



Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la industria del cemento

Estado del Arte

César Bartolomé Muñoz
Pedro Mora Peris
José David Recalde Rodríguez

1ª Edición, Diciembre 2011

© Agrupación de fabricantes de cemento de España

ISBN 978-84-615-5702-8

Está permitida la reproducción de los contenidos de esta publicación siempre que se cite su procedencia.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. ANTECEDENTES	5
1.1 Cambio climático y CAC	5
1.2. El cambio climático y la industria del cemento	6
2. CAPTURA DE CO₂	9
2.1. Precombustión	10
2.2. Oxidación parcial y total	13
2.3. Post-combustión	15
3. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DE GASES Y FIJACIÓN DE CO₂	18
3.1. Adsorción	18
3.2. Separación de gases mediante membranas	21
3.3. Absorción	25
3.4. Separación criogénica	28
3.5. Carbonatación mineral	29
3.6. Captura de CO ₂ mediante algas	31
4. TECNOLOGÍAS DE CAC EN LA INDUSTRIA CEMENTERA	33
4.1. Proceso de fabricación de cemento	33
4.2. Tecnologías de precombustión aplicadas a la producción de clínker	35
4.3. Tecnologías de oxidación aplicadas a la producción de clínker	37
4.4. Tecnologías de post-combustión aplicadas a la producción de clínker	41
5. TRANSPORTE DE CO₂	44
5.1. Diseño	45
5.2. Marco jurídico	49
6. ALMACENAMIENTO DE CO₂	50
6.1. Tecnologías y mecanismos de almacenamiento	50
6.2. Mecanismos de entrapamiento	53
1. Entrapamiento estructural (Structural trapping)	53
2. Entrapamiento Hidrodinámico (Hydrodynamic trapping)	54

3.	Entrampamiento por Disolución (Solubility trapping)	54
4.	Entrampamiento Residual (Residual trapping)	54
5.	Entrampamiento Mineral (Mineral trapping)	54
6.	Entrampamiento por Adsorción (Adsorption trapping)	54
6.3.	Almacenamiento geológico	55
1.	Yacimientos de gas y petróleo	55
2.	Acuíferos salinos profundos	58
3.	Capas de carbón profundas	58
6.4.	Criterios de selección de los lugares de almacenamiento	60
6.5.	Almacenamiento Oceánico	61
6.6.	Carbonatación mineral	63
7.	USOS INDUSTRIALES	65
7.1.	Usos industriales directos	66
1.	Uso del CO ₂ en la industria alimentaria	67
2.	Tratamiento de aguas	67
3.	CO ₂ en estado supercrítico	68
4.	Usos biológicos y químicos del CO ₂	68
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO	69
8.1.	Resumen de costes de técnicas de captura de CO ₂	70
9.	PROYECTOS DE CAC	72
10.	BIBLIOGRAFÍA	89
10.1.	General	89
10.2.	Captura	90
10.3.	Transporte	91
10.4.	Almacenamiento	91
	ÍNDICE DE FIGURAS	93
	ÍNDICE DE TABLAS	94

RESUMEN EJECUTIVO

La necesidad de reducir las emisiones de CO₂ para satisfacer las exigencias de sostenibilidad que la sociedad actual reclama, está obligando no sólo a la industria española sino al conjunto de la industria mundial a buscar desarrollos tecnológicos que permitan una reducción drástica de las emisiones sin que la producción se vea afectada. La captura y almacenamiento de CO₂ se encuadra dentro de este esfuerzo y es una de las líneas donde mayores avances se están produciendo. Sin embargo, las técnicas CAC no están exentas de inconvenientes, técnicos, económicos y sociales, lo que en la actualidad impide que sean de aplicación. No obstante, el objetivo es que en el año 2020 se hayan superado los problemas técnicos y que el coste de captura y almacenamiento de una tonelada de CO₂ se sitúe entre los 15 y 35 €.

Las tecnologías de captura de CO₂ se dividen en tres grandes grupos en función del método de captura y del punto del proceso donde se realice:

- La captura durante la precombustión consiste en la separación previa a la combustión del carbono presente en el hidrocarburo obteniendo hidrógeno que se utiliza como combustible. Esta separación se consigue bien haciendo reaccionar el combustible fósil con oxígeno para obtener monóxido de carbono o bien haciendo reaccionar gas natural con vapor de agua obteniendo monóxido de carbono e hidrógeno. En ambos casos el proceso se completa combinando el monóxido de carbono con agua para obtener CO₂, el cual es capturado fácilmente, y el H₂ que se utiliza como combustible. El mayor problema al que se enfrenta este tipo de captura es el carácter explosivo del hidrógeno, lo que complica su uso en el sector del cemento.
- La oxicomustión consiste en la utilización de oxígeno como comburente en lugar de aire. Esta reacción produce CO₂ y agua que son fácilmente separables por condensación de este último compuesto, obteniendo de esta manera una corriente de gases con una concentración de CO₂ en torno al 95%, lo que permite su compresión para el posterior transporte y almacenamiento. El oxígeno se genera en la denominada cámara de separación de aire en un proceso muy costoso. Los altos costes sólo son justificables gracias al aumento del rendimiento del proceso, aunque en la actualidad siguen siendo demasiado elevados.
- La captura de dióxido de carbono tras la combustión (post-combustión) es el grupo de técnicas más desarrolladas. Consiste en la separación del CO₂ de los humos emitidos por métodos físicos y químicos. Probablemente la técnica más utilizada, por ser la más económica, sean las membranas de adsorción y de absorción química, las cuales son capaces de retener el CO₂ presente en el gas emitido, aunque su rendimiento suele ser bajo por lo que necesitan de la recirculación del mismo en varias ocasiones. La productividad de las membranas depende de la presión relativa en las mismas, de su espesor y superficie. Su gran ventaja son unos muy bajos costes de instalación y unos costes de mantenimiento mínimos. Aparte de las membranas, la separación del CO₂ en los humos de salida también se puede llevar a cabo mediante disolventes de compuestos de amoníaco que fijan el dióxido de carbono, mediante procesos de separación criogénica o mediante ciclos de carbonatación-calcinación en los que se licuan los gases para su destilación posterior.

Una vez capturado, es necesario transportar el CO₂ al lugar donde será depositado de manera permanente. Para transportar el dióxido de carbono es necesario que se encuentre en el denominado estado supercrítico (densidad de 760 kg/m³ a 21,1 °C). El sistema de transporte más común es por tubería, en

los denominados COductos, y es el único realmente rentable. En caso de que este tipo de transporte no fuera posible, se pueden utilizar camiones cisterna o ferrocarriles y barcos con contenedores estancos. Actualmente, sólo el transporte marítimo en determinadas situaciones es capaz de competir con los COductos, los camiones cisterna resultan excesivamente caros y sólo se utilizan en ocasiones puntuales. En el caso de España, el mayor reto será crear una red adecuada de transporte hacia los diversos almacenamientos.

El dióxido de carbono capturado tiene una aplicación industrial que paulatinamente está incrementándose gracias la cada vez mayor implicación de diversas industrias, no obstante la mayor parte debe ser almacenado geológicamente en yacimientos de petróleo, acuíferos salinos o en lechos de carbono. La utilización de CO₂ para la extracción de petróleo o su almacenamiento en yacimientos abandonados es la técnica más desarrollada, pero son los acuíferos salinos los que tienen una mayor extensión a nivel mundial por lo que parecen la solución más adecuada. Por su parte, los lechos de carbono que contengan metano en su interior tienen la ventaja de que la inyección de CO₂ libera metano que puede ser capturado con el consiguiente beneficio económico. En España, los emplazamientos geológicos más adecuados están situados en las cuencas del Duero y del Ebro y en zonas paleo-volcánicas en Cataluña y el suroeste de Andalucía. Todos ellos están formados por altas concentraciones de CO₂ orgánico generalmente asociado a formaciones de travertino y trampas impermeables para agua y CO₂.

Por último, este documento va acompañado de un anexo con un listado de los principales proyectos de I+D+i de CAC que se están llevando a cabo a nivel mundial.

