad, elementos mayores, menores y traza
- Integración en GIS de las bases de datos

El estudio y caracterización de los sistemas naturales permitiría:

1. Estudiar y diferenciar mediante análisis hidroquímicos e isotópicos ($^{13}C/^{12}C$; ^{14}C) en gases y aguas, la dinámica y origen del CO_2.
2. Establecer historia de escapes de CO_2 para poder estimar tendencias futuras de escape en un almacenamiento de CO_2

3. Estudiar la localización de los depósitos de travertinos y las fuentes activas en relación con las fallas de la zona
4. Optimizar técnicas y métodos de datación de acuíferos profundos
5. Contribuir a modelar los procesos de interacción agua-gas-roca.

Figura 33 Depósitos de travertinos relacionados con los baños termales de Alicún (Granada). Fuente: Villar et al. 2007

Figura 34. Detalle de los pozos artesianos depositando CaCO3 + CaSO4. Fuente: Villar et al. 2007

5.2. Posibilidades de almacenamiento geológico de CO_2 en España

Un punto en común entre los diferentes itinerarios tecnológicos y visiones estratégicas, en diferentes escalas de análisis (IPCC, ZEP, PTECO2), que evalúan las potencialidades de implantación de las tecnologías CAC como opción de mitigación de

las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, es que uno de los cuellos de botella más relevantes está relacionado con la identificación de almacenes geológicos válidos para el CO_2 capturado, así como la cuantificación del CO_2 que podría ser almacenado en ellos.

En ese sentido, y desde el inicio de las actividades de Statoil en Sleipner (SACS, 1992), se han realizado análisis cada vez más detallados de las posibilidades a escala europea (Joule II, GESTCO, CASTOR) en los diferentes tipos de almacén. A esta escala, el último análisis, que ha homogeneizado los criterios en los países participantes y ha presentado una evaluación más completa de las potencialidades de Europa en cuanto a almacenes geológicos de CO_2, ha sido GeoCapacity, cuyo informe final (Vangkilde – Pedersen et al, 2009) recoge la evaluación de 24 países europeos, tanto en depósitos de hidrocarburos, como acuíferos salinos o capas de carbón, arrojando una capacidad total de 117 Gt: 95,7 Gt en acuífero salino, 20,2 Gt en yacimientos de hidrocarburos y 1,1 Gt en capas de carbón no explotables.

En España, los trabajos de valoración de almacenes no se iniciaron hasta 2005, en que se realizan algunos trabajos de aproximación metodológica entre CIEMAT e IGME, y la participación de este último en GeoCapacity. Tras sucesivas aproximaciones parciales en diversas cuencas sedimentarias españolas (Ruiz et al, 2007; Martínez et al, 2008; Suárez et al, 2008), se presentaron los resultados a escala nacional (Zapatero et al, 2009), proponiendo una capacidad total del subsuelo español de 23,7 Gt.

En los últimos meses, el IGME ha desarrollado trabajos de mayor detalle a escala nacional, modernizando los formatos de información geológica disponible y precisando emplazamientos en los que podría llevarse a cabo un almacenamiento, desglosando algunas de las grandes áreas propuestas en GeoCapacity en varias estructuras susceptibles de funcionar como almacenamientos reales. Como consecuencia de estos trabajos, que en estos momentos se hallan a punto de ser presentados, se precisarán las cifras de capacidad de almacenamiento y se establecerá un ranking según el grado de bondad de cada una de las estructuras para el futuro almacenamiento.

Áreas, cuencas y estructuras con potencial de almacenamiento en España

El caso español presenta algunas particularidades frente a muchos de los países de nuestro entorno, 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.

En cualquier caso, las evaluaciones de GeoCapacity 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 CO_2 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.

En cada una de estas áreas se identificaron, a partir del fragmentario conocimiento geológico existente, las formaciones susceptibles de almacenar CO_2, se delimitaron sus extensiones a más de 800 metros de profundidad y se calcularon los volúmenes de poro y factores de eficiencia en almacenamiento para, según fórmula de Bachu et al, 2007, calcular la masa de CO_2 supercrítico que podrían albergar tales formaciones. Las áreas seleccionadas para acuíferos salinos y capas de carbón se presentan, junto a otra información recopilada en la Figura 35, mientras que el resultado final de la evaluación se contempla en la Figura 36.

Finalmente, los detalles de esta evaluación para cada una de las cuencas, incluyendo los parámetros petrofísicos, hidroquímicos y geométricos empleados en el cálculo, pueden ser consultados en el informe final de GeoCapacity (Zapatero et al, 2009), disponible en el Sistema de Información Documental del IGME.

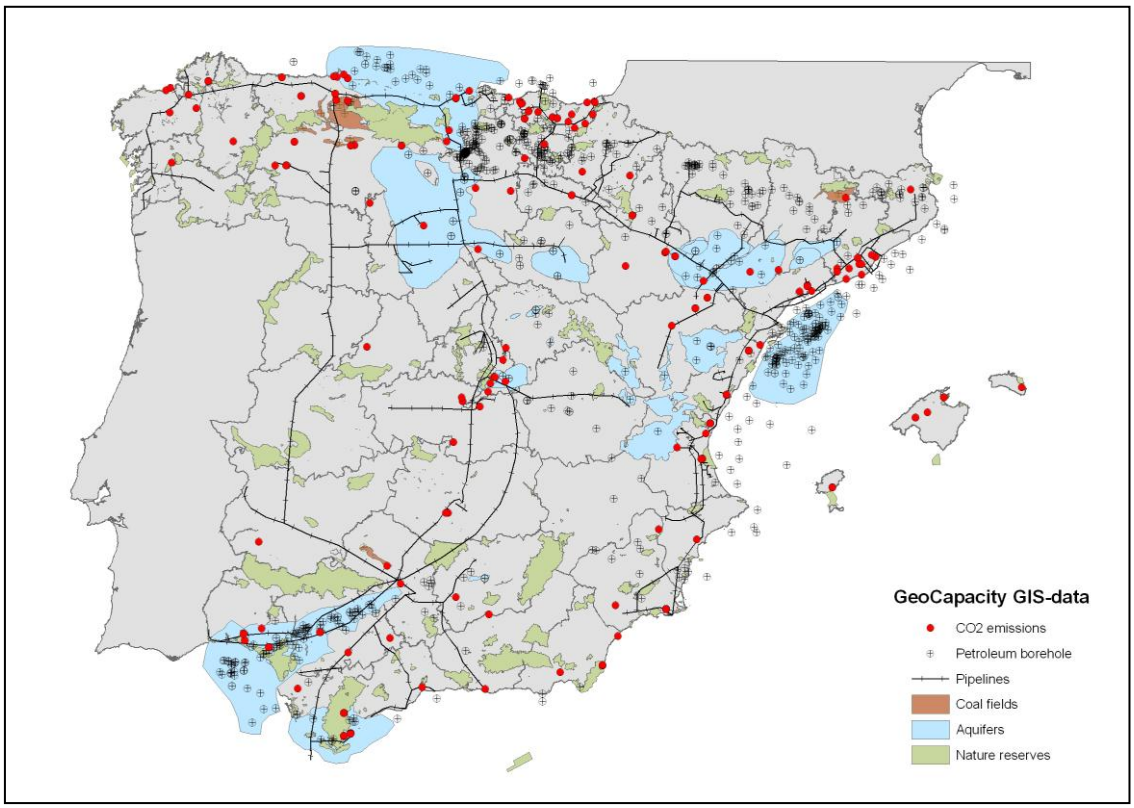


Figura 35: Selección de áreas con formaciones susceptibles de constituir almacenes geológicos de CO_2 (Zapatero et al, 2009)

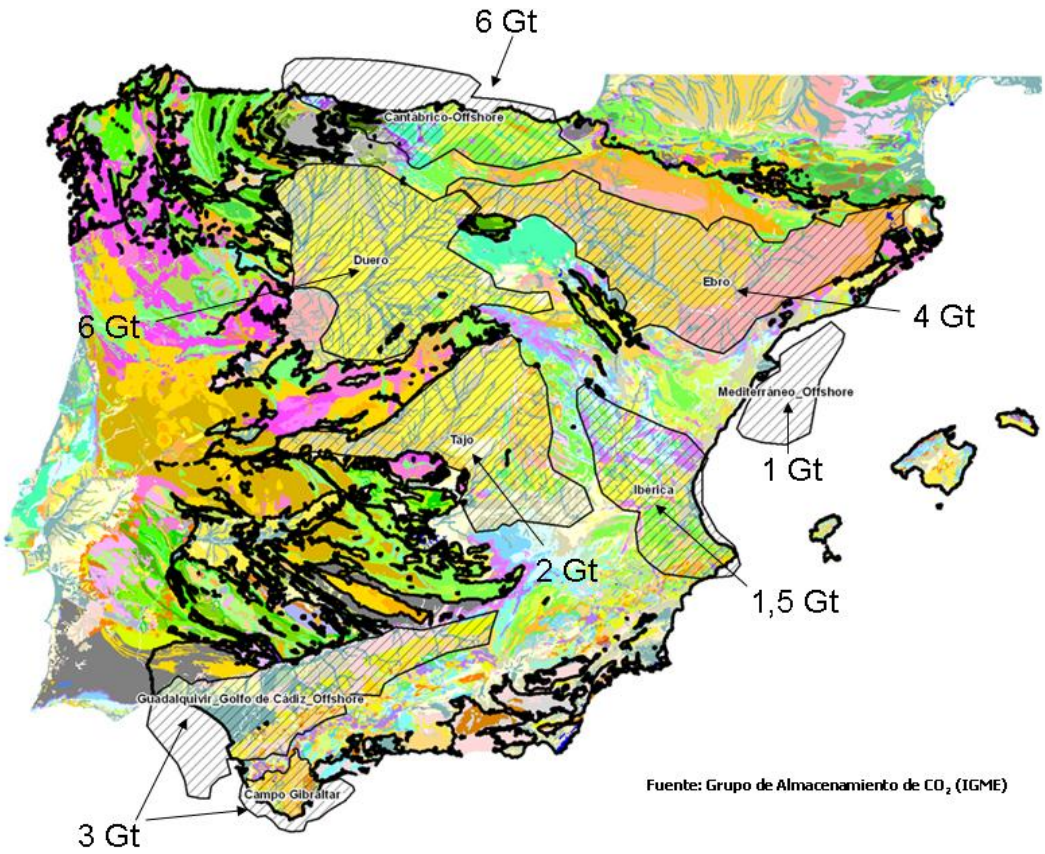


Figura 36: Capacidad de almacenamiento de CO_2 de las cuencas sedimentarias españolas (Zapatero et al, 2009)

5.3. Programa de caracterización

En el almacenamiento geológico de CO_2 se han establecido una serie de etapas, en función de la etapa del proyecto en la que nos encontremos. Así se pueden distinguir:

- Previa a la inyección, en la que se realizará el proceso de selección, obtención de los permisos necesarios para la exploración y construcción, y finalmente caracterización y del área considerada (NETL, 2009)
- Durante la inyección, o etapa productiva del almacén, ya que durante este período de tiempo se realizará la inyección y la monitorización.
- Posterior a la inyección, como la etapa en la que el proceso de inyección ha cesado, y se procede a clausurar y desmontar todas las infraestructuras realizadas para tal fin. En esta etapa cobra mayor importancia el proceso de monitorización, como única tarea activa en el proyecto.

Caracterización y exploración del subsuelo

La exploración y caracterización de una estructura geológica profunda como potencial almacén de CO_2 exige un complejo y completo sistema de caracterización del subsuelo.

Previamente al desarrollo de un programa de caracterización, es necesario definir aquellos parámetros o criterios que servirán para considerar una estructura como idónea para albergar algún tipo de formación y estructura idónea para el almacenamiento de CO_2.

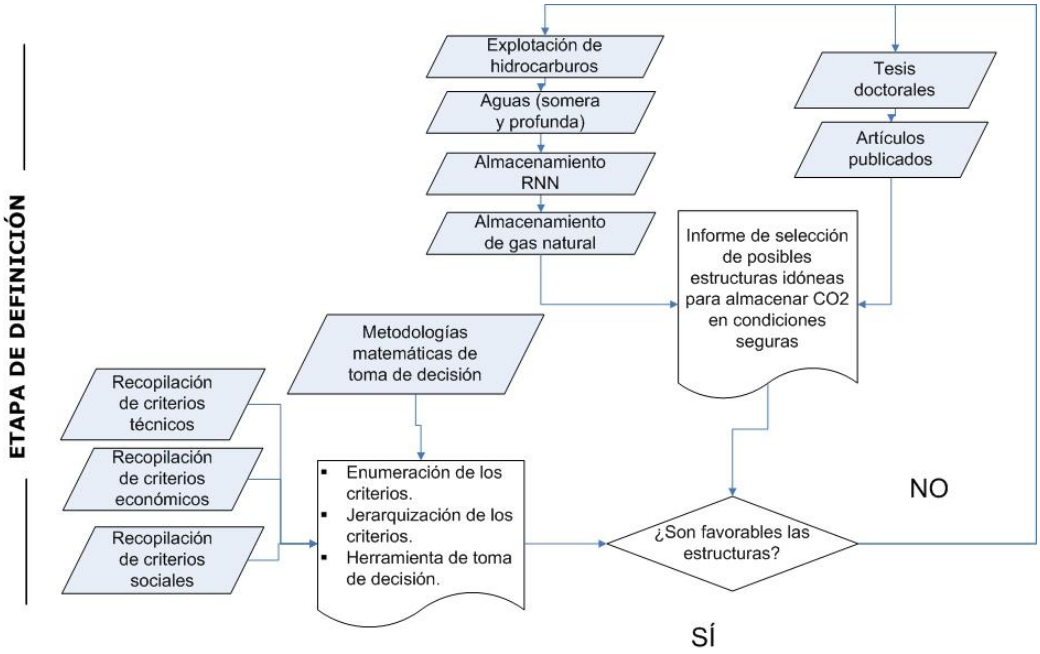


Figura 37. Diagrama de bloques donde se recogen los procesos a realizar en la etapa de definición.

En la Figura 37 se pueden apreciar dos principales actividades en la primera etapa de definición:

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

La selección de una estructura se basara 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 (B. Llamas, 2009).

Se plantean tres etapas para la caracterización de estructuras geológicas profundas susceptibles de ser utilizadas como almacenamiento de CO_2:

- 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 CO_2, al menor coste posible y en un período de tiempo razonable.

La secuencia usual de actividades, una vez que se ha seleccionado un área, comienza con la **definición a nivel de cuenca**. Con los datos iniciales (gravimetría, magnético y sísmicos) 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.

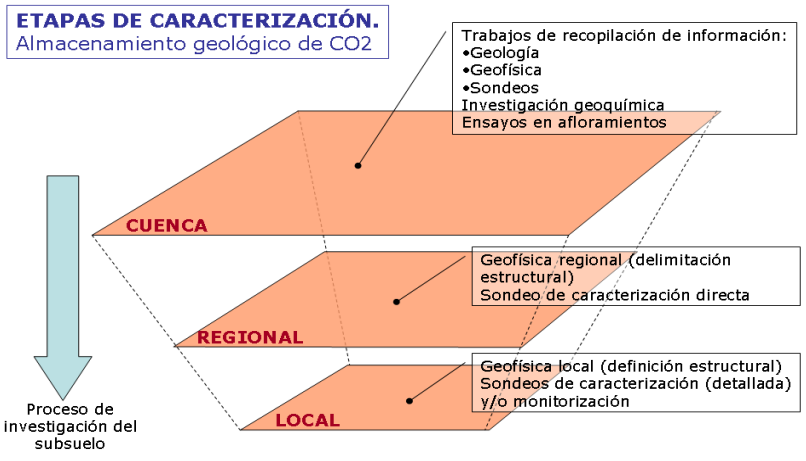


Figura 38. Etapas de caracterización en la exploración del subsuelo.

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/caracterización del concepto. Para la realización de esta etapa es necesaria la coordinación del equipo encargado de la Evaluación de Impacto Ambiental, puesto que muchas de dichas actividades supondrán actividades de acondicionamiento (tala de árboles, apertura de caminos, manejo de productos químicos, etc.) que deberá ser contemplado en este documento necesario y que acompañará a los programas de investigación.