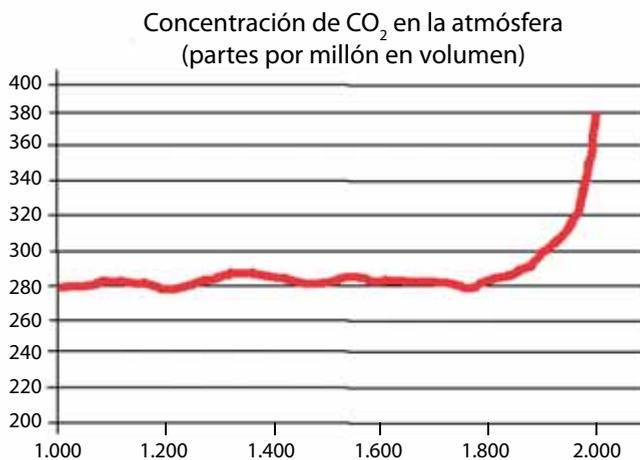
1. ANTECEDENTES

1.1. Cambio climático y CAC

El cambio climático se ha revelado en los últimos dos decenios del siglo XX como uno de los problemas globales más acuciantes a los que la sociedad actual debe enfrentarse. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) de la Organización de las Naciones Unidas considera que el calentamiento global es inequívoco y, con una probabilidad superior al 90%, su origen es antropogénico.

Por su parte, la Unión Europea considera que, para evitar los efectos negativos que el cambio climático podría tener sobre nuestro modo de vida actual, la temperatura media global superficial de la Tierra no debería exceder en más de 2 °C a los niveles preindustriales. Este objetivo implica que la concentración de CO₂ en la atmósfera debería mantenerse por debajo de las 450 partes por millón en volumen (ppmv).

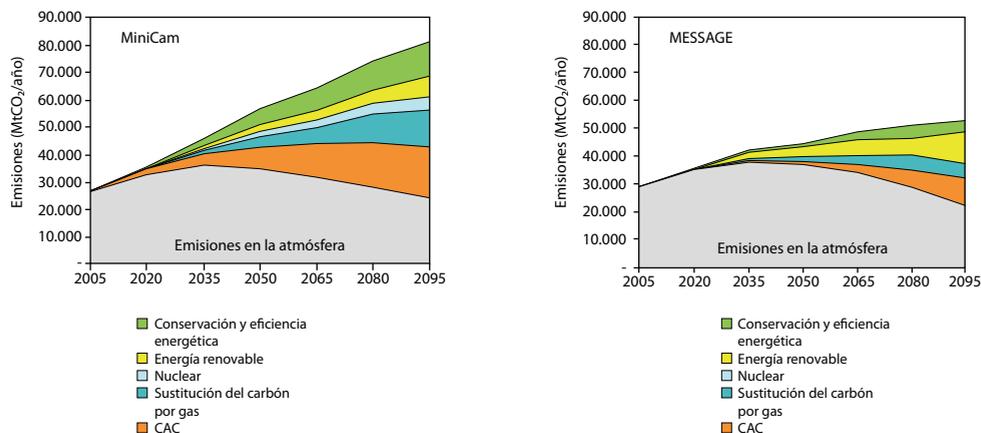
figura 1. Evolución de la concentración atmosférica de CO₂ en el último milenio (IPCC, 2007).



Por contra, la elevada dependencia energética de la sociedad actual ha incrementado la demanda de recursos energéticos y, en consecuencia, un notable aumento de las emisiones de CO₂, situándose a nivel mundial en los 24.000 millones de toneladas de dióxido de carbono al año.

Por este motivo, en los últimos años se ha generado una conciencia a nivel mundial para introducir sistemas productivos lo más eficientes posibles de manera que se reduzcan progresivamente las emisiones a la vez que se mantiene el desarrollo económico y el incremento del bienestar social. No obstante, la implantación de las mejores técnicas disponibles que incrementen la eficiencia energética no resultará suficiente a menos que se acompañen de medidas complementarias tales como la optimización del mix energético con la utilización de energías renovables, de energía nuclear y de combustibles alternativos y, por supuesto, la implantación de tecnologías de CAC.

figura 2. Ejemplo ilustrativo de la contribución potencial de las tecnologías CAC a escala mundial como parte de una cartera de opciones de mitigación (Fuente: IPCC CCS Informe 2005).



La Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC) se ha identificado como una tecnología clave para la reducción de las emisiones en los sectores eléctrico e industrial en el medio plazo y su desarrollo está recibiendo un importante apoyo por parte de un buen número de países y, especialmente, por la Unión Europea. Prueba de ello es la decisión tomada por la Comisión Europea de financiar a partir de 2009 acciones iniciales para poner en marcha 6 proyectos de demostración de las tecnologías CAC en Europa aplicadas al sector eléctrico. Uno de estos proyectos se está realizando en España con el concurso de Endesa y la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN).

La CAC tiene una mayor potencialidad de implantación inicial en aquellas aplicaciones industriales más intensivas en emisiones de CO₂, principalmente, aunque no de forma exclusiva, en el sector eléctrico, por ser el mayor emisor de CO₂. Debido a ello, numerosas compañías de generación eléctrica están ya involucradas en proyectos de CAC.

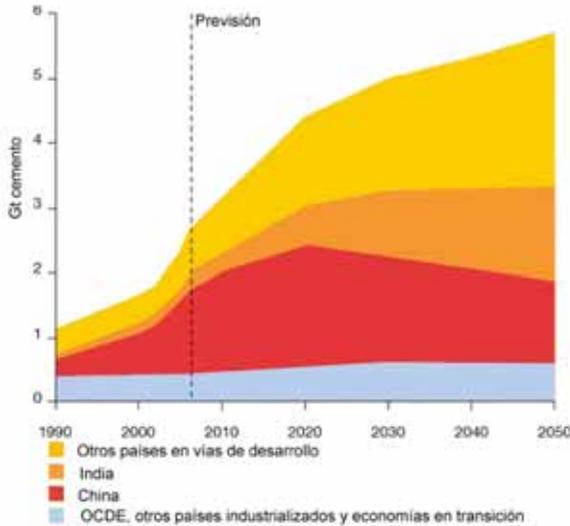
De entre los diferentes sectores de producción industrial, el del cemento destaca por su significativa contribución a las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las emisiones totales del sector a nivel mundial se fijaron en 1,8 Gt/año en el año 2005, de acuerdo con los datos publicados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA).

1.2. El cambio climático y la industria del cemento

El continuo crecimiento de las principales economías mundiales ha resultado en un incremento de la demanda de materiales de construcción. Se estima, pues, que la producción global de cemento en 2030 crecerá situándose en un nivel aproximadamente cinco veces superior a la producción de 1990, cercano a las 5 Gt/año (fuente: *A blueprint for a climate friendly cement industry*, WWF). En consecuencia, se estima que las emisiones globales del sector del cemento superarán la cantidad total de emisiones de CO₂ de la Unión europea antes de 2030.

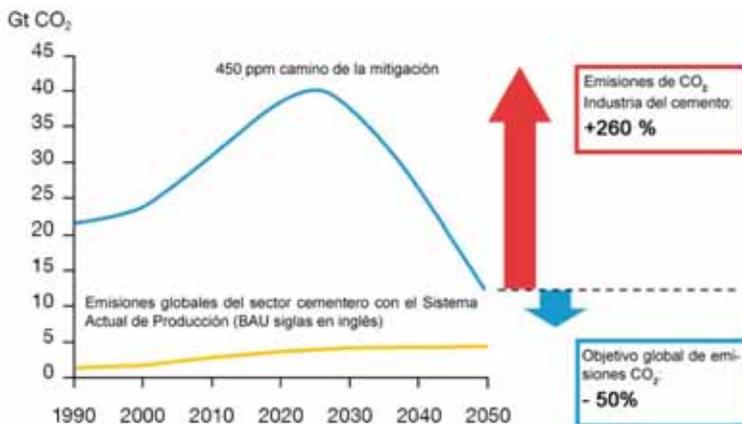
La figura 3 muestra la rápida expansión de la producción global de cemento desde 1990, especialmente de China

figura 3. producción de cemento en países industrializados y en países en vías de desarrollo (Fuente: A blueprint for a climate friendly cement industry, WWF)



En el año 2006, la producción de cemento produjo aproximadamente el 8% de las emisiones mundiales de CO₂ y un 6% de las emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico (Fuente: A blueprint for a climate friendly cement industry, WWF). A pesar de las mejoras en la eficiencia, se espera que las emisiones asociadas a la producción de cemento se vean incrementadas en un 260% a lo largo del periodo 1990-2050 (figura 4). El desafío se centra, pues, en como transformar el proceso productivo tradicional en un modelo sostenible.

figura 4. previsión de emisiones y posibilidades de mitigación del sector cementero (Fuente: A blueprint for a climate friendly cement industry, WWF)



En el sector del cemento se han establecido tradicionalmente cinco vías prioritarias para reducir las emisiones:

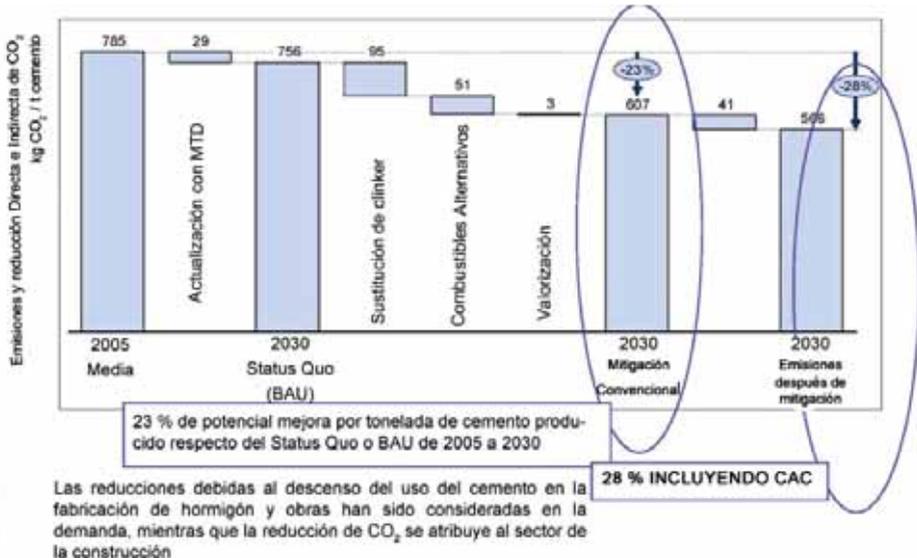
1. Mejora de la eficiencia energética de algunas instalaciones.
2. Optimización de las adiciones.
3. Optimización del mix de combustibles fósiles.
4. Potenciación del uso de residuos como combustibles alternativos que reduce el consumo de combustibles fósiles tradicionales.
5. Investigación para fomentar el uso de nuevas materias primas que reduzcan el ratio de emisión por la reacción química de la decarbonatación.

Es importante destacar que ninguna de estas líneas por sí sola permitirá reducir las emisiones hasta los límites que se marcan como objetivo y que no todas las vías resultan igual de eficaces. De hecho, la industria cementera española tiene poco margen de maniobra en campos como la mejora de la eficiencia energética, ya que es cuatro puntos más eficiente que la media del sector de la UE.

A estas cinco vías tradicionales hay que añadir las nuevas tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC), que gracias a su velocidad de desarrollo, se espera comiencen a dar frutos a partir del año 2020. Las previsiones a escala mundial para el año 2050 apuntan a que la industria del cemento capturaré del orden de 1,4 Gt de CO₂ (Van Puyvelde, 2008).

En la figura 5, se pueden observar el potencial de reducción de emisiones de las diferentes medidas citadas previamente.

figura 5. Estimación de las emisiones de CO₂ y posibles reducciones en la industria del cemento (fuente: consultoría McKinsey)



2. CAPTURA DE CO₂

El almacenamiento de CO₂ sólo es posible si esta especie química está lo suficientemente concentrada como para que sea posible su compresión hasta alcanzar un estado denominado supercrítico (densidad de 760 kg/m³ a 21,1 °C). Por este motivo, los sistemas de captura tienen como objetivo la obtención de una corriente concentrada en CO₂ preparada para su transporte y almacenamiento permanente. Estos sistemas incluyen un proceso de separación de gases a gran escala que acaba generando una corriente pura concentrada de CO₂. Los sistemas de captura de CO₂ se suelen clasificar en:

Precombustión: El combustible debe transformarse y pasar a tener un bajo o nulo contenido en carbono. En el proceso se obtiene H₂ y CO₂, el primero queda disponible para su combustión en turbinas de gas y el segundo se captura para su posterior almacenamiento.

Oxicombustión parcial y total: La combustión se realiza en presencia de oxígeno puro o con una mezcla enriquecida en oxígeno en lugar de aire. El resultado en ambos casos es un gas efluente con un alto contenido en CO₂ (su concentración dependerá del contenido de O₂ en la mezcla utilizada en la combustión). En ambos casos es necesario utilizar técnicas de separación de gases para capturar el CO₂ de los gases efluentes. Las técnicas que se utilicen dependerán de la concentración de CO₂ de los mismos.

Post-combustión: Se trata de técnicas que se aplican al final del proceso de combustión. El objetivo es separar el CO₂ que se encuentra diluido en los gases efluentes del resto de componentes del gas mediante técnicas de separación de gases: membranas, absorción química, adsorción física, ciclos de calcinación-carbonatación, etc.

Aunque no existen barreras tecnológicas infranqueables en ninguna de las tres rutas, se estima que no todas sean de aplicación al sector del cemento. La diferencia entre todos los procesos estriba en la tecnología disponible y en los costes de su aplicación.

Tabla 1 Esquema de los procesos para las diferentes técnicas de CAC (fuente: ZEP)

Post-Combustión			Oxicombustión			Precombustión
			Separación de oxígeno			Separación de oxígeno
Preparación del combustible. Secado del lignito.			Preparación del combustible. Secado del lignito.			Manejo del combustible(Lignito/biomasa)
Combustión (Lecho fluidificado, carbón pulverizado, lignito, coque de petróleo)			Oxicombustión parcial o total			Gasificación y reformado (Gas natural, carbón lignito y biomasa)
Caldera	Turbina de gas	Combustión industrial	Caldera	Turbina de gas	Combustión industrial	Eliminación del polvo
Ciclo de gases			Ciclo de gases			Intercambio de CO

Post-Combustión		Oxicombustión		Precombustión
700°C		700°C		
	Enriquecimiento en CO ₂ de los gases efluentes	Recirculación de gases y mezcla con O ₂		Desulfurización
Tratamiento de los gases efluentes con recuperación de calor		Tratamiento y enfriado de los gases efluentes		Captura de CO ₂ / Separación de H ₂
Captura CO ₂				Turbina de gas H ₂
Purificación del CO ₂		Purificación del CO ₂		Purificación de CO ₂
Compresión del CO ₂		Compresión del CO ₂		Compresión del CO ₂

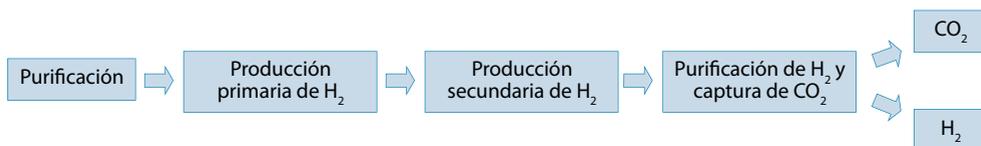
2.1. Precombustión

Las técnicas de precombustión se utilizan para producir combustibles con bajo contenido en carbono (principalmente hidrógeno) o para reducir el contenido de carbono de los hidrocarburos. En el primer caso, no se requiere que el hidrógeno obtenido sea completamente puro y puede contener niveles bajos de metano, monóxido de carbono o CO₂, si bien, cuanto menor es el contenido de carbono, mayor es la reducción de las emisiones de CO₂. El hidrógeno también puede estar diluido en otros gases inertes como el nitrógeno. Dependiendo del proceso de producción, el hidrógeno puede utilizarse en precalentadores, turbinas de gas, calderas y células de combustible. El carbono presente en el combustible se separa en forma de CO₂, que se puede capturar y almacenar. La separación del CO₂ del H₂ se consigue mediante la utilización de membranas, técnicas de absorción y de adsorción.

Los procesos de separación de hidrógeno comercialmente extendidos son:

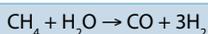
- A partir de gas natural u otros hidrocarburos, donde el gas reacciona con oxígeno o agua generando CO₂ y H₂.
- A partir de carbón por gasificación para posteriormente reaccionar con vapor de agua.

La producción de H₂ a partir de gas natural requiere de las siguientes fases:



Durante la etapa de purificación se eliminan del hidrocarburo las trazas de azufre, cloro y otras impurezas que puedan producir la desactivación de los catalizadores. La producción primaria de H₂ se puede conseguir mediante tres reacciones diferentes:

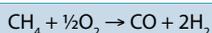
1. Reformado con vapor de agua



El reformado con vapor de agua es la tecnología dominante para la producción de hidrógeno. Las plantas de mayores dimensiones producen hasta 480 t/d de hidrógeno. En este caso, la mayor parte de las veces la fuente de energía primaria es el gas natural. El proceso también se conoce como "steam methane reforming" (SMR), por el elevado contenido de metano del gas natural, si bien otros hidrocarburos ligeros participan en el proceso.

Esta reacción se produce a una temperatura de entre 750 y 900 °C y una presión de entre 20 y 30 bares, alcanzándose una eficiencia energética del 81%. Las principales ventajas de esta tecnología residen en su elevada eficiencia, su alta obtención de H₂, menor producción de CO₂ y unas condiciones más suaves de la reacción. En su contra presenta una gran lentitud y que, al tratarse de una reacción muy endotérmica, requiere un elevado aporte de calor.

2. Oxidación parcial



En los procesos de oxidación parcial, el combustible reacciona con oxígeno puro a altas presiones (30-75 bares). La reacción es exotérmica y tiene lugar a altas temperaturas (1300 - 1400 °C). La eficiencia energética del proceso es del 70%.

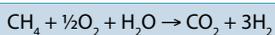
Al tratarse de una reacción exotérmica, se puede obtener una recuperación significativa de calor. Además, es aplicable a combustibles de baja calidad. En su contra presenta los elevados costes de inversión en planta, la formación de depósitos de carbono en el catalizador y una baja eficiencia energética.

Al igual que en el caso anterior, el singas se enfría y el CO₂ se captura utilizando las tecnologías previamente expuestas.

Para plantas de producción de hidrógeno de gran tamaño, es necesario suministrar oxígeno obtenido mediante separación criogénica. La elevada inversión y el consumo energético de la unidad de separación de aire se compensa por la alta eficiencia y el bajo coste del proceso de gasificación y la ausencia de nitrógeno en el singas, que reduce los costes de separación de manera significativa.

La combinación de ambos procesos da lugar al reformado autotérmico.

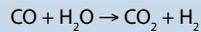
3. Reformado autotérmico



A una temperatura de entre 1100 y 1400 °C y una presión de 20 a 60 bares, la eficiencia energética que se logra con esta reacción es del 76%.

La principal ventaja de este sistema es la autotermicidad, es decir, que el calor necesario para la oxidación con vapor de agua lo suministra la oxidación parcial con oxígeno. Además, para unidades muy grandes presenta un menor coste que la oxidación con vapor de agua. Una menor eficiencia energética que la oxidación con vapor de agua y una falta de experiencia en este campo son las desventajas principales de esta tecnología.

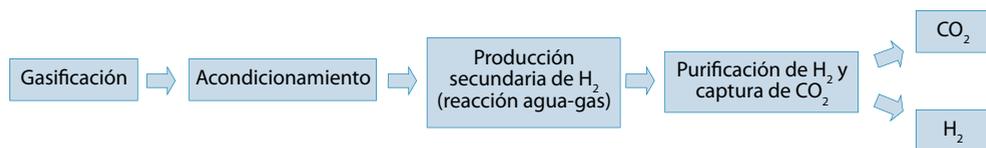
Tras la producción primaria de hidrógeno, los gases reformados se enfrían y pasan a dos reactores en serie, donde el CO se combina con agua en una reacción exotérmica.



La concentración de CO en el singas se reduce hasta un 0,2-0,3%. El primer reactor opera a una temperatura de entre 400 y 500°C y usa un catalizador de hierro-cromo para alcanzar una concentración de un 2-3% de CO. A continuación, un catalizador de cobre permite reducir el contenido de CO a un 0,2-1% en un rango de temperaturas de entre 180 y 350°C. Cuanto menor sea el contenido de monóxido de carbono, más sencilla será la captura de CO₂. A continuación el gas se enfría y el CO₂ se separa del hidrógeno presente en la mezcla.

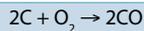
Tradicionalmente, el CO₂ se ha capturado mediante un proceso de absorción química, utilizando aminas o carbonato de potasio. Aunque esta tecnología se sigue aplicando, las plantas modernas utilizan un proceso de adsorción (PSA). También se pueden utilizar otros métodos de separación de gases como son la criogenia, las membranas la metanación y el PROX.

En el caso de que la obtención de H₂ se realice mediante la gasificación del carbón, el proceso requiere de las siguientes etapas:

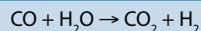


El acondicionamiento consiste básicamente en la eliminación de cenizas, partículas y compuestos de azufre.

Se trata de una tecnología bien conocida. El carbón u otros compuestos de carbono como el petróleo, la biomasa o los residuos de refinería se hacen reaccionar con vapor de agua y con oxígeno a altas temperaturas (400-1600 °C) y a una presión de entre 10 y 20 bares, formando CO e hidrógeno.



A continuación, el CO se hace reaccionar con el vapor para producir CO₂ y más hidrógeno.



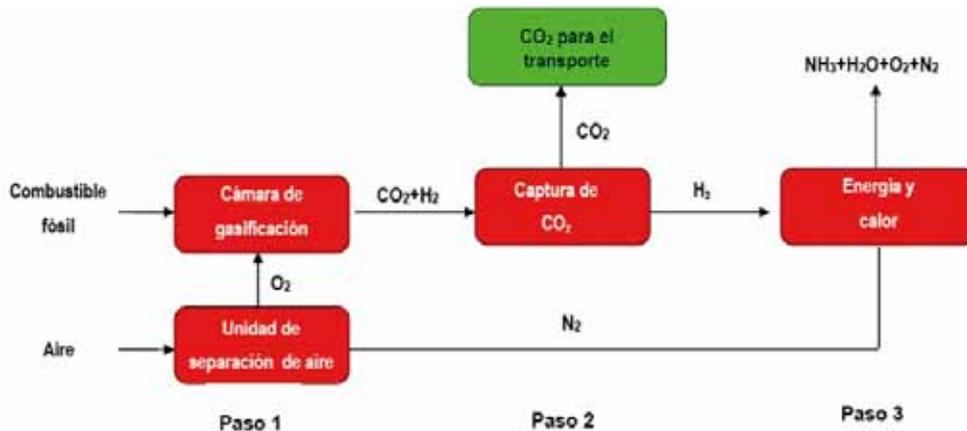
Para que esta reacción se produzca de una manera controlada, es necesario la utilización de catalizadores, en función de los cuales, la reacción se produzca a altas temperaturas (350-450°C) o bajas temperaturas (160-250°C). En el primer caso, los catalizadores comienzan a reaccionar a partir de 300°C, mientras que en el segundo, se activan en un ambiente más frío.

La reacción se puede producir en ambos sentidos y, de hecho, se produce hasta que se alcanza el equilibrio. Si se quiere forzar la reacción para producir una mayor cantidad de CO₂, es necesario retirar parte

del CO₂ generado para romper el equilibrio y forzar a que se forme una mayor cantidad de este compuesto. El CO₂ se retira con técnicas similares a las utilizadas en la captura de CO₂ en los procesos de post-combustión y se comprime para su transporte y almacenamiento.

La mejor tecnología de gasificación depende de los objetivos de la planta. Si se pretende obtener H₂ y sintetizar amoníaco, metano y líquidos F-T, el singas debe estar compuesto mayoritariamente por CO y H₂. En cambio, para sistemas de gasificación interna de ciclo combinado sin captura de CO₂, la presencia de metano es aceptable, ya que supone una mayor eficiencia y un menor consumo de O₂. Si lo que se quiere implementar es un sistema GICC con captura de CO₂, la presencia de metano reduce la captura de CO₂.

figura 6. Esquema general del proceso de captura de CO₂ mediante técnicas de precombustión (fuente: Citi Investment Research Analysis)



Por último, indicar que el hidrógeno producido se quema para la producción de energía y agua. Aunque se está investigando, actualmente las turbinas de gas no están preparadas para quemar hidrógeno puro, por lo que sólo se puede utilizar una mezcla rica en hidrógeno.

En la actualidad en las plantas cementeras aún no se ha empleado esta tecnología, sin embargo en otros sectores como el químico ya se han realizado algunas experiencias.

La dificultad operativa que presenta el uso de oxígeno para obtener dióxido de carbono e hidrógeno es el carácter explosivo del hidrógeno, lo que la hace inviable frente a las actuales características de las plantas cementeras. Por lo cual para la aplicación de este sistema sería necesaria una modificación completa de la fabricación del clínker. Sería preciso construir, junto a la planta cementera, una planta para el hidrógeno en la cual se realizaría el proceso de precombustión para capturar el CO₂, elevando los costes de producción de cemento y repercutiendo directamente sobre el precio final del producto.