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 CO_2. 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 CO_2, 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.

Finalmente, y si la perforación del sondeo ha sido exitosa, 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 nuevos sondeos (denominados de evaluación). Esta última etapa definirá con mayor exactitud las características del descubrimiento: capacidad, productividad por pozo, y otros parámetros de mayor detalle.

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 de la estructural, petrológico, hidrogeología y mineralogía.

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:

1. Determinar la porosidad y permeabilidad de la formación almacén considerada
2. Modelo de flujo, incluyendo unidades, barreras y almacenes
3. Frecuencia, orientación e historia geológica de las fracturas
4. Continuidad lateral de las arenas y esquistos
5. 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 computerizados 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 profundad de 30~50 metros de profundidad para evitar aquella zona meteorizada.

Normalmente, los datos de los afloramientos sirven para completar la información disponible del susbsuelo (patrón de red de fracturas, y otros); nunca se utiliza como base para popular 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.

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.

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:

a) La geometría del espacio poroso (porosidad y permeabilidad), densidad de la formación rocosa
b) El estudio de la interacción de la roca y el CO_2 supercrítico

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

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.

Geometría del espacio poroso. 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 la facilidad de circulación de fluidos a través de los poros intercomunicados (su permeabilidad).

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 (% del espacio poroso que debido a la presión capilar siempre va a estar ocupado por el fluido que inicialmente impregna la roca, (si es un acuífero el agua). 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. (por el hecho de haber varias fases presentes en el espacio poroso, la permeabilidad a cada fase se ve reducida por la presencia de las otras).

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.

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 CO_2 y los minerales principales y secundarios de la roca muestra.

Interacción de la roca con el CO_2 supercrítico. Finalmente 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 fisico-químicos implicados en el almacenamiento profundo de CO_2.

Desde hace varios años, los organismos que investigan sobre el almacenamiento de CO_2 de diferentes países, entre ellos el nuestro, están diseñando y construyendo nuevos equipamientos. Algunos de estos nuevos equipos son el RockTESTCO2, equipo diseñado y construido por el Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo que permite simular e investigar la interacción roca-agua- CO_2 en sus condiciones de almacenamiento.

La Fundación Instituto Petrofísico está desarrollando un equipo para el estudio de la interacción roca-dióxido de carbono, que determinará las propiedades que permitan definir el ratio de inyección del CO_2 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 (si la inyección se realiza en un acuífero profundo).

Interacción de la roca con el CO_2 supercrítico

Finalmente 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 CO_2.

Desde hace varios años, los organismos que investigan sobre el almacenamiento de CO_2 de diferentes países, entre ellos el nuestro, están diseñando y construyendo nuevos equipamientos. Algunos de estos nuevos equipos son el RockTESTCO2, equipo diseñado y construido por el Departamento de Explotación y Prospección de

Minas de la Universidad de Oviedo que permite simular e investigar la interacción roca-agua-CO_2 en sus condiciones de almacenamiento.

La Fundación Instituto Petrofísico está desarrollando un equipo para el estudio de la interacción roca-dióxido de carbono, que determinará las propiedades que permitan definir el ratio de inyección del CO_2 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 (si la inyección se realiza en un acuífero profundo).

Propiedades geomecánicas.

Tanto en ingeniería civil, como en la industria del petróleo y gas el estudio pormenorizado del comportamiento de las rocas a diferente compresión y/o tracción es fundamental para el almacenamiento de dióxido de carbono. A diferencia de los ensayos mecánicos normales utilizados en construcción (ensayos uniaxial o triaxial), la Fundación Instituto Petrofísico 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.

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.

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.

La geofísica debe ser correlacionada con medidas directas del subsuelo mediante, por ejemplo, diagrafías en sondeo. Es muy importante que los resultados obtenidos en la exploración geofísica sean integrados junto con los resultados de otras investigaciones geológicas. De esta forma, la precisión de la interpretación geofísica aumenta.Los mapas de isobatas obtenidos a partir de la interpretación de las líneas sísmicas se van re-interpretando utilizando los valores de profundidad real obtenidos mediante la perforación de sondeos de exploración en zonas de la estructura.

Se identifican tres tipos de técnicas aplicables a la exploración de almacenamientos geológicos de CO_2: gravimetría, magneto-telúrico y sísmica.

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.

Magneto-Telúrico

El método en sí es un método electromagnético, siendo el único método EM 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[2] de investigación depende del *período* (frecuencia) de las ondas electromagnéticas y de la *conductividad* (resistividad) del medio por donde las ondas EM se propagan.

Para exploraciones del subsuelo superiores o próximas a los 1000 m el método de fuente de audio controlada magnetotelúrica/magnetotelúrico (CASMT/MT[3]) 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 (Christopherson, 2002; Zhang et al., 1998). Recientes avances[4] 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-telúrico permite identificar reflectores vagamente definidos, colocando límites en las posibles interpretaciones geológicas[5]. Debido a que existe un fuerte

[2] Con la constante de resistividad constante, la profundidad de investigación es mayor para mayores períodos. Con un período constante, la profundidad es mayor para un "subsuelo más resistivo".

[3] Controlled Source Audio Magneto-telluric (CSAMT)

[4] Por ejemplo la técnica de referencia remota (Gamble et al, 1979); descomposición del tensor para eliminar la distorsión tridimensional (Groom y Bailey, 1989, McNeice y Jones, 2001); la inversión bidimensional permite obtener imágenes de estructuras geológicamente complicadas (deGroot-Hedlin y Constable, 1990; Smith y Broker, 1991; Mackie y Rodi, 1996); además de avances en el equipo de adquisición e interpretación.

[5] Es probado que la aplicación de MT permite resolver problemas de interpretación sísmica.

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). También esta técnica permite la detección de pliegues y fallas (ver Figura 39). 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-telúricos 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.

Sísmica

Este método se basa en la diferente propagación en el medio (masa rocosa) 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 principal aplicación de esta técnica es en el campo de *exploración de hidrocarburos*, donde se ha demostrado como una herramienta eficaz en la determinación de trampas (estratigráficas, estructural, etc.).

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 tanto, en el presente informe nos referiremos a esta técnica como aquella aplicable a los objetivos de caracterización de una estructura geológica como almacén de CO_2.

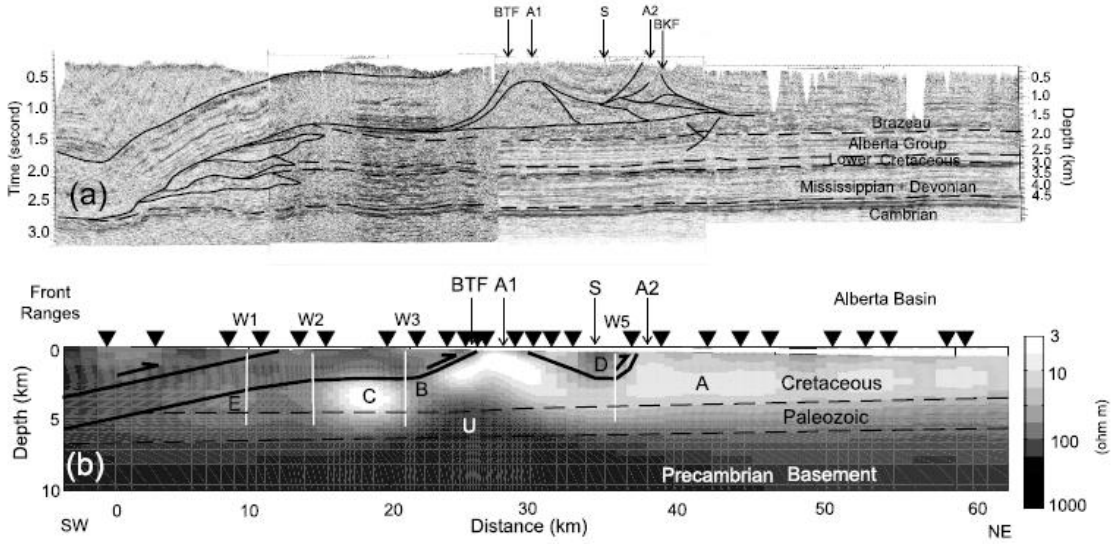


Figura 39. Representación de un perfil sísmico y magnetotelúrico obtenido en 26 estaciones. ¡Error! o se encuentra el origen de la referencia.**]**

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 sucepsible 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, inyectividad 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.)

Una gran inversión, habitualmente deben hacerse trabajos previos de exploración (superficial y geofísica). Además, será necesario realizar un detallado estudio económico para evaluar el riesgo de la inversión. En el presupuesto hay que tener en cuenta los posibles problemas/pérdidas de tiempo/imprevistos.

La obtención de los parámetros físicos de las propiedades de las formaciones de interés se obtendrá mediante la aplicación de técnicas de diagrafías y recuperación de

testigos de roca: las condiciones geológicas del subsuelo y características ingenieriles pueden derivarse directa o indirectamente del amplio rango de propiedades físicas cuantificables por este tipo de técnicas. Las técnicas sísmicas de pozo (VSP=Vertical Seismic Profile) permite 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 diagrafías habitualmente 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[6],

[6] Según el modelo Töth (1963), se debe considerar: composición del fluido, contenido de sales, anomalía térmica y contenido de Tritio

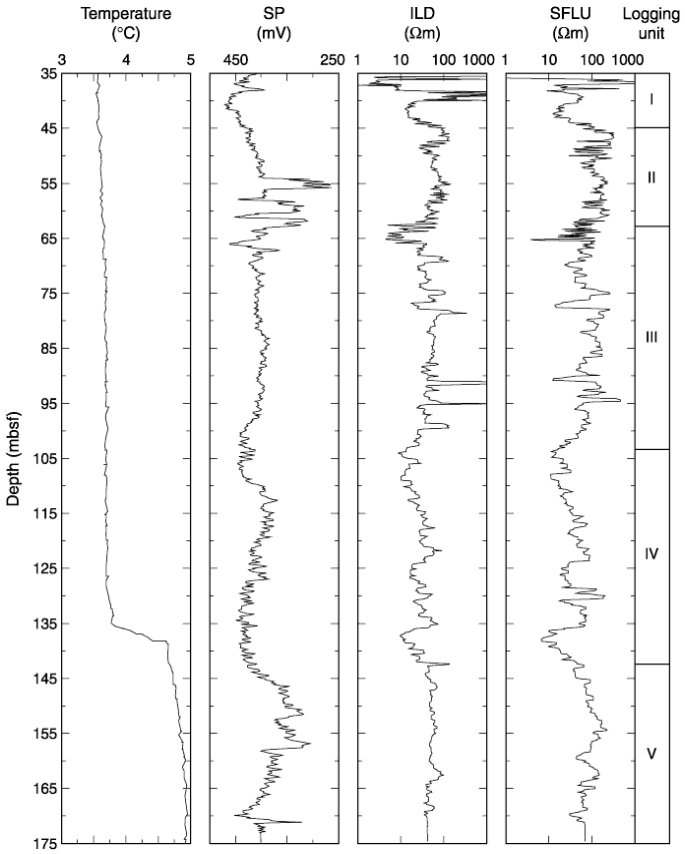


Figura 40. Ejemplo de un log de un sondeo: diagrafías de temperatura, autopotencial (SP); resistividad (inducción); resistividad (esférica)

5.4. Modelización de un almacenamiento geológico de CO2

La modelización de un Almacenamiento de CO_2 se trata de un proceso abstracto, en el que se utilizan herramientas matemáticas para controlar y predecir fenómenos físicos que se producen dentro de la formación almacén.

Los programas informáticos, son los encargados de realizar todos los cálculos necesarios integran y controlen la gran cantidad de datos y operaciones que deben desarrollarse de manera simultánea durante el proceso de modelización. Pero para que el programa ejecute todos estos procesos, los ingenieros de yacimientos tienen que previamente darle toda la información compleja y necesaria.

En este capítulo se explica la elaboración de un modelo dinámico de simulación. Hoy en día la tendencia es la de trabajar con muchos modelos de simulación de forma estadística para un mismo almacenamiento. Esto se debe a que los modelos

reproducen la realidad, no son “la realidad”, por lo que es importante poder controlar aquellos parámetros que pueden tener mayor impacto sobre el diseño técnico y sobre el coste de las instalaciones.

La modelización dinámica 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 (número de pozos, instalaciones de superficie, completaciones estrategias de llenado), en cuanto tiempo y cuánto nos va a costar.

Hay que de destacar que se trata de un proceso vivo a lo largo de la vida del proyecto, es decir, que a medida que se va teniendo mayor cantidad de datos durante las etapas de diseño, construcción y operación, el modelo dinámico se debe ir actualizando.

El objetivo fundamental es la realización de un modelo 3D que incorporare el conjunto de datos geométricos y petrofísicos de la estructura disponibles hasta ese momento y permita una evaluación del comportamiento del almacenamiento, la optimización del llenado y el comportamiento a lo largo del tiempo. Con este modelo se consigue determinar:

- El volumen máximo de almacenaje de CO_2
- 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 CO_2

Con todos estos parámetros se realiza un estudio de viabilidad técnico-económico del proyecto. En la siguiente figura aparece un esquema de las fases de un modelo dinámico:

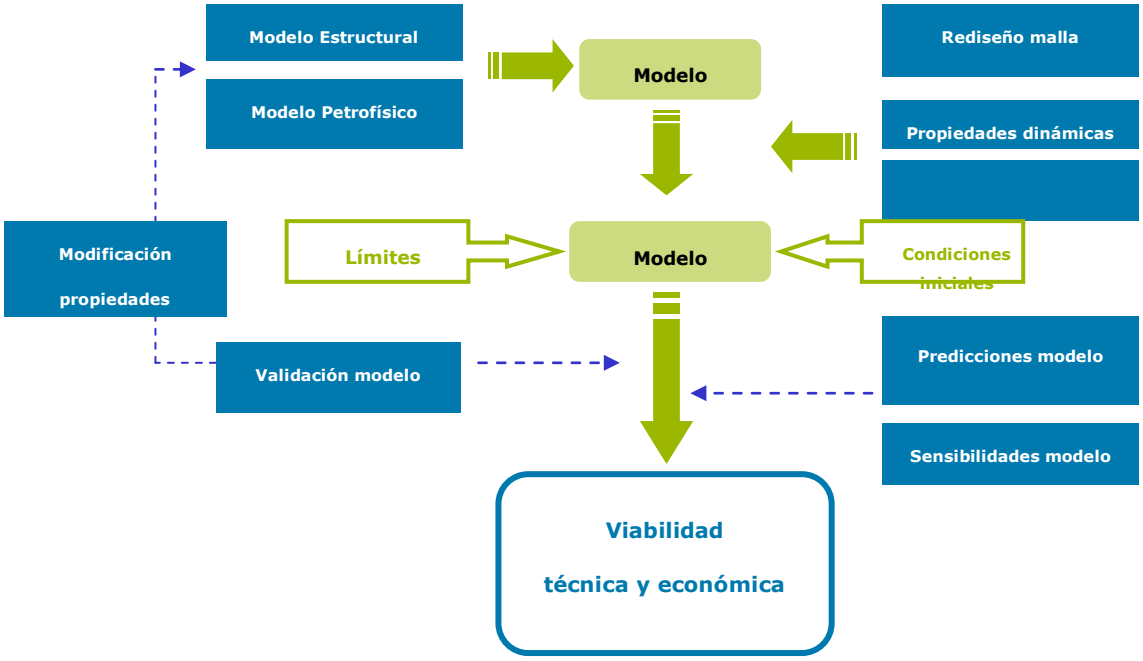


Figura 41. Fases Elaboración de un modelo dinámico

5.5. Modelo geológico estático

El modelo geológico estático de partida trata de caracterizar a una escala lo más detallada posible de la formación almacén. El modelo geológico estático tendría las siguientes fases:

1. Descripción geométrica del almacén consistente en la definición de la forma del recipiente que va albergar a los fluidos.