2.2. Oxidación parcial y total

Las tecnologías de oxidación consisten en sustituir el aire por oxígeno como comburente, eliminando parcial o totalmente el nitrógeno del aire en una unidad de separación de gases. Como resultado, la concentración de CO₂ en los gases efluentes se incrementa significativamente, pasando de un 7-33%

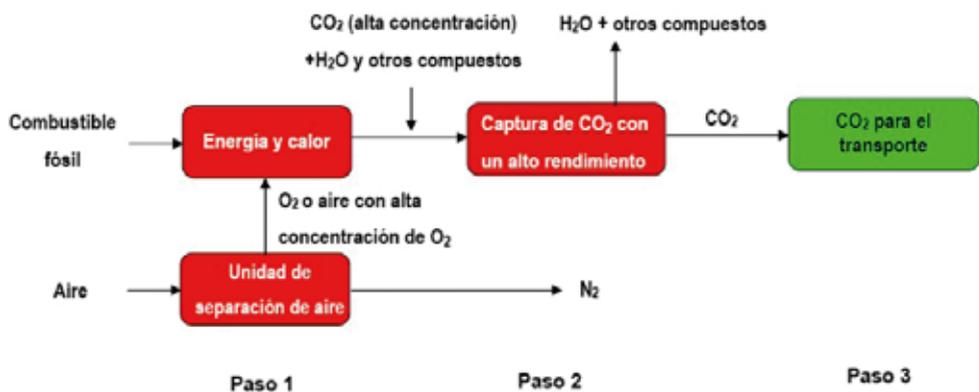
en volumen en una combustión con aire (dependiendo de la industria) a un 80% en una combustión con oxígeno o con una mezcla enriquecida en oxígeno.

Tabla 2 Concentración de CO₂ en los gases efluentes en función de la industria (fuente: ECRA)

Fuente	Concentración de CO ₂ [Vol.-%] (seco)	Presión del gas [MPa]
CO₂ procedente de la combustión del combustible		
Centrales eléctrica de gas		
Gas Natural	7 – 10	0,1
Turbinas de gas	3 – 4	0,1
Calderas de gasóleo	11 – 13	0,1
Central eléctrica de carbón	12 – 14	0,1
GICC: después de la combustión	12 – 14	0,1
CO₂ procedente de transformaciones químicas y combustión		
Altos hornos		
Antes de la combustión	20	0,2 – 0,3
Después de la combustión	27	0,1
Hornos de cemento	14 – 33	0,1
CO₂ procedente de la transformación química antes de la combustión		
GICC: gas de síntesis después de la gasificación	8 – 20	2 - 7

En este caso, la captura de CO₂ resulta relativamente sencilla, simplemente con un proceso de purificación que elimine los compuestos de azufre y de nitrógeno.

figura 7. Esquema general del proceso de oxicomustión parcial y total (fuente: Elaboración propia a partir de bibliografía)



La diferencia entre la oxicomustión total y parcial con aire enriquecido en O₂ reside en la composición del comburente. Mientras que en la oxicomustión total el gas que se aporta al sistema es oxígeno puro,

en la oxidación parcial, la mezcla de aporte tiene una alta concentración de O₂ pero mantiene también una cierta cantidad de nitrógeno. En este último caso, la mezcla rica en oxígeno se consigue mediante la separación de parte del nitrógeno del aire mediante sistemas que ya han sido ensayados como son las membranas de haces de fibras huecas o las zeolitas.

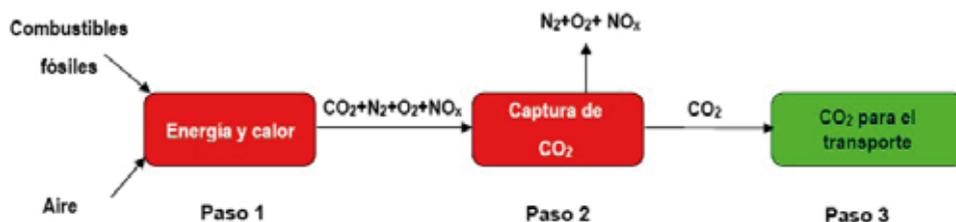
En ambos casos, el resultado de la combustión consistirá en una mezcla con una mayor concentración de CO₂ que los humos resultantes de la combustión tradicional. Esta mayor concentración de CO₂ en los gases permitirá aumentar el rendimiento de los sistemas de captura de CO₂.

La ventaja principal de la oxidación parcial reside en la reducción de los costes propios de la oxidación total, ocasionados principalmente por la necesidad de obtener un oxígeno prácticamente puro, no siendo de especial relevancia el hecho de que la oxidación parcial con aire enriquecido en O₂ tenga unos rendimientos menores, ya que lo que se busca es un proceso económicamente asequible a la par que fácil de implementar en las plantas industriales.

2.3. Post-combustión

La captura de CO₂ en procesos de post-combustión implica la retirada del CO₂ presente en los gases expulsados tras la quema del combustible. Es la técnica más avanzada de las aquí comentadas y ya se está aplicando en ciertos mercados.

figura 8. Esquema general del proceso de post-combustión (fuente: Citi Investment Research Analysis)



Existen varios mecanismos para separar el CO₂, entre los que destacan:

1. Depurador con disolvente de compuestos de amoníaco

Consiste en hacer que pasen los gases a través de una solución de aminas, la cual absorbe el CO₂ de una manera selectiva. El componente comúnmente más usado es la monoetanolamina (MEA), que se emplea en un rango de temperaturas de entre 40 y 60 °C. Los gases de la chimenea se separan mediante un lavado con agua, permaneciendo el disolvente enriquecido con CO₂. Para separar el CO₂ del disolvente, se hace pasar la mezcla por un vaso de regeneración a temperaturas de 100-140 °C y presiones ligeramente superiores a la atmosférica, donde el CO₂ se desprende del disolvente. Es necesario minimizar los contenidos de N₂ y NO_x para evitar la degradación del disolvente. En cualquier caso, el disolvente se debe reemplazar cada cierto tiempo, lo cual encarece el proceso. El proceso también puede llevarse a cabo reduciendo la temperatura de los gases para luego hacerlos pasar a través de una solución de amoníaco fría, con lo que se obtiene carbonato de amonio sólido. La separación del CO₂ se consigue mediante su gasificación, siendo la solución de amoníaco reutilizable. Además, este último método requiere un menor uso de energía.

2. Membranas de separación

Se basa en la interacción física o química de los gases con el material de la membrana, provocando que un gas pase a través de ella más rápido que otro. Varios tipos de membrana se han desarrollado para la separación del CO₂, incluidas membranas inorgánicas, membranas de paladio, membranas poliméricas y zeolitas.

En general las membranas no tienen una elevada capacidad de separación, por este motivo se necesitan varias etapas o la recirculación de los humos para la adecuada separación de los gases, aumentando la complejidad del sistema, el consumo energético y los costes.

La productividad de la membrana viene determinada por tres factores principales:

- Diferente presión parcial a través de la membrana.
- Espesor de la membrana.
- Superficie de la membrana.

El primero de los factores está determinado por las características específicas de la aplicación, mientras que las dimensiones de la membrana dependen del fabricante.

Una de las ventajas de este sistema es su versatilidad, ya que se puede utilizar tanto en la etapa de tratamiento de humos de salida de la combustión como en los gases previos a la combustión (separando el nitrógeno del aire, por ejemplo).

Existen otros tipos de membrana, las membranas de absorción, que utilizan microporos sólidos como forma de contacto entre un gas y un líquido. El CO₂ se difunde en la membrana y es absorbido por un líquido con una mayor capacidad de absorción selectiva. En este caso, es la absorción líquida la que proporciona la selección de gases y no la membrana.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- Bajo coste de instalación.
- Costes de explotación muy reducidos, ya que no es necesaria energía externa y los gastos de mantenimiento son mínimos.
- Al no utilizar ningún tipo de agente químico, no es necesario gestionar ningún tipo de residuo.
- Permite variaciones en la composición del flujo de gas y del volumen de éste.
- Permite variaciones del sistema o un incremento gradual de su capacidad.

3. Separación criogénica

Este proceso consiste en la licuación de los gases para su posterior destilado. Como la temperatura de licuación del CO₂ es conocida, es posible filtrarlo del resto de gases. Este proceso tiene dos inconvenientes, la excesiva presión que se necesita (más de 5,1 atm) y las reducidas temperaturas a las que hay que disminuir (-56,6°), por lo que se trata de un proceso intensivo en el consumo de energía.

4. Ciclos de carbonatación-calcinación

Consistente en el aprovechamiento de la reacción de carbonatación del CaO para posteriormente recuperar el absorbente en un calcinador. El proceso se realiza a alta temperatura, utilizando CaO como absorbente regenerable. Las partículas de óxido pueden reaccionar con el CO₂ en la combustión a presión atmosférica y temperatura alrededor de 650°C para producir CaCO₃. En el caso del proceso de producción de cemento, todo el proceso se realizaría por vía seca.