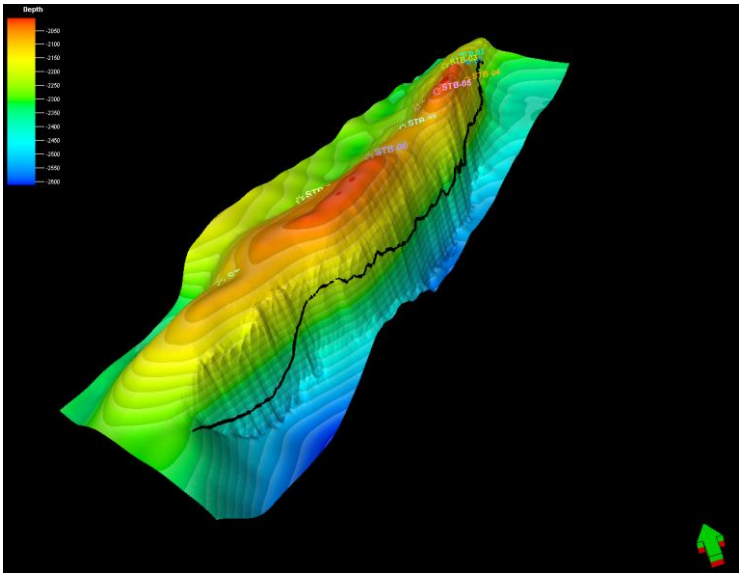


Figura 42- Ejemplo Mapa Techo de la estructura

Esta descripción geométrica del almacén, va a constituir lo que podría denominarse "el esqueleto" del modelo. Debe incluir una descripción tridimensional del cierre vertical y la localización del spill point o punto de fuga, así como una descripción de la tectónica existente, presencia de fallas, discordancias, acuñamientos u otros accidentes geológicos.

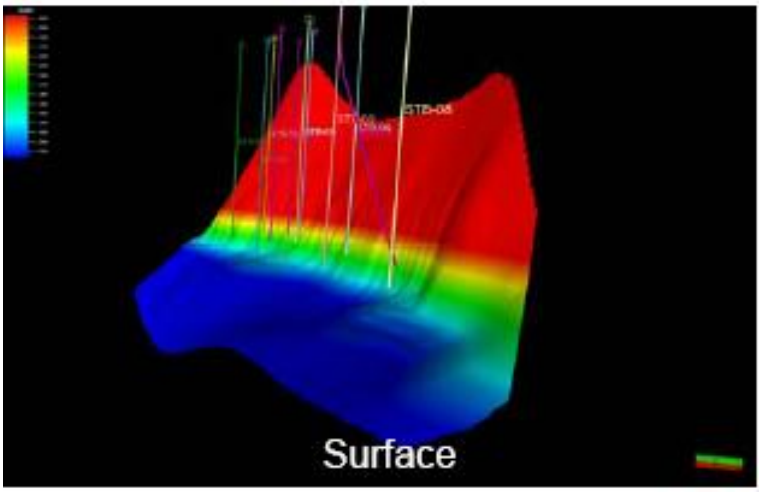


Figura 43. Ejemplo Superficie tridimensional que define una falla

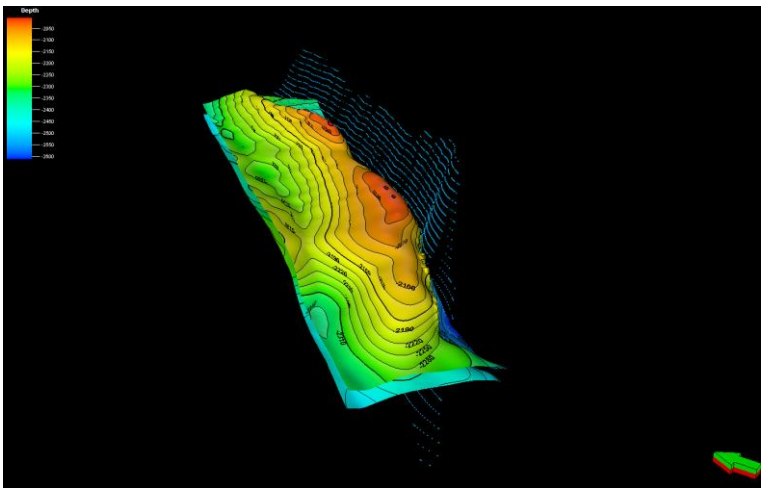


Figura 44. Ejemplo geometría de la falla junto con la estructura

El punto de partida para la elaboración del modelo geológico utilizado en la simulación dinámica es la interpretación de las campañas sísmicas que cubren la estructura en la que se va a almacenar el CO_2 con las que se ha definido la geometría de la estructura y arquitectura interna de la formación (presencia de fallas).

2. Realización de un modelo sedimentológico-petrofísico de la formación almacén

Para la realización de este tipo de modelos, se toman como base los datos obtenidos a lo largo de la fase de exploración por medio de la interpretación geológica (correlación de diagrafías, 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.

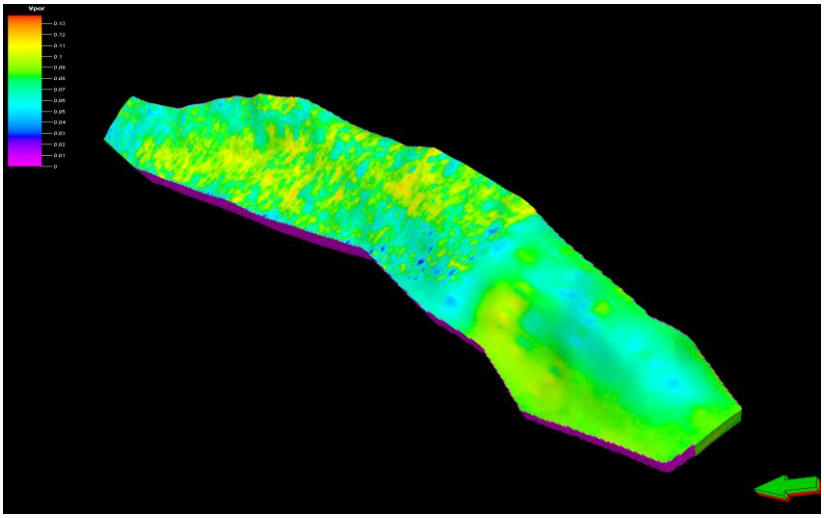


Figura 45. Distribución propiedades petrofísica modelo geológico

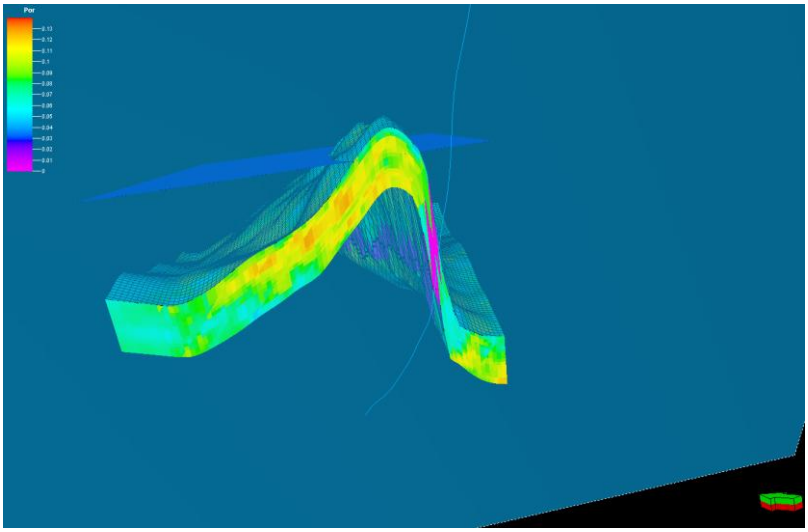


Figura 46. Cross-Section. Distribución propiedades petrofísicas en el almacén

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, diagrafías).

3. División del modelo en celdas.

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

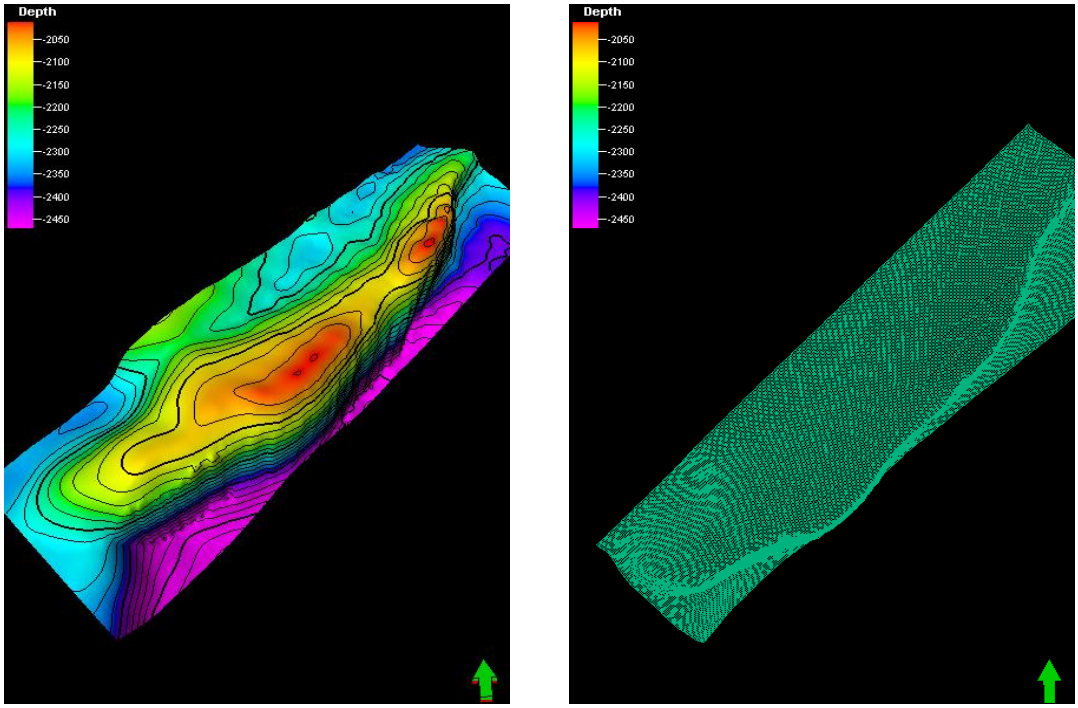


Figura 47. División del modelo en celdas

4. Asignación de parámetros a cada celda.

Se trata de asignar a cada celda los valores que le corresponden, para cada uno de los parámetros petrofísicos, de manera que cada una de las celdas, este caracterizada por sus coordenadas y por los valores de dichos parámetros.

Como base para esta asignación de parámetros se tomarán los diferentes estudios realizados tanto sobre las rocas que componen el almacén.

Es importante destacar que debido a su propia naturaleza, los datos geológicos y petrofísicos están fragmentados y repartidos de forma discontinua.

Esta distribución discontinua, hace necesaria la interpolación entre los puntos de los que se tiene información directa de los diferentes parámetros con los que se trabaja, para así poder estimar el valor de dichos parámetros en aquellos puntos de los que no se dispone de información, o la información de la que se dispone no es lo suficientemente precisa.

Para llevar a cabo esta interpolación de la manera más detallada posible es necesario haber construido un modelo sedimentario y petrofísico lo más preciso posible, haciendo uso, como ya se ha comentado, de un amplio rango de disciplinas como son la geofísica, hidrogeología, estratigrafía, geoestadística y otros.

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 krigeage, 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.

5.6. Modelo dinámico

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). Se tiene que partir de unas condiciones límite iniciales que posteriormente se podrán modificar en función de los resultados (se trata de un proceso iterativo)

- Los pozos de operación (arquitectura esquemática y su localización). Se tiene que partir de unos pozos de operación iniciales que posteriormente se podrán modificar en función de los resultados (se trata de un proceso iterativo)
- 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 (si se trata de un yacimiento depletado).

La elaboración del modelo dinámico tiene varias fases:

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

   Esta asignación se realiza a partir de los datos dinámicos obtenidos durante la fase de exploración:

   - Valores de permeabilidad obtenidos a partir de ensayos dinámicos de producción-inyección y relaciones de permeabilidad vs porosidad obtenidos a partir de análisis convencional de testigos, diagrafías..
   - Valores de transmisividad entre diferentes puntos de la formación almacén obtenidos a partir de ensayos de interferencia.
   - Propiedades PVT de los fluidos presentes en la formación almacén (viscosidad, compresibilidad..para distintas condiciones de presión en la formación almacén. Estos parámetros se obtienen a partir de análisis de laboratorio de los fluidos.

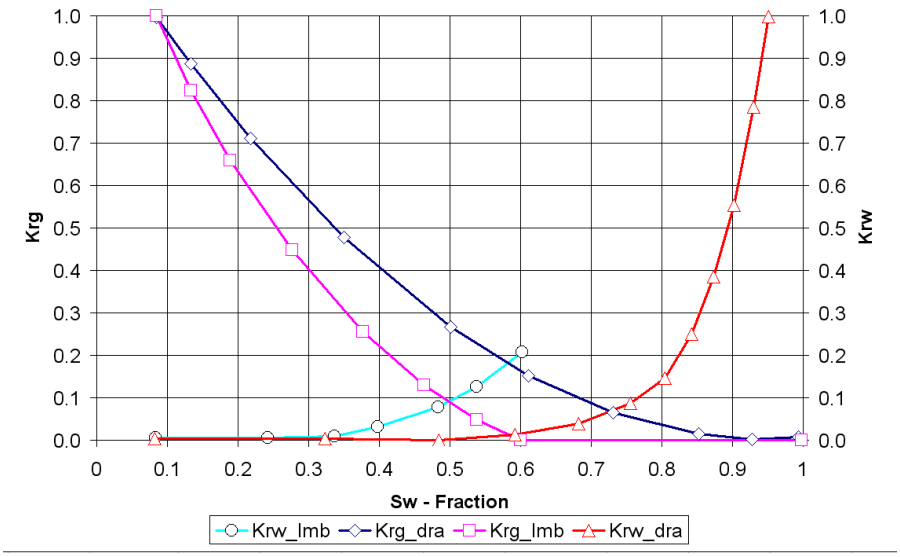


Figura 48. Ejemplo curvas de permeabilidad relativa

2. Proceso de Upscaling

Resulta muy difícil correr una simulación dinámica con un volumen de información tan grande como el que se maneja en un modelo geológico detallado. Es por ello que se hace necesario crear un nuevo modelo con unas celdas más grandes y extrapolar las propiedades de las celdas del modelo fino (original) al modelo grueso (nuevo), mediante el proceso denominado “upscaling”. Esto da como resultado un nuevo mallado con las mismas características pero con celdas de mayor tamaño. Las propiedades del modelo fino se ajustarán al tamaño del nuevo mallado.

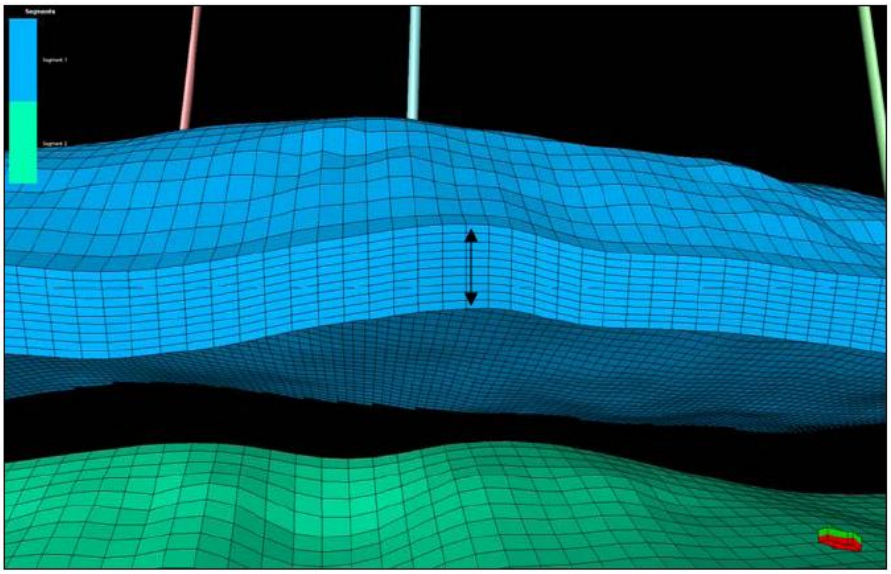


Figura 49. Ejemplo mallado final modelo tras el proceso de "upscaling"

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:

- Coordenadas de superficie de los sondeos.
- Tipo de trayectoria: vertical, desviado. Para ello hay que tener en cuenta los archivos que definen la desviación de cada sondeo
- Definición del tipo de pozo (productor, inyector, de observación)
- Completación de cada pozo (pozo abierto, casing perforado, tamaño de tubing).
- Curvas que definen las pérdidas de carga de cada pozo teniendo en cuenta diferentes condiciones de operación (Caudal-Presión en cabeza-Presión yacimiento).

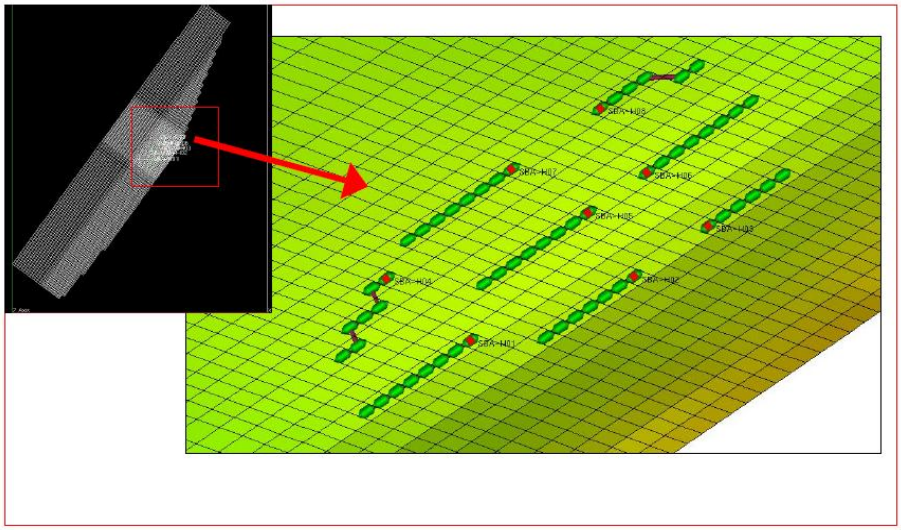


Figura 50. Ejemplo localización pozos en la estructura

Además ha de crearse los ficheros que recojan las condiciones límites de nuestro modelo:

- Máxima inyección de CO_2 por pozo,
- Máxima inyección total en el almacenamiento.
- Mínima presión en cabeza de pozo durante la operación
- 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 nuestro 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.

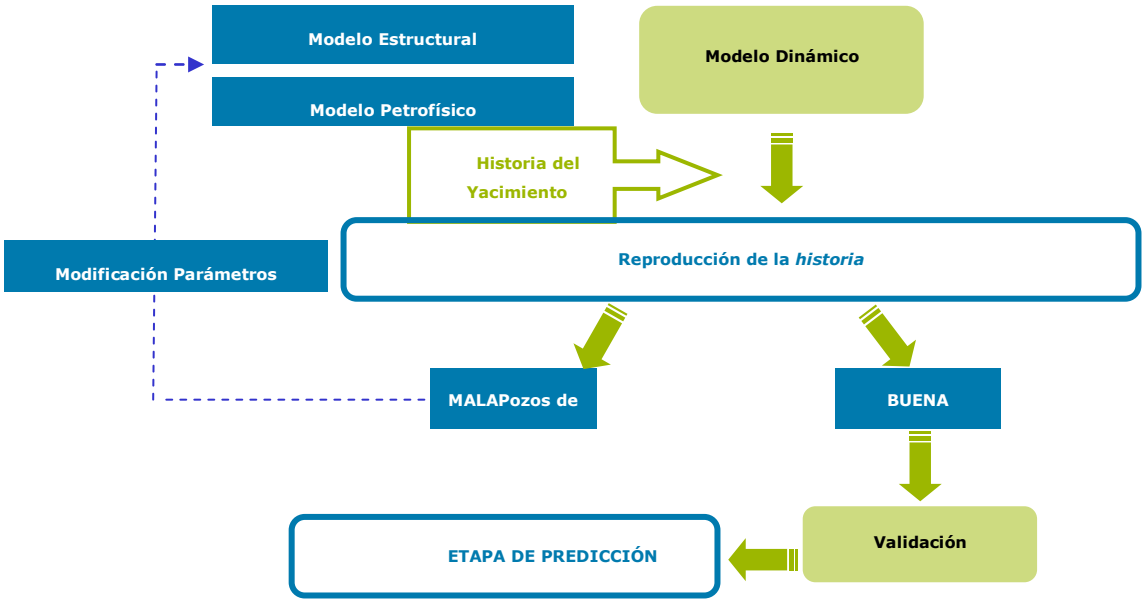


Figura 51. Esquema Proceso "History Matching"

6. Predicción y sensibilidades

Para esta etapa necesitamos construir 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.

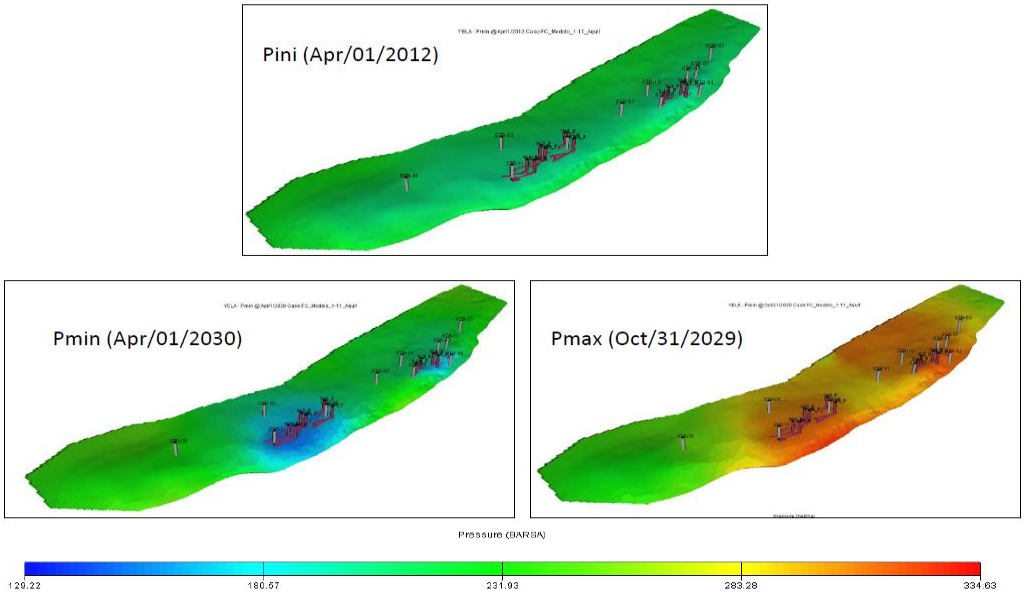


Figura 52. Ejemplo evolución presiones en el modelo

5.7. Monitorización de un almacenamiento Geológico de CO_2

Una de las claves para seleccionar un emplazamiento para la inyección y el almacenamiento geológico de CO_2 es garantizar la seguridad y la estabilidad del CO_2 retenido. Esto tendrá una gran influencia en cuanto a la aceptación social, la cuantificación del CO_2 almacenado y la facilidad de obtener licencias de aprovechamiento (inyección).

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-operación, operación, clausura, y post-clausura).

La monitorización relacionada con el almacenamiento de CO_2 tiene como objetivo determinar y controlar diversos parámetros, necesarios para permitir la detección temprana de fugas y conocer la evolución del CO_2 inyectado (su distribución espacial) a lo largo del tiempo. Las necesidades de monitorización se sintetizan en los siguientes apartados:

- Seguridad e integridad del almacén.

- Impactos ambientales locales.
- Verificación de la efectividad del almacenamiento.

Con todo, es muy importante contar con un sistema de detección temprana que pueda detectar bajas concentraciones de gas. Tan pronto sea detectada la fuga o camino de migración, será más fácil realizar acciones correctoras.

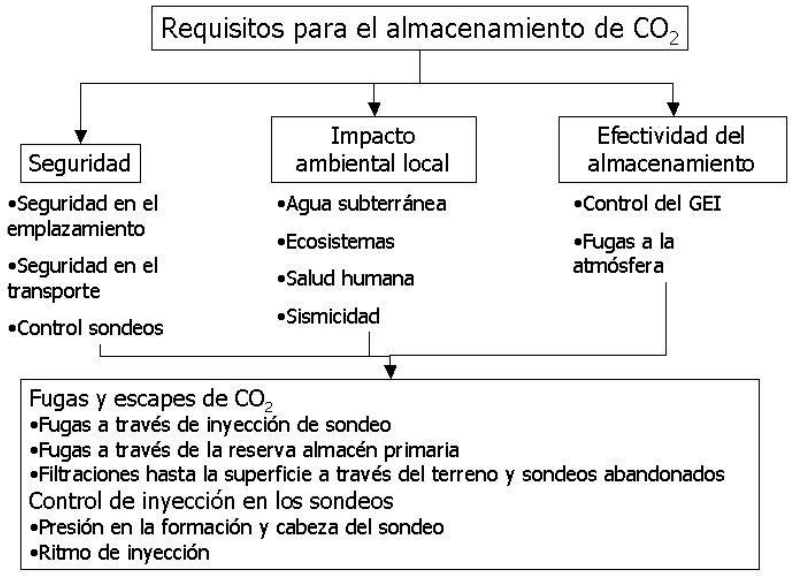


Figura 53: Requisitos de control para el almacenamiento de dióxido de carbono. Fuente: B. Llamas, 2009

Planificación de la monitorización de CO2

La monitorización debe controlar el comportamiento del gas en la formación almacén, la integridad del sello, y la detección de una posible migración a otras formaciones geológicas, la superficie o la atmósfera.

Los mismos equipos para caracterizar y determinar si una estructura es idónea para el almacenamiento seguro de CO_2 (principalmente geofísica en superficie y en pozo) 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.

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 CO_2, duración y objetivo del proyecto. La selección de las técnicas de monitorización depende de la formación almacén y su sello; las principales características se desglosan en los siguientes apartados, resaltando aquellos aspectos específicos de cada uno de los tipos de almacenamiento.

Reservas de petróleo y gas en producción o a punto de agotarse. Se asume que el sello de la reserva es también un buen sello para la retención de CO_2 y ha demostrado su durabilidad a lo largo de períodos geológicos. Existe mucha más información sobre propiedades estáticas y dinámicas de la reserva, y los datos están disponibles a lo largo de la fase de producción de hidrocarburos. Estos datos permiten desarrollar modelos calibrados y que serán empleados para predecir la posible migración del gas inyectado. Un elevado número de sondeos, permite emplear algunos de ellos para monitorizar la reserva, incrementando la calidad de la imagen obtenida del subsuelo. Por otro lado, los antiguos sondeos abandonados requerirán una atención específica, como posible camino de migración del CO_2.

Uno de los mayores obstáculos para la monitorización geofísica es distinguir entre el gas inyectado (CO_2) y el metano (CH_4, principal componente del gas natural). Ejemplos de reservas con monitorización son Weyburn (Canadá) o K12b (proyecto CRUST, Holanda).

Acuíferos Salinos Profundos. La migración lateral se explica por el posible flujo del agua original. La monitorización debe centrarse en la capacidad de sellado de formaciones superiores ya que este sellado no ha demostrado la capacidad de retención de gases.

Debido al relativo fuerte contraste entre la compresibilidad del CO_2 (fase gaseosa) y los fluidos de formación o la propia roca, se podría (no siempre es fácil) obtener una imagen representativa de la formación almacén aplicando métodos sísmicos en distintos instantes de tiempo que permitiría seguir la evolución del CO2. Hay que realizar un estudio de viabilidad de esta técnica que permita determinar si los cambios producidos por la inyección de CO2 son suficientes para ser detectados por encima del ruido existente o de los errores de “repetibilidad” de la fuente sísmica.. Un ejemplo

de monitorización de acuíferos salinos es el proyecto SACS (Sleipner-Utsira, Noruega).

Capas de carbón no explotables. Aunque el carbón adsorbe con gran facilidad el CO_2, es necesaria una capa de recubrimiento para prevenir la migración del CO_2 en fase gaseosa.

Estas capas suelen ser menos profundas que las reservas de hidrocarburos, por su relativa escasa potencia y mayor dificultad para obtener una imagen precisa del subsuelo desde la superficie, por lo que no es aconsejable la aplicación de métodos sísmicos. Si es posible, es recomendable el empleo de sondeos para monitorizar el almacén. El proyecto RECOPOL es uno de los ejemplos de monitorización en capas de carbón (Van Bergen et al, 2002).

Parámetros a evaluar/monitorizar

Uno de los criterios fundamentales para el diseño del apropiado programa de monitorización será asegurar que las técnicas sean capaces de determinar la efectividad del almacenamiento, frente al volumen de fugas considerado como aceptable[7] en la fase de diseño (pre-operacional). En otras palabras: *¿Son suficientes los límites de detección de las técnicas de monitorización como para demostrar que el sitio cumple los requisitos (límites) de fugas consideradas (a priori) aceptables?*

El control del almacenamiento será aplicado desde la superficie, pero también desde cerca de la formación almacén mediante sondeos; en este último caso, éstos son en general puntos de medida y no proporcionan una imagen 2D o 3D del parámetro evaluado, a no ser que se cuente con un número suficiente de ellos.

Los sensores de CO_2 en superficie miden directamente la concentración del gas en la atmósfera o suelo, mientras que la medida mediante monitorización geofísica – en superficie o mediante sondeos – adquiere datos que deben ser interpretados; los

[7] Este límite deberá venir especificado por la nueva normativa o legislación. A modo de ejemplo, indicar que en EEUU se considera como *aceptable* la emisión del 1% del total almacenado en toda la vida del proyecto.

movimientos del CO_2 inyectado en la formación son representados, pudiendo detectarse fugas hacia estratos superiores.

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

1. Superficie. Incluye el aire, agua, suelo y sistema de agua subterránea y subsuelo somero (incluyendo infraestructuras subterráneas, por ejemplo túneles). 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) seísmos o elevaciones del terreno, que deberán ser monitorizadas.

2. Formación almacén. Incluye la formación objetivo, el sello geológico y fallas locales. El objetivo es monitorizar la posible migración del CO_2 dentro de la formación, la integridad del sello y posibles fugas a través de fallas locales.

3. 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.

Técnicas de monitorización

En general, las técnicas actuales aplicadas al control del almacenamiento proceden de otras aplicaciones, como por ejemplo la industria de extracción de petróleo y gas natural, almacenamiento de gas natural, inyección de residuos líquidos peligrosos en formaciones geológicas profundas, monitorización de agua subterránea, preservación de alimentos e industria de bebidas gaseosas, antiincendios e investigación sobre ecosistemas (Benson et al, 2002a; 2002b). No obstante, y como resultado de recientes proyectos de investigación, se han desarrollado técnicas específicas para controlar un almacenamiento geológico de CO_2.

Las técnicas pueden ser divididas en los siguientes grupos: ingeniería, geofísica, geoquímica y geodesia. Cada una de ellas tiene diferentes campos de aplicación y se centran en diferentes subsistemas del (sub)suelo. La combinación de las técnicas permitirá aunar las ventajas de cada método individual, centrado cada uno de ellos por ejemplo en obtener una gran cobertura espacial, una alta resolución o un bajo coste.

Técnicas de monitorización de ingeniería

Presión y temperatura

La medición de la presión y temperatura de la reserva (sondeos) es aplicada para obtener medidas continuas o repetidas en el tiempo, desde la cabeza del sondeo de inyección hasta la formación almacén (base del sondeo). La instrumentación es muy variada y la metodología es rutinaria. Durante los últimos años, se ha popularizado el empleo de sensores de presión y temperatura en fondo del pozo. La conexión con superficie se puede realizar mediante fibra óptica o cable eléctrico. y los sensores de temperatura; los cables eléctricos o la fibra óptica son introducidos en el sondeo, conectando los sensores de presión y proporcionando medidas en tiempo real y de forma continua de la presión y temperatura de la formación almacén en el punto del sondeo; de esta forma, se espera que los sistemas de medida y control de sondeos proporcionen una mejor información. La instalación de sensores con fibra óptica es más cara que con cable eléctrico, pero en principio (hay poco tiempo de experiencia) funcionan durante mayor período de tiempo sin problemas.