Se estima que la pérdida de eficiencia sea menor que la aplicación de otros sistemas. Una fracción grande de energía que entra en el calcinador puede ser recuperada de los sólidos circulantes, como se hace en la actualidad en los combustibles de los lechos fluidos circulantes. Además, la pérdida de eficiencia irá asociada a la etapa de compresión del CO₂, necesaria para su transporte, y a la calcinación del flujo de caliza requerido para mantener la actividad del absorbente.

La gran cantidad de CaO requerido para capturar el CO₂ asegura también la eliminación del SO₂ de los gases combustibles.

Las técnicas de post-combustión se instalan al final del proceso de producción, por lo que son las que requieren de una menor modificación de las actuales plantas productivas.

3. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DE GASES Y FIJACIÓN DE CO₂

3.1. Adsorción

La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapados o retenidos en la superficie de un material, acumulándose dichas moléculas en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.

La cantidad de material que se acumula depende del equilibrio dinámico que se alcanza entre la tasa a la cual el material se adsorbe a la superficie y la tasa a la cual se evapora, y que normalmente dependen de forma importante de la temperatura. Cuanto mayor sea la tasa de adsorción y menor la de desorción, mayor será la fracción de la superficie disponible que será cubierta por material adsorbido en el equilibrio.

1. Adsorción por cambio de presión (PSA)

Los procesos de PSA se utilizan fundamentalmente para la producción de oxígeno mediante la separación del nitrógeno del aire. El proceso consiste en bombear aire a través de un filtro que adsorbe preferentemente nitrógeno sin oponer ningún tipo de resistencia al oxígeno. Finalmente, el adsorbente se satura de nitrógeno y se debe regenerar. El nitrógeno se adsorbe a una presión de 150 kPa y se desadsorbe a presiones atmosféricas. Este proceso cíclico de presurización y despresurización da nombre al proceso. Los filtros de que se utilizan en este tipo de procesos deben tener una elevada superficie específica, bien sea carbón activo o zeolitas.

Tamiz de carbón molecular (CMS)

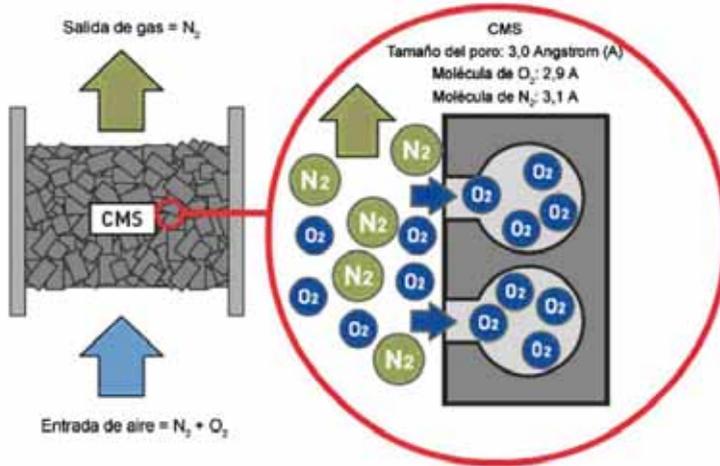
Se trata de un sistema de separación de nitrógeno.

Los pares de columnas de aluminio extruido de doble cámara, rellenos con un tamiz de carbón molecular, están unidos mediante un colector superior e inferior para generar un sistema de dos lechos. El aire comprimido penetra por la parte inferior del lecho situado "en línea" y fluye hacia arriba a través del CMS. El CMS adsorbe preferentemente oxígeno y gases traza, dejando que el nitrógeno lo atraviese.

Transcurrido un tiempo prefijado, el sistema de control cambia automáticamente el lecho al modo de regeneración. El CMS expulsa todos los contaminantes y una pequeña parte del gas nitrógeno de salida se expande en el lecho para acelerar la regeneración. En el mismo momento, el segundo lecho pasa a estar en línea y se encarga del proceso de separación.

Los lechos CMS alternan entre los modos de separación y regeneración para asegurar una producción continua e ininterrumpida de nitrógeno.

figura 9. Comportamiento de un lecho de tamiz de carbón molecular para la separación de nitrógeno (fuente: NITROMATIC)

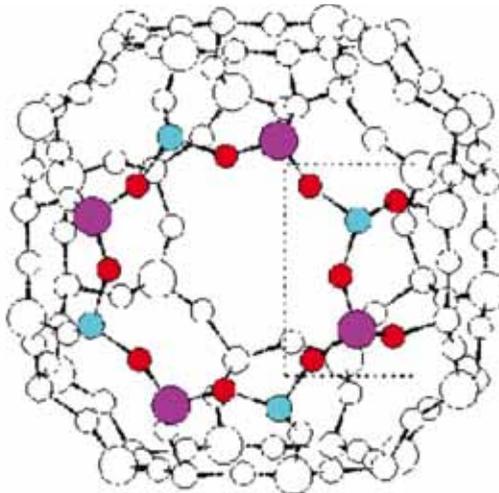


Zeolitas

Las zeolitas son minerales silicoaluminosos con unas estructuras cristalinas complejas formadas por anillos cerrados e interconectados de iones de sílice, aluminio y oxígeno. La composición química de las zeolitas que se utilizan para la separación de oxígeno es $\text{Na}_{12}[(\text{AlO}_2)_{12}(\text{SiO}_2)_{12}]\cdot 27\text{H}_2\text{O}$.

La capacidad de adsorción de oxígeno de las zeolitas proviene de su forma. La forma de las zeolitas que se utilizan con este propósito se asemeja a un dado con taladros en todas sus caras para formar una jaula. Las esquinas del dado están formadas por moléculas de SiO_2 y AlO_2 . Los cationes de sodio y calcio quedan expuestos fuera de la estructura de la celosía.

figura 10. Estructura de las zeolitas utilizadas para la producción de oxígeno en un proceso PSA (fuente: Peter Scott, IChem Ltd.)



Las zeolitas son eficientes por dos motivos.

Adsorción física

Cuando el nitrógeno se encuentra próximo a los cationes expuestos del cristal de zeolita, se induce una carga bipolar que atrae al nitrógeno debido a que es más polarizable que el oxígeno, por lo que la zeolita adsorbe selectivamente el primer compuesto, permitiendo que el oxígeno fluya sin ningún tipo de restricción.

La superficie específica de las zeolitas es muy grande, por lo que proporciona un alto grado de adsorción por volumen de zeolita.

Bloqueo estérico

La celosía de la estructura de las zeolitas está cuidadosamente diseñada para permitir el paso del nitrógeno y bloquear las moléculas de oxígeno. Dicha estructura también impide el paso de las moléculas de argón, por lo que el oxígeno producido en una planta PSA tiene un contenido en argón de aproximadamente un 5%.

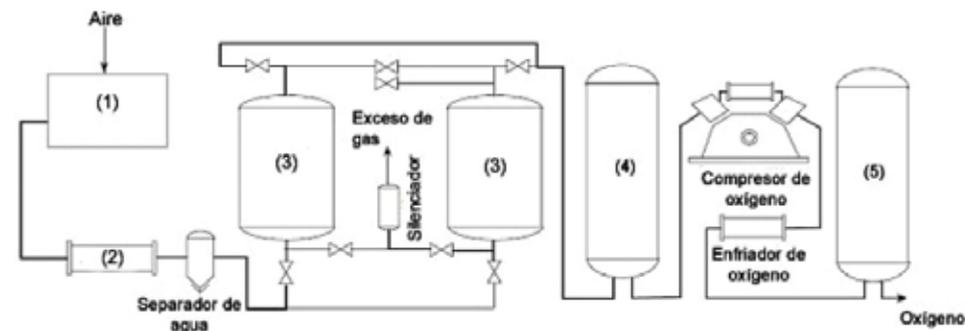
El ciclo de PSA

El diseño práctico de una planta PSA de producción de oxígeno depende de numerosos factores, entre ellos la longitud de la cama de zeolitas y de la cantidad de aire introducida. En las plantas comerciales de producción de oxígeno, el proceso sólo es económicamente factible si la planta opera a la capacidad máxima de separación de oxígeno. El control del ciclo es crítico.

Las camas de zeolitas en las plantas PSA siempre se construyen a pares, de manera que la cantidad de oxígeno producido en una de las camas se utiliza para regenerar la otra. Claramente, la proporción de oxígeno que se utiliza para la regeneración con respecto al oxígeno disponible es crítico. La saturación de una cama se produce cada pocos segundos, lo cual marca la duración de la secuencia de presurización y regeneración que debe controlarse de manera computarizada.