Los sensores pueden ser desplazados a lo largo del sondeo, o estar colocados de forma permanente cerca de las perforaciones del liner o de la zona de “pozo abierto” si el pozo está complatado en “open hole”. Los valores obtenidos son solo representativos de la parte del subsuelo próxima al sondeo. Sin embargo, los datos son empleados para conocer mejor la reserva y poder representar y monitorizar la inyección y desplazamiento del CO_2, ya que la presencia del CO2, supone un cambio en la densidad de fluido presente en el pozo.

También se utilizan pozos de monitoreo para la vigilancia de acuíferos superiores, situados por encima de la cobertera. Estos pozos se completan de forma que exista comunicación efectiva entre el acuífero y la superficie, y se pueda detectar la llegada de CO2 al acuífero midiendo presiones en cabeza de pozo.

Ritmo de inyección

La medida del ritmo de inyección de CO_2 en la formación almacén es una técnica común en la explotación de campos de petróleo, y la instrumentación y metodología está disponible a través de diversos fabricantes. Los sistemas típicos utilizan instrumentos que producen pérdida de presión, relacionando dicha variación con el ritmo de inyección. Recientes mejoras en la tecnología básica de esta instrumentación permite una mayor precisión en las medidas y en el control de la inyección, incluso bajo condiciones de variación de presión y temperatura (Wright and Majek, 1998). Se cotejan los valores de presión/temperatura vs caudales de inyección con los previstos en los modelos del almacenamiento subterráneo. Esta técnica permite optimizar la estrategia de llenado, priorizando aquellas zonas/pozos que interese más utilizar para ir construyendo una burbuja lo más homogénea posible.

Ensayos dinámicos de inyección en el sello

Para probar la estanquiedad real de la cobertera en las condiciones “in situ” se realizan pruebas de inyectividad en la formación sello. Para ello se aisla un intevalo de formación sello, cercano al techo de la formación almacén y a través de una sarta de test, se inyecta un fluido (puede ser agua/gas) hasta alcanzar la presión de ruptura de la cobertera), en esta prueba se bajan registros de presión y temperatura con la sarta de test con el fin de interpretar los resultados de la prueba y obtener valores de permeabilidad. De esta manera se comprueba que la Presión máxima prevista de inyección en fondo no sobrepase el valor obtenido en la prueba.

Así mismo en aquellos pozos en los que se recojan testigos de la formación sello se realizan análisis convencionales de testigos (CCA) en los que se determinan los valores de porosidad y permeabilidad. Así como análisis especiales de testigos (SCAL) en los que se determinan los valores de presión capilar, permeabilidades relativas de los fluidos y la presión “Threshold Pessure”.

Análisis de gases y fluidos en el suelo

El análisis del gas o fluidos en el suelo o fondo marino es empleado para la detección directa de fugas de CO_2, empleando por ejemplo analizadores de infrarrojos. La mayoría de los gases (entre ellos el CO_2) tienen un único espectro. En caso de que sea posible recoger una muestra de los gases es posible obtener la composición química y análisis de los isótopos. Ya que en la superficie la mayoría del CO_2 detectado corresponde a fuentes naturales, el análisis de los isótopos, junto con las medidas de referencia tomadas antes de la inyección son importantes para determinar el origen del CO_2 detectado.

El método de cámara de acumulación *(Accumulation Chamber)* es empleado para medir el flujo de CO_2 en el suelo en una localización concreta. Esta técnica se basa en colocar la cámara con la base abierta en el suelo, y el aire contenido en el suelo circula a través de la cámara, donde se encuentra instalado un analizador infrarrojo de gases (IRGA). La variación de la concentración de CO_2 en la cámara se emplea para determinar el flujo de CO_2 en el terreno (en el punto de medida).

Concentración del CO_2 en la atmósfera

Los sensores de medida continua del CO_2 en la atmósfera son empleados en una gran variedad de aplicaciones, incluyendo control de Gases de Efecto Invernadero, medida de emisiones de combustión y en aquellos casos en los que el dióxido de carbono sea significativamente peligroso (como bodegas). Estos dispositivos se basan en el principio de detección por infrarrojos (IR) y son denominados IRGA (Infrared Gas Analyzers); la mayoría de estos sistemas utiliza como detectores infrarrojos no dispersivos (NDIR, Nondispersive Infrared) o de transformada de Fourier (DRIFT, Diffuse-Reflectance IR Fourier Transform). Ambos métodos se basan en la atenuación de la luz debido a la presencia de CO_2 que se produce en una longitud de onda específica (4,26 μm).

Para garantizar la exactitud de la medida se aplica de forma periódica la técnica de cromatografía de gases en muestras tomadas. La espectrometría de masas es el método más preciso para la medida de la concentración de CO_2, pero es el método menos portable.

Ciclo del carbono a escala de ecosistema

El estudio del ciclo del carbono a escala de ecosistema emplea detectores en torres de 2 a 5 m de alto, relacionando las medidas con datos del viento y temperatura para reconstruir la media de flujo de CO_2 sobre grandes áreas del terreno.

El método de covariancia de flujos turbulentos (Eddy Covariance method) es el único método para determinar el flujo entre la biosfera e hidrosfera y la atmósfera.

La evaluación de la concentración de CO_2 en la atmósfera mediante sensores remotos (satélites) es otro método aplicable, pero la determinación es más complicada. Esto es debido al largo camino a través de la atmósfera sobre la que se efectúa la medida y, por la variabilidad inherente de la concentración de este gas en la atmósfera. La cantidad total de CO_2 integrado por un satélite a través de toda la atmósfera es grande. Los detectores infrarrojos miden la concentración media de CO_2 sobre el camino recorrido, con lo que una fuga difusa o de bajo nivel "vista" a través de la atmósfera por un satélite podría no ser detectada.

Existen diferentes técnicas de evaluación remota actualmente en desarrollo para detectar CO_2; éstas son LIDAR (Light Detection And Range-finding), un escáner láser en vuelos de reconocimiento y DIAL (Differential Absorption Lidar) que evalúa la reflexión de múltiples láseres a diferentes frecuencias (Hobbs et al, 1991; Menzies et al. 2001).

El desarrollo actual de la instrumentación necesaria para controlar los parámetros descritos en este apartado es más que adecuado para cubrir las necesidades de monitorización de un almacenamiento geológico de CO_2.

Técnicas de monitorización geofísicas

Siendo técnicas de medida indirectas para la detección del CO_2 en el subsuelo, el empleo de las técnicas de geofísica para la monitorización del almacenamiento geológico son técnicas desarrolladas y ampliamente empleadas en la industria del petróleo y de almacenamiento de otros fluidos (como por ejemplo el gas natural).

La aplicabilidad de las técnicas de geofísica depende de:

1. Magnitud del cambio en la medida de la propiedad (geo) física producida por el CO_2 (inyectado)

2. Resolución inherente de la técnica
3. Configuración en la que se toma la medida

De entre todas las técnicas geofísicas, el **MÉTODO SÍSMICO** es el que ha experimentado un mayor desarrollo. El mejor modo de aplicación de esta técnica será en tiempos espaciados definidos (time-lapse), en las que la diferencia entre dos ensayos será empleada para determinar el movimiento de la bolsa de gas (sísmica 4D).

El método de **sistema multicomponentes (MC)** evalúa las ondas longitudinales (presión, ondas P) y las ondas transversales (ondas S). Estas últimas son menos sensibles a los fluidos retenidos en los poros, pero más sensibles a las fracturas y microfracturas. Mediante la adquisición y estudio de ambas ondas se caracterizará mejor el subsuelo.

Mediante el análisis de ambas ondas es posible obtener una imagen más completa del comportamiento del fluido, incluyendo la mejora de la imagen por debajo de las acumulaciones de gas natural, evaluando el flujo del fluido en la reserva y las formaciones de recubrimiento, y mejorar la discriminación de la presión de fluidos y cambios en la saturación.

La **monitorización microsísmica** (monitorización "sísmica pasiva") es aplicada mediante la colocación de receptores (geófonos) sísmicos en superficie o en sondeo. Estos sensores permanentes registran sucesos sísmicos de bajo nivel, tanto naturales como inducidos por la inyección. La principal aplicación de esta técnica en el sistema de monitorización del almacén de CO_2 es valorar el daño potencial inducido por la inyección (movimientos del terreno o determinación de posibles seísmos inducidos) y mapear la dispersión del CO_2 inyectado a través de la fracturación inducida o la reactivación de fracturas. Existen otras técnicas como la "crosswell seismic" en la que uno varios sondeos se utilizan para posicionar geófonos y en otro pozo se sitúa una fuente sísmica.

El incremento de presión dentro de la zona de inyección causará un pequeño, pero medible incremento del espesor de la zona de inyección que se traducirá en ligeros cambios en la elevación de la superficie (Bill Foxall, LLNL, 2003). La utilización de la técnica de "sísmica pasiva" permite evaluar y determinar este movimiento.

Los **perfiles sísmicos verticales** (Vertical Seismic Profiling, VSP) requieren de un sondeo en las proximidades de la bolsa de CO_2 inyectada. Comparado con los métodos sísmicos en superficie, el método VSP ofrece una mejor resolución alrededor del sondeo aunque con mayores dudas en cuanto a la precisión que con la sísmica de superficie,. Con los VSP "walkaway" (geófonos en el pozo y fuente en varios puntos de la superficie) se consigue imágenes en 2D en la zona cercana al pozo,

El **MÉTODO GRAVIMÉTRICO** determina cambios en la densidad, mientras que los **MÉTODOS ELÉCTRICOS** responden al cambio de conductividad.

Estas propiedades físicas son conocidas para el CO_2, los fluidos típicos en las formaciones y la mezcla de ambos (Batzle and Wang, 1992; Magee and Howley, 1994; NIST, 1992). El CO_2 es resistivo, con lo que los métodos eléctricos son buenos candidatos para el estudio del almacenamiento en acuíferos salinos. Para la mayoría del intervalo de interés en un almacenamiento geológico, el dióxido de carbono es menos denso y más compresible que la salmuera o el petróleo, con lo que los métodos de gravedad y sísmicos son métodos idóneos a emplear en formaciones de agua salada o de petróleo. A menores profundidades, el dióxido de carbono tiene propiedades de gas, con lo que ninguno de los métodos geofísicos son aconsejables para la monitorización de CO_2 dentro de una reserva seca de gas natural a poca profundidad (también en capas o minas de carbón). Sin embargo, incluso en este caso, y ya que las formaciones de acuíferos salinos se encuentran habitualmente sobre formaciones de gas natural, los métodos geofísicos son válidos para detectar fugas hacia formaciones superiores.

Diagrafías en sondeos

Uno de los métodos comunes de evaluación en formaciones geológicas es la realización de diagrafías en sondeos (well logs). El proceso de adquisición de datos se realiza descendiendo la instrumentación a lo largo de un sondeo y tomando datos de una o más propiedades físicas a lo largo de la longitud del mismo. Existe una amplia variedad de diagrafías, pudiendo medir diversos parámetros, desde las condiciones del sondeo (sostenimiento, etc), hasta la composición de fluidos de poro, y la mineralogía de la formación.

Para el almacenamiento geológico de CO_2, igual que para el almacenamiento de gas natural o la eliminación de residuos industriales en formaciones geológicas profundas, las diagrafías proporcionan información útil sobre las condiciones del sondeo, asegurando de esta forma que el sondeo no proporciona caminos de fuga para el CO_2 inyectado. Diversas diagrafías son rutinariamente empleadas con este propósito, incluyendo temperatura, ruido, integridad del revestimiento del sondeo, y diagrafías de trazadores radiactivos (Benson et al., 2002a). No obstante, es conveniente apuntar que la resolución de esta técnica puede no ser suficiente para detectar pequeñas fugas a través de micro-fracturas.

Según las etapas temporales (pre-inyección, inyección, post-clausura) las necesidades de la monitorización variarán, y con ella la utilidad de los sondeos: caracterización de la formación almacén y formación (o formaciones) de cobertera, sondeos de inyección (o producción), sondeos de observación, instrumentación, etc.

En la etapa de caracterización (pre-inyección), en términos generales la reducción en la cantidad de datos sísmicos (dependiendo de la localización) puede tener una significativa reducción en la confianza del cartografiado de la reserva. Una proporcional reducción de datos de los sondeos podría no tener tan serio inconveniente en el cartografiado regional, pero podría tener un efecto adverso en el conocimiento de la caracterización de la reserva y estimación del almacén, particularmente en las proximidades del punto de inyección.

En la etapa de inyección y clausura, la utilización de sondeos (ver Figura 54) será fundamental para el control de la integridad de la capa de cobertera, la formación almacén, movimiento del fluido original y del CO_2 inyectado; también será necesario controlar el punto de rebose inferior de la estructura almacén (spill-point).

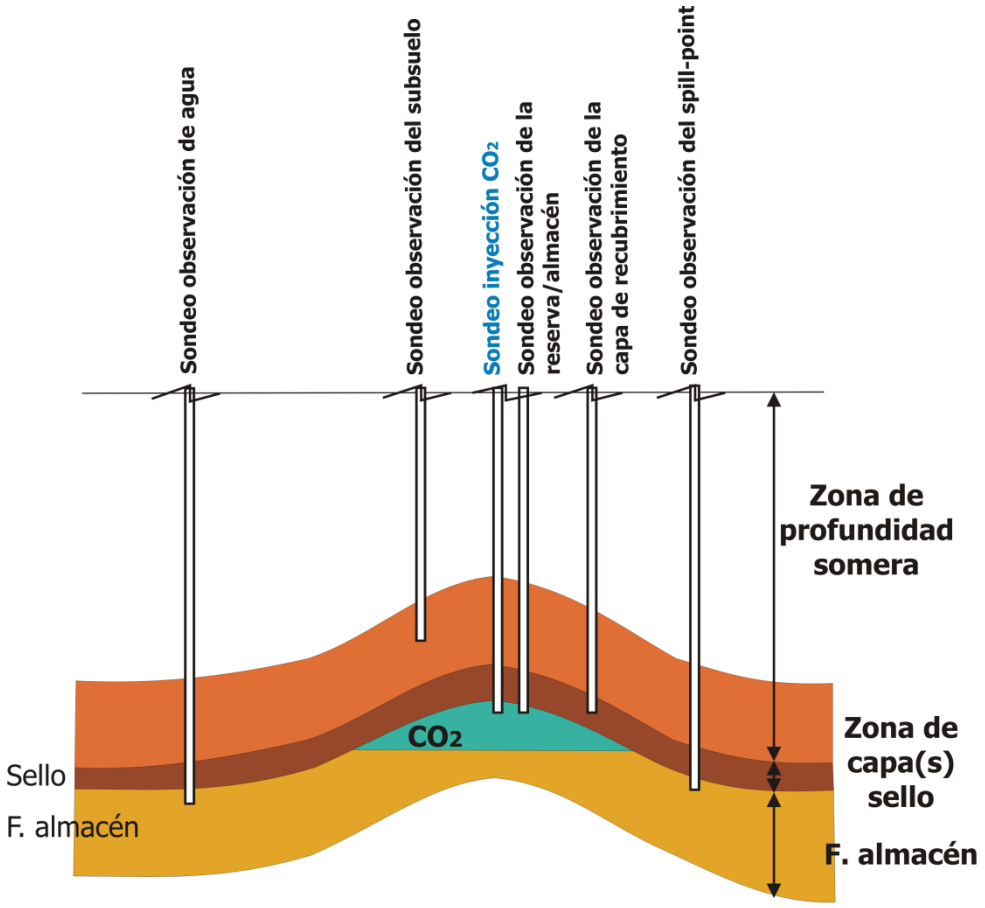


Figura 54: Esquema de necesidades de monitorización en un almacenamiento de CO_2. Fuente: B. Llamas 2009.

Técnicas de monitorización geoquímicas

Los métodos geoquímicos son útiles tanto para la monitorización directa del movimiento del CO_2 en el subsuelo como para comprender las reacciones que tienen lugar entre el CO_2 y los fluidos y minerales presentes en la formación (Gunter et al., 1998; 2001).

El estudio de los **gases traza** naturales (isótopos de C, O, H y gases nobles asociados con la inyección de CO_2) o introducidos durante la inyección (gases nobles, SF_6 y perfluorocarbonatos), proporcionan información sobre el comportamiento del movimiento subterráneo del CO_2 y las reacciones entre éste y la formación geológica. Además, ofrece la oportunidad de identificar la fuente de CO_2, resolviendo la pregunta *¿de dónde procede este CO_2?*. Por otro lado, permite también establecer el volumen y

ritmo de inyección. En el desarrollo del proyecto FRIO, la inyección de perfluorcarbonatos (PFC) permitió la evaluación de la formación confinante (sello del almacén).

El desarrollo de la técnica puede realizarse empleando las mismas instalaciones que las empleadas para inyectar el CO_2; sin embargo, es necesario un sondeo adicional, donde se instalarán los sensores de medida.

El **análisis químico** del agua y gas presente en la reserva permite controlar cambios en isótopos o compuestos químicos que indiquen una posible reacción entre la roca y el CO_2, o la roca de recubrimiento que actúa de sello.

Las muestras de fluidos pueden ser analizados mediante, por ejemplo, iones principales (Na, K, Ca, Mg, Cl, Si, HCO_3^- y SO_4), pH, alcalinidad, isótopos estables (^{13}C, ^{14}C, ^{18}O, ^{2}H), y gases, incluyendo hidrocarburos gaseosos, CO_2 y sus isótopos asociados (Gunter et al., 1998; 2001). En la actualidad existen diversos métodos analíticos estándar para controlar todos estos parámetros, incluyendo la posibilidad de medida en tiempo real para algunos de los parámetros geoquímicos mencionados.

El análisis químico debe realizarse en los fluidos y gases que se encuentran presentes en la formación almacén (estudio de la migración, trampa mineral, reacción o deterioro del sello, etc.), en las formaciones superiores (detección de fugas, riesgo ambiental) y en sondeos abandonados.

Preferentemente, y con objeto de una detección temprana de fugas, la monitorización de este sistema debe realizarse de forma continua.

El CO_2 inyectado tendrá una "**firma" isotópica** que depende de la fuente del que es generado. La comparación de las firmas isotópicas del gas inyectado y gas extraído (incluyendo CO_2 natural) da una indicación sobre el avance (asumiendo que es posible distinguir ambas firmas). De igual forma, las composiciones del gas y agua extraída son analizadas para comprobar si se produce avance/migración del CO_2.

La medición del **pH del agua** es un importante parámetro geoquímico en el contexto del almacenamiento de CO_2, siendo sensible a la cantidad de CO_2 disuelto (más CO_2 ➔ menos pH) y por tanto puede dar una indicación de la migración de agua rica en CO_2 que puede preceder a la migración del CO_2 en fase libre.

La información espacial (3D) depende de la disponibilidad de sondeos; por ejemplo el proyecto de monitorización en Weyburn cuenta con varios sondeo destinados para la toma de muestras, mientras que el proyecto Recopol tan solo cuenta con un sondeo disponible para la monitorización.

Mientras que es relativamente sencillo medir los parámetros descritos, la interpretación de estas medidas para extraer información sobre reacciones geoquímicas es mucho más compleja. En particular, se ha mostrado un escaso interés en conocer el impacto de las interacciones minerales/CO_2 en proyectos EOR; tan solo recientemente, y como resultado del interés en el almacenamiento geológico del CO_2, se ha incrementado el interés por comprender la cinética de las interacciones minerales/CO_2 y cómo los datos de la monitorización pueden ser empleados para predecir la extensión y ritmo de las trampas de solubilidad y mineral.

La capa confinante de los yacimientos no es en realidad totalmente impermeable a los hidrocarburos, y es sobre este principio sobre el que se basan los métodos de prospección geoquímica o geomicrobiológica que tratan de localizar la posición de los yacimientos, estudiando el gas encerrado en las rocas a escasa profundidad bajo la superficie del suelo, o las floras bacterianas que se desarrollan allí donde los hidrocarburos gaseosos son muy abundantes (M. Louis, 1961).

Técnicas de monitorización geodésicas

La mayoría de los campos de aplicación de las ciencias ambientales incluyen la medida de la concentración del CO_2 en el suelo, el flujo desde el mismo, y la dinámica del carbono a escala de ecosistema.

La interferometría satélite (InSAR[8]) y la geodesia proporcionan valores de desplazamientos verticales del terreno como resultado de la inyección de CO_2.

La **técnica InSAR** es capaz de mapear pequeños cambios (por encima de algunos milímetros) sobre grandes áreas, mientras que los métodos **geodésicos** convencionales son más sensibles (menos de 1 mm).

[8] **InSAR:** Synthetic Aperture Radar Interferometry **¡Error! No se encuentra el origen de la eferencia.**].

También los **inclinómetros** son empleados para determinar el desplazamiento vertical (elevación/deformación del terreno) como consecuencia de la inyección.

En general, estas técnicas son aplicadas en la producción de hidrocarburos evaluando la posible subsidencia consecuencia de la fase de extracción/producción.

Los **vuelos de reconocimiento** están equipados con sensores para obtener una imagen hiperespectral. Los cambios a lo largo del tiempo en la reflectancia espectral, que son relacionados con cambios en la vegetación, podrían indicar posibles fugas de CO_2. No obstante, será necesaria una monitorización adicional para relacionar dichos cambios con una posible fuga. En general, podría haber una relación entre la actividad (micro) biológica, crecimiento y composición y la actividad relacionada con el almacenamiento de CO_2.

Esta técnica obtiene imágenes hiperespectrales de alta resolución, permitiendo la detección de elevadas concentraciones de CO_2 en el suelo (mediante el cartografíado de los efectos en el suelo y en las raíces de la vegetación). El método también detecta ligeras u ocultos sistemas de fallas que localiza los caminos preferenciales de CO_2 hasta alcanzar la superficie.

Los vuelos con sensores electromagnéticos se utilizan para detectar las anomalías de la conductividad asociadas con los cambios hidro-geoquímicos en el agua causados por bolsas de polución; esto se podría aplicar a la detección de cambios en la conductividad en sistemas de agua de superficies someras por la presencia de CO_2 disuelto.

Los vuelos con sensores infrarrojos detectarán posibles incrementos en la concentración de CO_2 en la atmósfera consecuencia de fugas; aunque esta última técnica no ha sido aún demostrada.

De forma separada o conjunta, los datos recogidos proporcionan una imagen de baja resolución de los cambios de presión en el subsuelo. Mientras estas tecnologías son nuevas y no han sido aún aplicadas en proyectos de monitorización de almacenamientos geológicos de CO_2, estas técnicas han sido utilizadas en una gran variedad de aplicaciones, incluyendo monitorización de reservas (Vasco et al., 2001) e investigación de acuíferos (Hoffman et al, 2001; Vasco et al. 2001).

El desarrollo de estas tecnologías puede proporcionar una herramienta útil y comparativamente de bajo coste para la monitorización del CO_2 en el subsuelo e incidencia en los ecosistemas.

No obstante, existe un escaso estudio sobre los efectos del CO_2 tanto en plantas terrestres y marinas, así como organismos, y es necesario ampliar este conocimiento antes de que sea una técnica útil.

Necesidades de monitorización. Clasificación espacial

Como se ha visto anteriormente, existe un amplio abanico de técnicas de monitorización disponibles, basadas principalmente en principios geofísicos y geoquímicos. Estas técnicas pueden clasificarse de acuerdo a la profundidad de la investigación, diferenciándose por tanto en métodos *profundos* y *someros*.

Los principales propósitos de la **monitorización profunda** es controlar la cantidad y el movimiento del gas inyectado dentro de la reserva almacén y la migración a los estratos superiores. Gracias a esta monitorización, los modelos predictivos de la ejecución del almacenamiento pueden calibrarse, ensayarse y ajustarse si es necesario.

Un objetivo secundario de este sistema de monitorización será proporcionar una detección (y alarma) temprana de la migración del CO_2 hacia formaciones someras. La monitorización profunda se realiza desde la superficie o en el caso de los métodos geofísicos también en sondeos.

El sistema de **monitorización somera** se centra en detectar y cuantificar el CO_2 que migra hacia las formaciones más someras del subsuelo, hacia el suelo o fondo marino para finalmente, ser liberado en la atmósfera o aguas oceánicas.

El conocimiento de la cantidad de CO_2 que es liberado al océano o atmósfera debe ser contabilizado, especialmente en aquellos proyectos enmarcados en la política de mitigación de GEI y que son reconocidos como tal (generadores de Derechos de Emisión, dentro del marco normativo de la UE, 2003/87/CE).

Este sistema incluye aquellos métodos que detectan y miden el CO_2 en zonas someras del subsuelo (por ejemplo acuíferos, suelo, etc.) y aquellos que actualmente miden la concentración del CO_2 en la columna del agua oceánica o la atmósfera.

Además es posible que sea necesario aplicar algunas técnicas especiales para monitorizar el impacto de las fugas en ecosistemas locales. Se debe enfatizar, no obstante, que una cuidadosa selección del emplazamiento, el desarrollo de modelos predictivos y la monitorización pueden prevenir cualquier posibilidad de que ocurra una fuga.

En la siguiente tabla se resumen las técnicas aplicables para el control de un almacén geológico de dióxido de carbono en función de la profundidad, diferenciándose en los diferentes sub-sistemas: reserva objetivo, formaciones de recubrimiento y superficie.

Tabla 2: Técnicas de monitorización en relación con los sistemas de subsuelo. B. Llamas, 2009

Sistema	Grupo	Técnica	Comentario
Reserva	Ingeniería	Presión	Medida local
	Ingeniería	Temperatura	Medida local
	Químico	Trazadores	Medida local
	Químico	Análisis de gases	Análisis de isótopos o composición. Medida local.
	Químico	Análisis de agua	Análisis de isótopos o composición. Medida local.
Reserva y formaciones someras	Geofísica	Sismicidad superficial 3D	Cobertera espacial
	Geofísica	Perfiles sísmicos	Medida entre sondeos
	Geofísica	VSP	Espacial utilizando un sondeo
	Geofísica	Microsismicidad	Monitorización de sondeos
	Geofísica	Gravedad	Aplicada en superficie o en sondeos
	Geofísica	Electro-magnética	Aplicada en superficie o en sondeos
	Geofísica	Auto potencial	Aplicada en superficie o en sondeos
Formaciones de recubrimiento	Geofísica	Cement bound logs	Medida a lo largo de un sondeo
	Química	Fluido en formaciones	Medida local
	Química	Fluidos en sondeos abandonados	Medida local
Superficie	Geodesia	Inspección geodésica	Cobertera espacial
	Geodesia	Satélites	Cobertera espacial
	Geodesia	Inclinómetros	Cobertera local
	Geodesia	Vuelos de reconocimiento (con sensores)	Cobertera espacial
	Química	Gas en suelo o suelo marino	Medida local
	Química	Fluidos en superficie	Medida local
	Química	Microbiología	Cobertera local
Superficie y formaciones someras. (offshore)	Geofísica	Subbottom profiling	Cobertera espacial
	Geofísica	Side scan sonar	Cobertera espacial

5.8. Gestión del riesgo

Los principales riesgos asociados al almacenamiento de CO_2 en una estructura geológica se pueden agrupar en las siguientes tres categorías[9]:

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

La metodología propuesta para el análisis de riesgos debe comprender los riesgos citados anteriormente durante el desarrollo de toda la vida del proyecto. Para ello, se deberá basar en la normativa de análisis de ciclo de vida (LCA).

Además, el análisis de riesgos debe contar con un criterio o Índice de Aceptación de Riesgos (IAR), que será el índice por el cual se podrá garantizar el conocimiento suficiente como para garantizar la seguridad del almacén. Además, la valoración del índice servirá para incrementar la aceptación social. El citado índice, entre otros aspectos, deberá ser regulado y fijado por normativa europea y nacional de cada país de forma que se pueda garantizar:

1. Homogeneidad de criterios y valoración en el entorno europeo.
2. Límite de consideración del proyecto (en el tiempo), una vez clausurado el almacén.
3. Responsabilidad de cada actor durante la vida del proyecto.

Por tanto, el análisis de riesgos estará directamente relacionado con el desarrollo de la legislación que regule la ejecución de dichos proyectos.

La Figura 55 refleja el papel principal que juega el análisis de riesgos, entendiéndolo como una gestión integral del riesgo. En la etapa de pre-inyección, el análisis de

[9] En inglés se considera el acrónimo: HSE. Health, Safe and Environmental.

riesgos servirá de referencia en la definición de las necesidades de caracterización, así como la metodología de monitorización y modelización (resolución espacial, temporal, etc.).

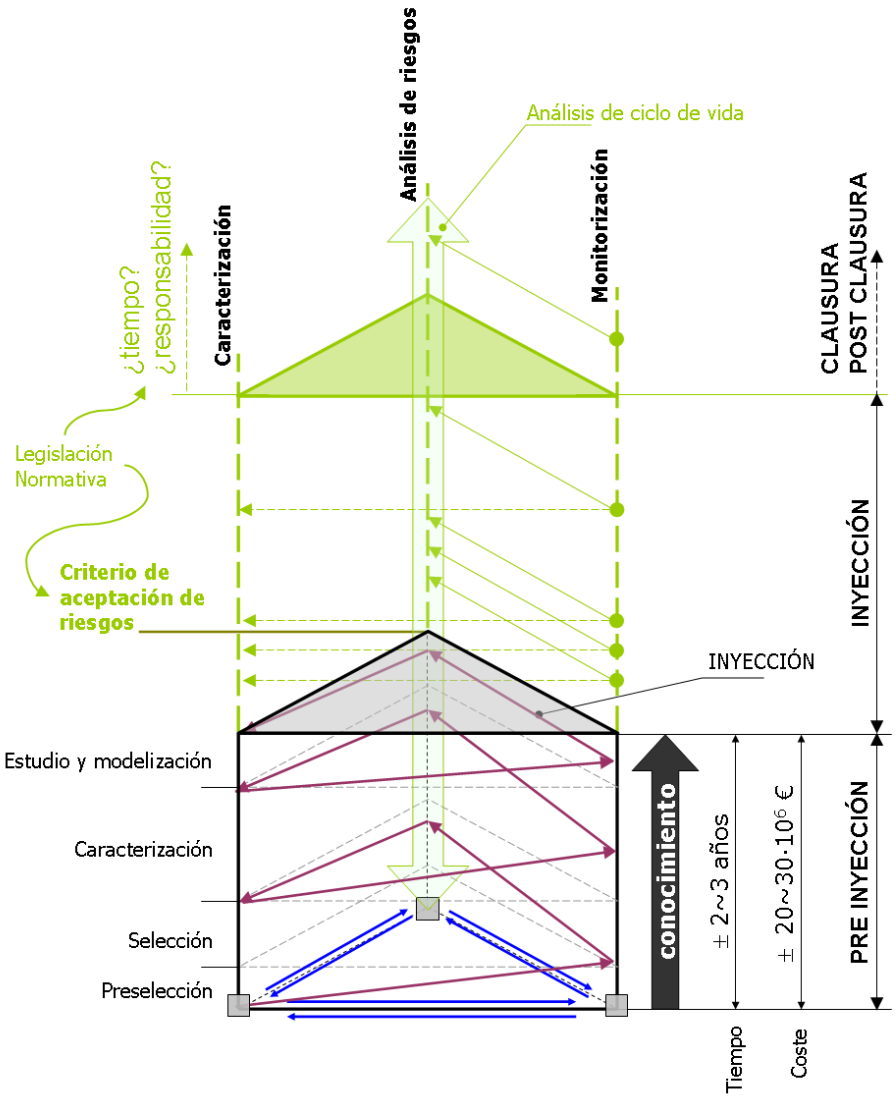


Figura 55: Gestión de un proyecto de almacenamiento de CO_2, considerando el análisis de riesgos en la vida del proyecto, antes, durante y después de la inyección. B. Llamas, 2009.

En la Figura 55 se propone el modo de evaluar un emplazamiento, contando con tres aristas: caracterización, monitorización o instrumentación y análisis de riesgos. Las líneas moradas indican el camino de incremento de conocimiento, partiendo de la obtención de datos bibliográficos se determinan que aspectos son necesarios obtener (monitorización). Una vez obtenida nueva información sobre las propiedades del

emplazamiento, es posible analizar las incertidumbres y potenciales riesgos asociados (base de datos de riesgos, FEP) que obligará a incrementar las variables a evaluar (caracterización), que implicarán la aplicación de las herramientas adecuadas para conseguirlo, y así sucesivamente, hasta reducir el índice de riesgos hasta un valor tal (que deberá ser normalizado) que sea viable obtener los permisos para comenzar la fase de explotación.