La planta no requiere la presencia de ningún operador salvo para las tareas de mantenimiento rutinario.

figura 11. Representación esquemática de un proceso PSA (fuente: Peter Scott, IChem Ltd.)



- (1) Compresor de aire (2) Aire enfriado (3) Vasija con adsorbente (4) Tanque de recepción de oxígeno a baja presión
(5) Tanque de almacenaje de oxígeno a alta presión

3.2. Separación de gases mediante membranas

La separación de gases mediante membranas no requiere un cambio de fase, por lo que significa un ahorro energético significativo. Adicionalmente, las unidades de separación de gases suelen tener un tamaño menor que otras instalaciones de captura de CO₂, por lo que su impacto medioambiental también es menor. Las técnicas de separación de gases mediante membranas se pueden considerar un proceso intermedio entre la adsorción y la absorción.

Las membranas adsorben el gas deseado en una de las caras, generalmente a altas presiones. La molécula es entonces absorbida por la membrana hacia la otra cara donde se desadsorbe bajo condiciones de baja presión.

Durante el proceso de separación de gases mediante membranas se distinguen tres corrientes de gases diferentes:

- **Gas de entrada:** es una mezcla de gases a altas presiones que circulan a lo largo de una cara de la membrana.
- **Gas permeable:** donde las moléculas que atraviesan la membrana son barridas por una corriente de gases en la otra cara de la membrana.
- **Gas residual:** formado por las moléculas no permeables que permanecen en la cara por donde se alimenta la membrana.

La mayor parte de las veces, el proceso de permeabilidad está dirigido por la diferencia de presión entre ambas caras de la membrana.

1. Eficiencia de las membranas

Las membranas de separación de CO₂ de otros gases constituyen un campo activo de investigación para mejorar la penalización energética y reducir costes, permitiendo así su implantación a gran escala. Las principales características de las membranas son su permeabilidad y su selectividad, siendo ambas propiedades inversamente proporcionales, cuando una aumenta, la otra disminuye y viceversa.

Incrementar la permeabilidad de una membrana significa reducir la presión necesaria para la separación de gases, reduciendo la penalización energética y también el área efectiva de la membrana. En el caso del CO₂, sin embargo, es también necesario que la capacidad de selección de la membrana también sea alta para obtener una corriente de gases pura en CO₂. En este caso se puede utilizar un sistema de membranas en una fase o multifase. El segundo consiste en hacer circular el gas a través de una cascada de membranas hasta obtener la pureza requerida.

2. Estructura de las membranas

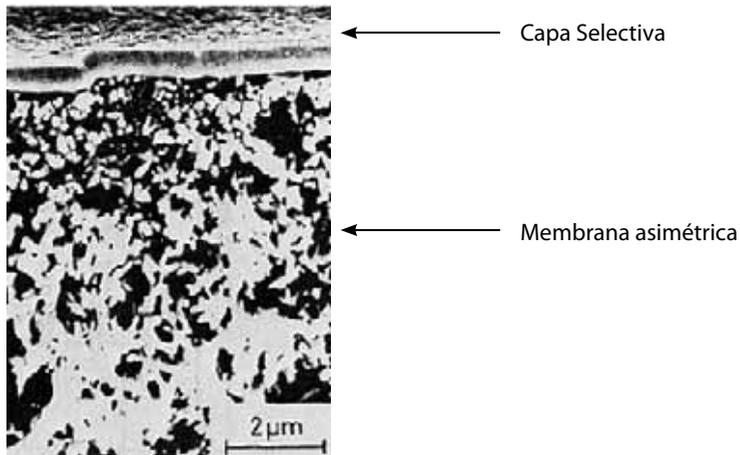
Las membranas son barreras semipermeables que usualmente se clasifican en función de su estructura. Según la clasificación de la IUPAC, existen tres tipos de membranas dependiendo del tamaño del poro:

Microporosas: tamaño del poro < 2nm
Mesoporosas: 2 nm < tamaño del poro < 50nm
Macroporosas: tamaño del poro > 50 nm

También existen las membranas no porosas, que a su vez se clasifican en:

- **Membranas simétricas:** membranas monocapa.
- **Membranas asimétricas:** se trata de membranas compuestas que contienen una fina capa selectiva formada por un polímero, montada sobre una capa asimétrica compuesta de otro polímero más grueso. Esta configuración permite a los fabricantes de membranas utilizar compuestos abundantes para la parte asimétrica de la misma, mientras que únicamente utilizan una pequeña cantidad de polímeros de alta calidad para la capa selectiva

figura 12. Membrana compuesta (fuente: desconocida)



3. Materiales de las membranas

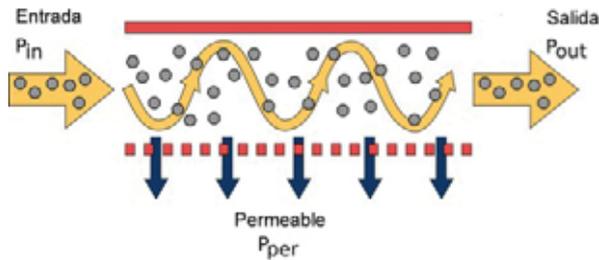
La utilización de membranas orgánicas es todavía muy reducida debido a la baja temperatura de las operaciones y a otro tipo de inestabilidades. Por este motivo, la mayor parte de las membranas utilizadas a nivel industrial son inorgánicas.

Las membranas cerámicas son muy utilizadas gracias a su estabilidad química, térmica, mecánica y biológica. También son resistentes a la acción de medios agresivos, por lo que son respetuosas con el medio ambiente y tienen una larga vida útil. Estas membranas cerámicas se utilizan a nivel comercial para la purificación de gases y en la industria de los semiconductores.

Las membranas más extendidas desde un punto de vista comercial para la separación de gases como el CO₂ y el N₂ son las membranas poliméricas, que son fáciles de fabricar y se comportan bien a bajas temperaturas. Estas membranas sintéticas se pueden fabricar a partir de materiales homogéneos y heterogéneos

4. Circulación del aire a través de las membranas

figura 13. Circulación longitudinal

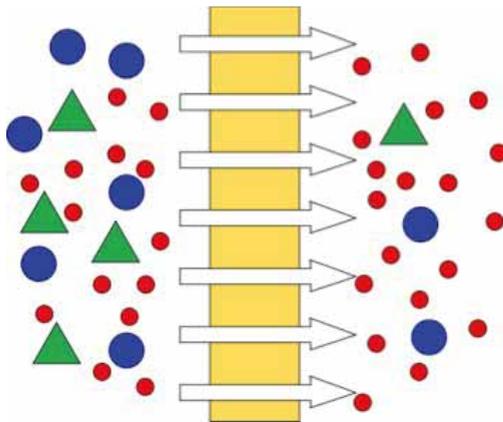


La corriente de aire entrante es tangencial a la superficie de la membrana.

Ventajas: proceso rápido. Menos susceptibles de fallo debido a los efectos de barrido.

Desventajas: mayores costes.

figura 14. Circulación transversal



La dirección de la corriente es perpendicular a la superficie de la membrana.

Ventajas: fácil de fabricar y bajos costes de implementación.

Desventajas: mayores superficies de intercambio.

5. Forma de las membranas

- **Fibras huecas:** Las membranas de fibras huecas tienen un diámetro inferior a 0.1 μm , por lo que las posibilidades de obstrucción de una membrana de fibras huecas son muy elevadas. Contienen materiales porosos que actúan como tamices moleculares que separan las moléculas de aire. Estos materiales están enrollados alrededor de un tubo central con una densidad de empaquetamiento muy alta. La parte central del tubo está perforada.

Es posible mejorar la eficiencia de este tipo de membranas ajustando el diámetro de las fibras o mejorando el diseño para un mejor flujo de la corriente de gases.

Ofrecen la posibilidad de limpieza a contracorriente desde el permeado. Particularmente adecuada para flujos líquidos con bajos sólidos

- **Membranas tubulares:** las membranas tubulares no son membranas autosuficientes. Están situadas dentro de un tubo, hechas de un tipo especial de material. Este material es la capa que sostiene a

la membrana. Debido a que las membranas tubulares se localizan dentro de un tubo, el flujo en una membrana tubular es generalmente del revés. La causa principal de esto es que la unión de la membrana a la capa que la sostiene es muy débil.

Las membranas tubulares tienen un diámetro de 5 a 15 mm. Debido al tamaño de la superficie de la membrana, no es probable que las membranas tubulares se obstruyan. Un inconveniente de las membranas tubulares es que la densidad del empaquetamiento es baja, lo que resulta en un mayor precio por módulo.