Por tanto, el crecimiento del conocimiento se realiza considerando las tres aristas como piezas complementarias y concatenadas para una correcta gestión del proyecto. El crecimiento del conocimiento se realiza en forma de espiral (línea morada).

Análisis de ciclo de vida

La primera actividad en el sistema de análisis es especificar la frontera del sistema que debe ser analizado (tanto en el espacio como en el tiempo) hasta que el Dominio del Sistema esté claramente identificado. Después de establecer la citada frontera, el análisis compara el sistema con cero emisiones (aplicando tecnología CAC) con otro caso base (sin aplicar tecnología CAC). La diferencia entre ambos, definirá el impacto ambiental de la aplicación de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2, obteniendo el índice de aceptación de riesgos (RCA).

El sistema puede ser descrito mediante las características eventos y procesos (FEP)[10]. Los *procesos* influyen en la evolución del sistema, mientras que los *eventos* pueden ser considerados como procesos que tienen lugar en pequeños períodos de tiempo.

Incluso para un sistema de almacenamiento geológico de CO_2 bien caracterizado, existe una inevitable incertidumbre referente a la evolución del sistema en el tiempo.

[10] Un ejemplo sobre los tres tipos de FEP relevantes para el almacenamiento de CO_2 puede ser:

- Una característica del sistema: un acuífero cerca de la superficie y las características asociadas.
- Un proceso que puede afectar la evolución del sistema: La erosión de la superficie terrestre.
- Un evento que también afecta a la evolución en el tiempo del sistema: un terremoto.

La construcción de escenarios[11] es una metodología ampliamente utilizada en la industria como herramienta de planificación.

Con respecto al almacenamiento geológico de CO_2, el término escenario puede definirse como: "una hipotética secuencia de procesos y eventos, ideada para ilustrar un rango de posibles comportamientos y estados del sistema de confinamiento del CO_2, con el propósito de hacer o evaluar los casos de seguridad, o para considerar el destino a largo plazo del CO_2".

Los procesos y eventos que determinan los escenarios son denominados como FEP externos, ya que se refieren a fenómenos que son tratados de forma externa al sistema de evaluación.

En el desarrollo de los modelos matemáticos para determinar el destino del CO_2, será de ayuda representar las interacciones entre FEPs que determinan la evolución intrínseca del sistema. Existen dos métodos generales ampliamente utilizados: (1) diagramas de influencia de procesos e (2) interacción de matrices. Este último método permite un enfoque de interacciones entre los diferentes procesos, eventos y características y el modo de representación, el cual es un paso importante en la definición del modelo conceptual y en la progresión lógica hacia un modelo matemático, que describa la evolución del sistema como un "todo uno".

Una vez desarrollados, dichos modelos pueden ser auditados frente a una lista de FEP para garantizar que todos los procesos relevantes han sido incluidos.

El análisis de riesgos se puede clasificar jerárquicamente en las siguientes categorías:

[11] En la evaluación de los *impactos* derivados del almacenamiento geológico de CO_2, la incertidumbre referente a la evolución a largo plazo del sistema ha sido tratada mediante la realización de cálculos para un número de descripción conceptual de futuros estados del sistema, denominados *escenarios*.

La primera aplicación de escenarios se produjo a principio de los 80 del pasado siglo por la compañía Sandia National Laboratory for the US Nuclear Regulatory Commission (Cranwell et al, 1982).

1. El análisis básico determina las condiciones frontera para cualquier evaluación, especificando qué necesidades deben ser evaluadas y por qué.
2. Factores externos, describen los factores naturales y humanos que se encuentran fuera del dominio del sistema. Este análisis FEP es el más importante a la hora de determinar futuros escenarios de evolución del sistema.
3. La categoría de almacenamiento de CO_2, especifica detalles de las etapas de pre-inyección y post-inyección.
4. Propiedades del CO_2, interacciones y transporte del CO_2 se refiere a aquellas características, eventos y procesos que son relevantes para el destino del fluido inyectado. Las propiedades del dióxido de carbono pueden variar entre las condiciones a gran profundidad frente a las de cerca de la superficie, y el amplio rango de las reacciones físicas y químicas puede ser importante.
5. La geoesfera, o entorno de almacenamiento, se refiere al análisis de todo lo concerniente a la geología, hidrogeología y geoquímica del sistema de almacenamiento. Esta categoría describe qué parámetros son conocidos del sistema antes de comenzar las operaciones de almacenamiento.
6. Aspectos medio ambientales cerca de la superficie, analizan los factores que pueden ser importantes en el caso de que el dióxido de carbono almacenado migre hasta un entorno donde sea accesible al ser humano. El medio ambiente citado puede ser terrestre o marino y el comportamiento del ser humano en ese medio ambiente en particular debe ser descrito.
7. Impactos: esta categoría incluye cualquier otro aspecto que pueda ser de interés en la evaluación y ejecución del emplazamiento y su seguridad. Los impactos considerados pueden ser hacia el ser humano, la flora, fauna o el entorno físico.

6. Estimación de costes de la Captura y Almacenamiento de CO_2

6.1. General

El papel que la CCS podría desempeñar para alcanzar reducciones sustanciales en los niveles de emisión de gases de efecto invernadero (GHG) ha sido evaluado en un estudio desarrollado a nivel mundial por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), titulado "CO_2 capture and storage: A key abatement option. (IEA, 2008b)". De este estudio mencionaremos un escenario base (BASE) que supone que se mantienen las políticas en vigor y planificadas actualmente; un escenario (ACT) que pretende estabilizar las emisiones de 2050 en los valores de 2005 y un tercer escenario (BLUE) que pretende reducirlas en 2050 a la mitad de los valores de 2005.

El núcleo de las conclusiones es que ninguna tecnología puede resolver el problema de las emisiones por sí misma y que más bien hay que recurrir a todas las disponibles. Entre ellas figuran como opciones importantes las de CCS en la generación eléctrica además de otras opciones de mitigación, tales como el CCS en los sectores industriales y "upstream", ahorro y eficiencia energética, mayor recurso a las energías renovables y a la energía nuclear.

La generación eléctrica en el escenario BASE aumenta un 179% entre 2005 y 2050. El carbón y el gas natural (GN) representarían tres cuartas partes de la generación eléctrica en 2050, en comparación con dos tercios en 2005. Las emisiones globales de CO_2 relacionadas con la energía aumentarían desde 27 Gt en 2005 a 62 Gt en 2050. La fracción atribuible a la generación de electricidad aumentaría ligeramente desde 41 a 44% a pesar de la mayor presencia de combustibles fósiles. Ello se debe a los mejores rendimientos en la generación eléctrica.

En el escenario ACT las emisiones globales de CO_2 se reducen en 14 Gt en 2050 con respecto al escenario BASE de 2005 y de ellas unas 3 Gt corresponden a CCS.

En el escenario BLUE la contribución del CCS para mitigar las emisiones globales de CO_2 aumentan aún más en tanto en términos relativos, 26%, como absolutos, 4,7 Gt.

6.2. Costes específicos de las tecnologías de captura del CO_2

Consideraciones generales para las tres tecnologías en EE.UU.

Los costes se dividen en la inversión en equipos y en la pérdida de rendimiento y producción eléctrica que requieren más consumo de combustible y mayor potencia bruta para la misma producción neta., así como los mayores costes en O&M.

Los datos que siguen (

Tabla 3) se refieren únicamente a los costes de la captura del $CO_{2,}$ por la dificultad de comparar los costes del transporte y del almacenamiento. Todo ello se resume en la citada tabla. Los datos se basan en el estudio de IEA, 2008 actualizados. Los costes de los equipos de captura para centrales de carbón se estiman entre 700 y 1.300 $US/kW para centrales que entren en servicio en 2015 – 2020 (30 – 70% del coste de centrales sin captura), con rangos de potencia entre 700 y 1.000 MWe. Un incremento similar se observa para las centrales de ciclo combinado de GN con y sin captura. Estas estimaciones presentan unos rangos muy amplios, que reflejan la incertidumbre derivada de la falta de construcciones reales. En términos de producción eléctrica, los costes adicionales oscilan entre 30 y 60 $US/MWh, para centrales de carbón y 20 – 40 $US/MWh para ciclos combinados de GN.

No se puede concluir esta introducción sin referirse al valor de las emisiones evitadas. Se supone que en 2030 el precio de la tonelada de CO_2 oscilará entre 50 y 70 $US como reflejo de las políticas de protección del medio ambiente. Las emisiones de la central de referencia (sin captura) se toman como 950 g/kWh para una térmica de carbón y 450 g/kWh para un ciclo combinado de GN. Con lo expuesto y los valores de la tabla que sigue se pueden cuantificar los ahorros estimados.

Tabla 3. Costes y parámetros técnicos de centrales con captura de CO_2.

Tabla 5.1 - Costes y parámetros técnicos de centrales con captura de CO2

Tecnología	Operación Comercial	Coste total de inversión con captura ($US/kW)	Coste total de inversión sin captura (referencia) ($US/kW)	Rendimiento LHV (%)	Diferencia de rendimiento con central de referencia LHV (%)	Tasa de captura (%)	Coste ponderado de generación (LCOE) Central con captura ($US/MWh)	Coste ponderado de generación (LCOE) Central sin captura ($US/MWh)
Carbón. Ciclo de vapor Post-Combustión	2015 - 2030	2.600 - 3.400	1.800 - 2.300	40	9	85	90 - 110	57 - 68
Carbón. Ciclo de vapor Oxi-Combustión	2015 - 2030	2.700 - 3.850	1.700 - 2.300	40	9	90	90 - 118	55 - 68
Carbón. IGCC	2015 - 2030	2.600 - 3.450	1.800 - 2.300	38	8	85	88 - 114	57 - 68
Ciclos combinados de GN Post-Combustión	2015 - 2030	1.150 - 1.500	700 - 1.000	52	7	85	95 - 100	74 - 78
Ciclos combinados de GN Oxi-Combustión	2015 - 2030	1.400 - 1.800	700 - 1.000	48	10	95	105 - 115	76 - 81

Notas:
1. Tasa de descuento del 10%. Para un 8% se estima que los costes de inmversión disminuirían del orden de un 5% y los de generación un 15 - 20%
2. Vida de 40 años para centrales de carbón y 30 para ciclos combinados de GN
3. Costes anuales de O&M un 4% de la inversión para centrales con captura y un 2% para centrales sin captura
4. Período de construcción de 4 años para centrales de carbón y de 2 años para ciclos combinados de GN
5. Precio del CO2: 30 $US/t
6. Precio del carbón: 90 $US/t. LHV: 6.000 kcal/kg
7. Precio del GN: 10 $US/MBTU
8. Factor de carga: 85%

Pre-combustión

Consideraciones Generales

La implantación de la tecnología GICC en la generación de energía eléctrica tiene dos barreras fundamentales:

1. Mayor coste de inversión por kW instalado (2.000 -2.600 €/kW_e) dependiendo del combustible considerado. Sin embargo los costes finales de electricidad, en un escenario financiero estable y confiable, se igualan con otras tecnologías por su mayor eficiencia y uso de combustibles más baratos y sostenibles. Y serán sensiblemente inferiores a otras cuando las legislaciones medioambientales, no solo en emisiones de CO_2, sino también en otros contaminantes, avancen consecuentemente.
2. La disponibilidad de estas centrales es inferior a otras tecnologías. Debido fundamentalmente a la falta de madurez de los diseños de plantas a gran escala. Si en la primera generación se han conseguido disponibilidades entre 60 y 80%, en las siguientes es previsible que sean superiores al 80%, que son las disponibilidades de los GICC operados por la industria química con residuos de refinería en lugar de carbón.

Evaluación de costes de la pre-combustión

Según el informe IPCC, las actuales plantas de ciclo combinado de gas natural ofrecen rendimientos del 56% (PCI), y se espera que los avances, sobretodo en la turbina de gas, suban esa cifra hasta un 65%. La incorporación en el proceso de un sistema de captura en precombustión en esas plantas, supondría a día de hoy bajar el rendimiento hasta el 48%, y en 2020 hasta el 56%. Es decir que se estima que se podría tener en 2020 ciclos combinados con captura de CO_2 con los mismos rendimientos sin captura de hoy en día. Esto último también aplicaría para plantas GICC de carbón, que podrían conseguir en 2020 rendimientos con captura del 43%, es decir el mejor rendimiento a día de hoy sin captura.

En el informe IPCC se incluye un amplio estudio sobre costes y rendimientos en nuevas centrales GICC, alimentadas con carbón, y realizando la captura por adsorción física con Selexol. Los rendimientos de captura oscilan entre 85-92%, y los consumos específicos de la planta suben entre un 16 a 25%. Los costes de inversión y de la

electricidad producida suben entre un 20 y un 40% y están en el rango de los costes indicados en la Tabla 3 (Carbon. IGCC).

La pérdida de eficiencia da lugar a un aumento del consumo de combustible, por lo que el precio del combustible tendrá un peso importante en el coste del CO_2 evitado.

Como dato relevante al respecto se tienen los primeros resultados de la planta piloto de captura de CO_2 en precombustión en una central GICC operativa que Elcogas está operando en Puertollano:

El coste de instalación de un sistema de captura de CO_2 y producción de H_2 a partir del gas de síntesis producido en el gasificador ha sido de 14 M€, para tratar el 2% de la corriente de gas de síntesis, equivalente a 14 MWth.

Con este coste de inversión el coste de incorporar la captura de CO_2 en el GICC de Puertollano a escala 1:1 sería de entre 18 y 23 €/t_{CO2}, según el escenario operativo que se considere.

El dato es muy relevante pues es el primero que se basa en datos reales y no en estudios o estimaciones.

Post-combustión

El informe "Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics" publicado por McKinsey en el año 2008 es considerado una de las mejores referencias para la estimación de costes de captura y almacenamiento de CO_2. Los datos publicados correspondientes a una planta con captura de CO_2 en fase comercial inicial (Año 2020) utilizan como base de cálculo una planta ultra-supercrítica de 700ºC con captura en post-combustión de 900MW de potencia neta y una eficiencia de esta hipotética planta se considera del 40%. Con una tasa de captura de CO_2 del 90% se estima un coste por tonelada de CO_2 evitado de 21-32 €. Si se hiciera el cálculo en base a las dos últimas columnas de la tabla 5.1 anterior y un tipo de cambio de 1,30 €/$ USA, se obtendría un coste por tonelada de CO_2 evitado de 29-38 €, que es bastante coherente con el estudio de McKinsey.

El Global CCS Institute, en colaboración con Worley Parsons, Schlumberger, Baker & McKenzie y EPRI, publicó en mayo de 2009 un análisis económico de la captura y almacenamiento de CO_2. Los datos publicados son datos en dólares actualizados a

2009 y que consideran un período de 30 años para una planta en fase comercial en EE.UU. Para la obtención de estos datos se parte de datos de plantas publicados en informes anteriores de DOE-NETL, EPRI, MIT, SFA y por Rubin. Ajustando los datos publicados a 2009, tomando un periodo de amortización de 40 años, un coste de combustible de 2,7 €/GJ (LHV) y 7.500h de operación anual para una planta ultrasupercritica, el coste por tonelada de CO_2 evitado es alrededor de 33€.

Oxicombustión

Es de esperar que los rendimientos de plantas con captura de la primera generación sean próximos al 35%, con una ligera ventaja a favor de la opción de captura PRE. El diferencial podría reducirse con respecto a las plantas sin captura de tecnología similar a menos de 8 puntos porcentuales. Las inversiones especificas necesarias (1.700 a 1.800 €/kW) podrían reducirse entre un 10 y un 25% para la segunda generación de centrales (2030).

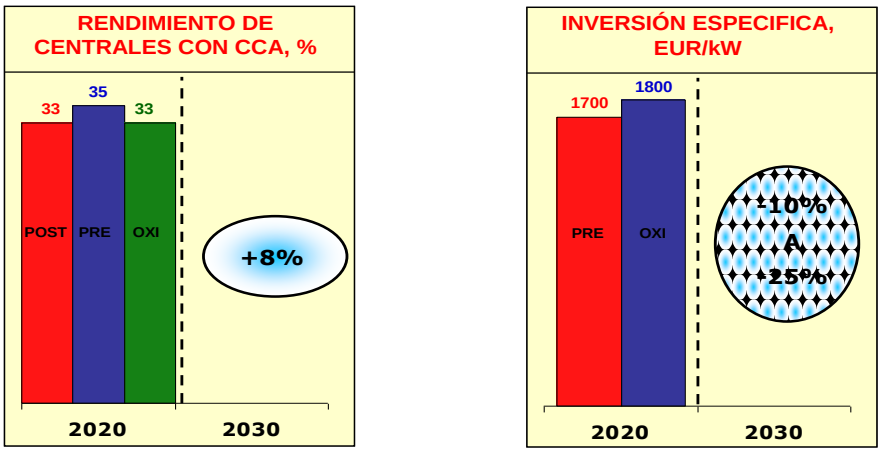


Figura 8. Rendimientos e inversiones específicas de centrales con captura de CO_2 en UE.
Elaboración propia, a partir de (8)

Figura 56. Rendimientos e inversiones específicas de centrales con captura de CO2 en la Unión Europea. (Fuente: SET Plan Europeo)

Como resultado, se producirá un impacto en los costes de generación de la electricidad que la Plataforma Europea de Cero Emisiones concreta en el intervalo 53-58 €/MWh para 2020 (carbones duros) frente a algo menos de 40 para centrales sin captura con un coste evitado entre 22 y 25 €/t.

En las Figura 57 y Figura 58 se recogen las previsiones de costes de CO_2 evitado, que han sido estimados en el informe Mc Kinsey, elaborado por encargo de la Plataforma Europea de Cero Emisiones y publicado en Septiembre de 2008. Se fijan unos costes globales de todo el ciclo captura-transporte-almacenamiento para las nuevas plantas de demostración, sin distinción de tecnologías aplicadas, que pueden oscilar entre los 60 y los 90 €/t. A medida que las tecnologías vayan alcanzando su madurez la horquilla de costes se iría reduciendo, de modo que las previsiones para las primeras unidades comercializadas a partir de 2020 podrían alcanzar unos costes de 35-50 €/t y las plantas correspondientes a la fase comercial madura se situarían en torno a 30-45 €/t.

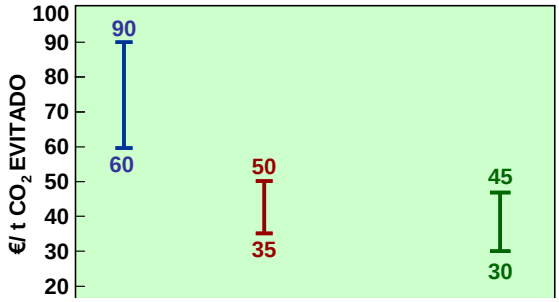


Figura 57. Costes previstos para el CO2 evitado.(Fuente: Carbon Capture&Storage: Assessing the Economics. The McKinsey Company. September 2008)

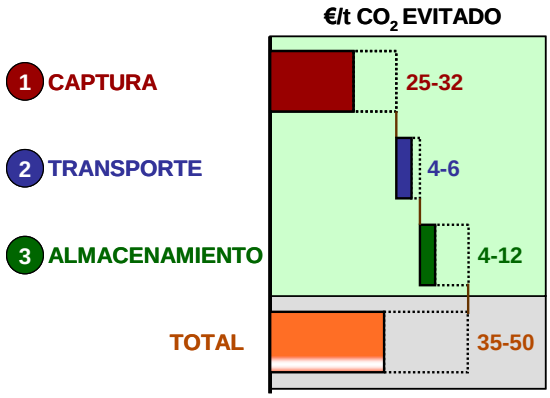


Figura 58. Desglose del coste total del CO2 en primeras unidades comerciales (Fuente: CarbonCapture&Storage: AssessingtheEconomics. TheMcKinseyCompany. September 2008)

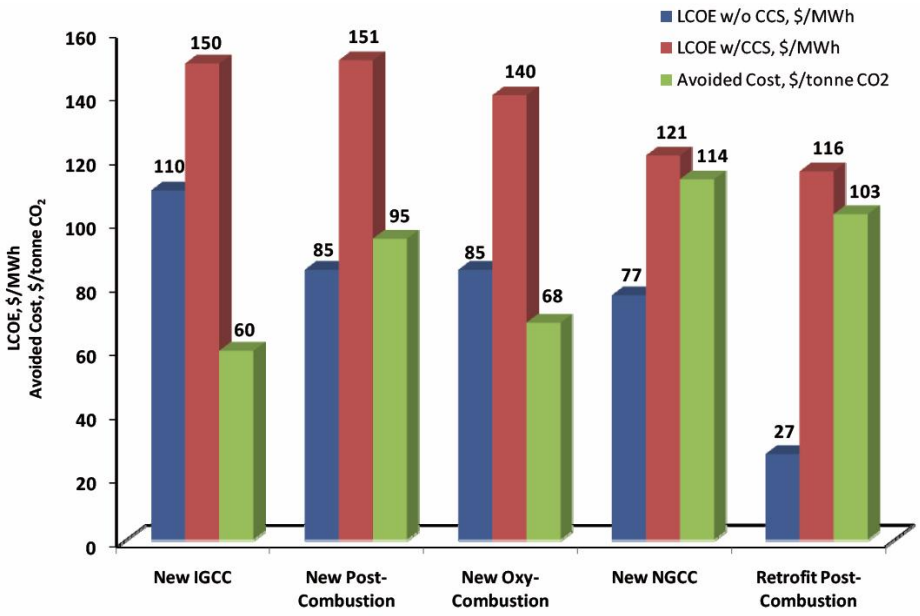
Resumen comparativo de costes de las tres tecnologías

En la Figura 59 se recoge el desglose para las diferentes etapas de captura, transporte y almacenamiento de estos costes para la etapa comercial. Se puede observar cómo la captura representa aproximadamente el 70% de los costes totales del ciclo CAC.

Para la Comisión Europea la penetración de las tecnologías de captura en el escenario de máximos llevaría a un incremento del precio global de producción de electricidad de hasta un 5,5% en 2030, con respecto al valor de referencia sin captura.

Con respecto a las diferencias de costes entre las diferentes alternativas de captura (pre, post y oxi) éstas no se podrán precisar de forma definitiva hasta tanto no se disponga de plantas de demostración que permitan evaluar costes de inversión y operación en condiciones reales. Se han publicado diversos estudios estimativos. El realizado por el DOE americano en 2010, basado en un análisis de costes para centrales térmicas de carbón tipo de 550 MWe y aplicando las tecnologías en su estado actual de desarrollo se concluye que los costes asociados a la captura de CO_2, expresados como coste nivelado de la electricidad se cifrarían en unos 150 $/MWh para nuevos ciclos IGCC (precombustión), 151 $/MWh para nuevos grupos supercríticos con captura en postcombustión con aminas y 140 $/MWh para nuevos grupos supercríticos operando en oxicombustión, lo que arroja una clara ventaja para esta última opción en plantas de nueva construcción. Para la modernización de plantas existentes con la incorporación de captura en post-combustión se cifra el coste en 116 $/MWh.

El coste de la captura se estima para cada alternativa en términos de CO_2 evitado en 60 $/t de CO_2 para los ciclos IGCC, 95 para la opción de postcombustión, 68 para la oxicombustión y 103 $/t de CO_2 para la modernización de postcombustión.



Source: (DOE, 2010a; DOE, 2010b)

Figura 59. Estimación de costes asociados a la captura de CO2, expresados como coste nivelado de la electricidad para diferentes alternativas de plantas

Transporte

Los costes del transporte dependen de la distancia al sumidero final. El CO_2 capturado se tiene que transportar a su punto de almacenamiento. Esto se puede efectuar por tubo, mediante buques adecuados o por carretera. Para grandes caudales de CO_2 el método más eficiente es el transporte por tubo. Dichos conductos son similares a los utilizados para el GN, excepto que el CO_2 es deshidratado para disminuir su carácter corrosivo. Además los aceros empleados deben ser resistentes a la corrosión por CO_2. Por otra parte, factores como diámetros y presiones de bombeo deben optimizarse para reducir costes. Es de notar que ENAGAS ha modificado recientemente sus estatutos para poder transportar CO_2.

El coste de transportar CO_2 por unidad de peso es mucho menor que el de GN o hidrógeno porque se lleva a cabo en estado líquido o supercrítico con una densidad 10 a 100 veces mayor que la del GN. Dependiendo del diseño los costes estimados pueden variar entre 2 y 6 $US/t CO_2 sobre 100 km – año, para un caudal de 2 Mt de CO_2 que corresponde aproximadamente a la producción de una central de 400 MW que queme carbón americano.

Almacenamiento

Para almacenar el CO_2 existen varias opciones tecnológicamente aceptables. Una de ellas son los salinos acuíferos contenidos en rocas sedimentarias. La AIE ha producideo informes acerca del coste de proyectos de almacenamiento en Europa y EE.UU. y descrito las metodologías utilizadas (IEA GHG, 2005a, IEA GHG, 2005b)

Los costes incluyen las inversiones en capital (CAPEX), que corresponden a la evaluación del emplazamiento, perforaciones, instalaciones de superficie, así como los de operación y monitorización, tales como análisis sísmicos (OPEX).

Los costes de perforaciones para yacimientos de petróleo y gas se pueden utilizar para conseguir aproximaciones a los costes de inyección del CO_2. La desviación principal tiene que ver con la necesidad de aislar las paredes del pozo para evitar interacciones entre el CO_2 y el cemento. En general el coste de instalar y operar equipos de monitorización del CO_2 es pequeño comparado con los costes de almacenamiento. También es importante resaltar que los costes de inyección en yacimientos marinos son significativamente mayores que los de inyectar en tierra firme. Los costes de los primeros varían en función de la profundidad marina y la complejidad del pozo y pueden resultar en costes más de cuatro veces superiores, inclusive en aguas someras. También hay que tener en cuenta que los costes de perforación de pozos petrolíferos han aumentado del orden del 180% en los últimos cinco años como consecuencia del aumento de precio de los materiales y la escasez de recursos humanos calificados.

En los citados documentos IEA GHG, el coste total se ha estimado utilizando un análisis basado en algoritmos de Monte Carlo. Debido al incremento de precios, los resultados se han ajustado considerando datos de perforaciones petrolíferas. En Europa (yacimientos en tierra firme y marinos), una capacidad de almacenamiento de 30 Gt en yacimientos acuíferos salinos se podrían utilizar con costes de 10 a 20 USD/t y 5 Gt en campos agotados de petróleo y gas con costes de 10 a 25 USD/t, de cuyos rangos la parte inferior corresponde a yacimientos en tierra firme. Estos datos son coherentes con los de un estudio llevado a cabo por el Statoil Research Centre y el Petroleum Technology Research Centre (PTRC) de Canadá para los yacimientos de Sleipner y Weyburn.

También se inyecta CO_2 en yacimientos petrolíferos o de GN en sus estadios finales para activar la recuperación (CO_2 –EOR o EGR). En el primer caso la miscibilidad generalmente aceptada es de 2,5 a 3 t CO_2 por tonelada de crudo producido. Los costes del crudo producido en dichas condiciones oscilan entre 7 y 15 $US/barril. Las condiciones actuales de mercado (barril a 70-80 $US) hacen rentable en principio el proceso dependiendo del coste del CO2. Otra alternativa son los yacimientos de GN agotados, que todavía pueden contener un 10 – 40% del GN original aunque en este caso las condiciones económicas son menos favorables. Se estima que por cada tonelada de CO_2 inyectado se pueden conseguir de 0,03 a 0,05 toneladas de metano. Si se utiliza un precio de 9,5 $US/MBTU, del orden del doble del actual mercado spot y costes de almacenamiento de 10 $US/t CO2 se calculan retornos de 6 a 15 $US/t CO2 inyectada. A ello habría que restar el coste del CO_2 inyectado. Un estudio de la IEA del potencial de yacimientos de GN agotados sugiere un potencial de unas 800 Gt de almacenamiento de CO_2, pero a un coste de 6-10 veces el de los yacimientos petrolíferos.

Otras opciones sin cuantificar económicamente son yacimientos de carbón demasiado profundos o con vetas demasiado delgadas para su explotación comercial o a base de algas que lo asimilen por fotosíntesis. El almacenamiento disuelto en el agua del mar es técnicamente posible, pero actualmente está prohibido por acuerdos internacionales en el área del Atlántico Nordeste. También hay una opción que se ha explorado de forma preliminar en los invernaderos de Almería y que consiste en usar el CO_2 para estimular el crecimiento de las plantas y hortalizas por el efecto de fotosíntesis.

Parece indispensable que si se quiere considerar seriamente la opción del CCS se lleven a cabo en España trabajos para conseguir estimaciones equivalentes.

7. Bibliografía

- Abanades J.C., Rubin E.S., Anthony E.J. (2004) Sorbent cost and performance in CO2 capture systems. Industrial and engineering chemistry research 44, 5608-5615.
- Borleé J. (2007) Low cost steel-ULCOS project. ETP-2008
- Ciscar J.C. et al. (2009). Climate change impacts in Europe. Final report of the PESETA research project. http://ipts.jrc.ec.europa.eu/publications/pub.cfm?id=2879
- IEA 2008. CO2 capture and storage. A key carbon abatement option. OECD/IEA.
- IPCC (Intergovernmental Panel on climate change) (2007). Climate change 2007. Mitigation of climate change- Contribution of of WG III. Cambridge University Presss.
- Rodriguez N, Alonso M., Grasa G., Abanades J.C. Process for capturing CO2 arising from the calcination of CaCO3 used in cement manufacture.
- Set Plan Information System. SETIS. Technology descriptions 2009. http://setis.ec.europa.eu/
- Yong Z, Mata V, Rodrigues A.E. (2002) Adsorption of carbon dioxide at high temperature-a review. Separation and purification technology 26(2-3), 195-205.
- ZEP technology platform (2008). Recommendations for RTD, support actions and international collaboration activities within FP7. Energy Work Programmes and National RTD Programmes in support of deployment of CCS in Europe. ZEP task force on technology.
- Zhang Y., Zhang S., Lu X., Zhou Q., Fan W., Zhang X.P. (2009) Dual Amino-Functionalised Phosphonium Ionic Liquids for CO2 Capture. Chem. Eur. J.15, 3003 – 3011.
- IPCC Special Reporto n Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Edited by Bert Metz, Ognulade Davidson, Hheleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer. Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cmbridge University Press
- 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.) Informes Técnicos CIEMAT nº. 1102, 84 pp.

- Stevens, S.H., Pearce, J.M., Rigg, A.A.J. (2001): Natural analogues for Geologic Storage of CO2: An Integrated Global Research Program. First National Conference on Carbon Seguestration, U.S. Department of Energy, NETL, Washington D.C.
- EPRI – 2008. Generation costs under a carbon constrained future
- MIT- 2007. The future of nuclear power. Revision 2003 study
- FERC – 2008. Electricity costs
- Foster Wheeler. R.Domenichini and others. Cost of electricity generation with and without CO2 capture
- Global CCS Institute, en colaboración con Worley Parsons, Schlumberger, Baker & - - - McKenzie y EPRI - Mayo 2009. “Economic análisis. CO2 capture and storage”
- IEA, 2008b). CO2 capture and storage: A key abatement option.
- IEA GHG, 2005a y 2005b
- MIT- 2007. The future of nuclear power. Revision of 2003 study
- MIT- 2007. The future of coal power.
- McKinsey – 2008. “Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics”
- NEA/IAEA. Projected costs of generating electricity. 2010 edition
- Statoil Research Centre, NO-7005 Trondheim, Norway 2Petroleum Technology Research Centre (PTRC), Regina, Canada S4S 0A2. “CO2 UNDERGROUND STORAGE COSTS AS EXPERIENCED AT SLEIPNER AND WEYBURN”. Tore A. Torp1 & Ken R. Brown2
- B. Llamas. 2009. Criterios y metodología para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacén de CO2. Universidad de Huelva.