- **Membranas capilares:** la membrana sirve de barrera selectiva, que es suficientemente grande para resistir las presiones de filtración. Debido a esto, el flujo a través de las membranas capilares puede ser tanto de dentro afuera como de afuera a adentro.

El diámetro de las membranas capilares es mucho más pequeño que el de las membranas tubulares, concretamente de 0.5 a 5 mm. Debido al menor diámetro, las probabilidades de obstrucción con una membrana capilar son mucho mayores. A su favor, la densidad de empaquetamiento es mucho mayor.

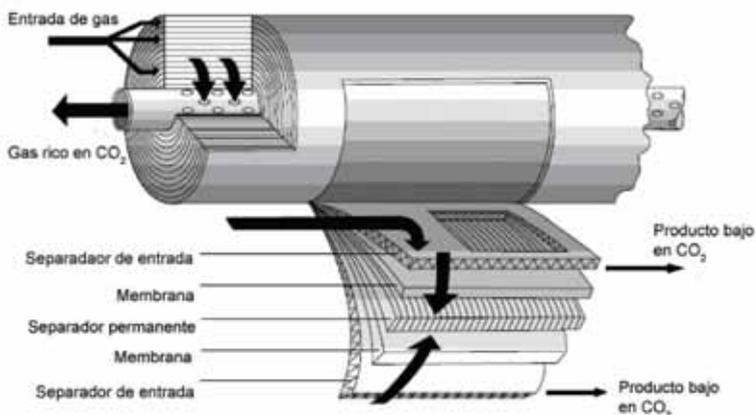
- **Membranas en espiral:** suelen contener dos membranas en forma de bolsillo separados por un soporte altamente poroso.

A causa de su diseño compacto y su magnitud de área de membrana por elemento, los espirales se utilizan típicamente para aplicaciones de alto flujo con cantidades mínimas de sólidos en suspensión. Su ventaja reside en su bajo material y costo operativo.

Es posible mejorar su rendimiento mediante la optimización del diámetro y el número de bolsillos.

Tiene ciertas ventajas con respecto a las membranas de fibras huecas: mayores presiones, menor número de fallos y una mayor experiencia en la separación de CO₂.

figura 15. Esquema de una membrana en espiral



3.3. Absorción

La separación de gases mediante procesos de absorción descansa en el principio de que diferentes especies de gases son capaces de pasar de la corriente de alimentación a la fase líquida del absorbente o disolvente. El líquido y los gases se ponen en contacto y, en función de la solubilidad de los componentes de los gases de alimentación, las tipologías de gases pueden ser absorbidos de manera selectiva por el disolvente líquido, mientras que el resto de gases de la corriente de alimentación atraviesan el disolvente y se emiten a la atmósfera. Al final del proceso, el disolvente, rico en CO₂, se regenera mediante la aplicación de calor o presión, dependiendo del disolvente

El CO₂ capturado se separa del absorbente y se captura, mientras que el absorbente se recicla. La separación de dióxido de carbono por absorción puede alcanzarse mediante procesos de absorción física, química o híbridos. La diferencia entre los tres radica la unión que se produce entre el CO₂ y el absorbente. En la absorción física, el CO₂ se absorbe mediante la ley de Henry; en la absorción química el CO₂ reacciona con el disolvente creando compuestos con uniones débiles; y en los procesos híbridos se produce una mezcla de ambos.

La mayor diferencia entre la absorción física y la absorción química es que en la primera, la solubilidad del gas objetivo en los disolventes crece linealmente con la presión parcial del gas objetivo. La absorción química de gases tiene rendimientos elevados a bajas presiones. Por lo tanto, la absorción química es preferible para la separación de gases a bajas presiones (procesos de post-combustión), mientras que la absorción física se utiliza principalmente en procesos de precombustión y generación de hidrógeno.

1. Absorción química

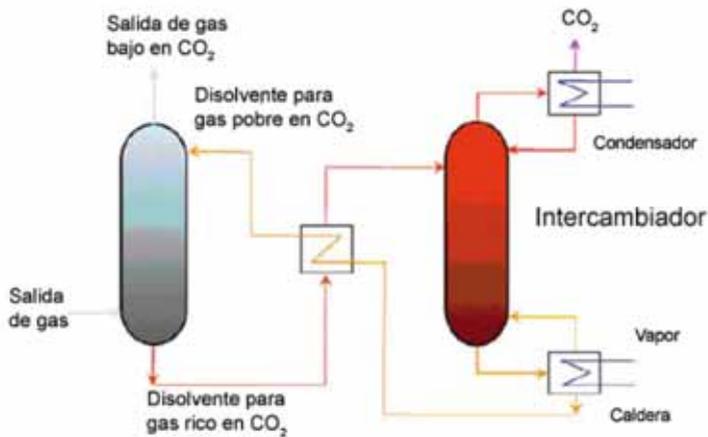
La principal técnica utilizada a nivel comercial para la captura de CO₂ en los procesos de post-combustión es la captura mediante aminas. La depuración de aire mediante aminas viene siendo utilizada en las industrias químicas y petrolíferas para la eliminación del sulfuro de hidrógeno y del CO₂ de la corriente de gases.

Como se trata de una tecnología que se implementa al final del proceso, su uso es viable en la industria del cemento. Se pueden alcanzar ratios de captura del 98% con un grado de pureza superior al 99%.

Previamente a la captura de CO₂, los gases se suelen enfriar y también se eliminan impurezas y partículas. A continuación, el proceso de depurado se inicia tal y como se muestra en la figura 19:

- Una solución acuosa de aminas se pone en contacto dentro de una columna de absorción con la corriente de gases de salida que contienen CO₂.
- Las aminas reaccionan con los vapores ácidos de CO₂ para formar una sal disuelta. El gas purificado sale del absorbente.
- La solución de aminas rica en CO₂ se regenera en la columna de desorción, donde la presión se reduce y/o la temperatura de incremento hasta los 120 °C aproximadamente con el objetivo de liberar el CO₂.
- La solución de aminas libres de CO₂ se devuelven a la columna de absorción para volver a comenzar el proceso.

figura 16. Proceso de depurado de gases mediante absorción química (fuente: European Cement Research Academy, ECRA)



Los diferentes absorbentes que pueden utilizarse son:

Absorbente	Pros	Contras
Monoetanolamina (MEA)	Técnica probada Tasa de absorción elevada	Gran cantidad de energía consumida Degradación de los absorbentes
Piperazina/aminas terciarias (MDEA)	Técnica probada Tasa de absorción elevada Menor consumo de energía	Más cara que la MEA Degradación de los absorbentes Marca registrada
Otras aminas bajo patente	Técnica probada Tasa de absorción elevada Menor consumo de energía Menor degradación	Más cara que la MEA Degradación de los absorbentes Marca registrada
Amoniaco refrigerado	Absorbente barato Insensible a las impurezas del gas	Necesidad de refrigeración Exceso de amoniaco Baja tasa de absorción

La posibilidad de aplicar los procesos de absorción a la producción de cemento se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3 Aplicabilidad de la absorción química a la producción de clínker (fuente: European Cement Research Academy, ECRA)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	Industria química Industria del petróleo y gas Centrales térmicas (plantas piloto)

Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clínker	no
Modificación del proceso de producción de clínker	Es necesario realizar una recuperación de calor del absorbente Necesidad de reducir el SO ₂ (< 10 ppm) Necesidad de reducir el NO ₂ (< 20 ppm)
Eficiencia de la captura	
	> 98%
Penalización energética	
	Sí
Impacto sobre	
Funcionamiento del hornos	Limitada
Calidad del producto	No
Otras emisiones	No (pequeña reducción o modificación de los componentes ácidos del gas efluente)
Costes de producción	Si; ~ 45 €/t CO ₂ para monoetanolamina (MEA) en hornos de cemento de 3.000 t/d Ejemplo de otros sectores (Tecnología MEA) desde 21,6 a 55,1 €/t CO ₂ evitada Los importantes costes de operación serán en todo caso costes de inversión que no pueden, actualmente, ser incluidos en los costes de producción
Ventajas	
	Disponible a escala comercial Puede ser aplicada en las plantas modificadas
Retos	
	Actualmente es la tecnología más cara Se necesitan equipos de grandes dimensiones Objetivos de investigación: Reducir el consumo de energía, desarrollo de mejores absorbentes

2. Absorción física

En la absorción física, el CO₂ se absorbe de acuerdo a la ley de Henry, lo que significa que depende de la presión y temperatura, produciéndose el proceso a elevadas presiones parciales de CO₂ y bajas temperaturas. La ventaja de este proceso es que requiere una cantidad de energía relativamente pequeña, pero la presión parcial del CO₂ debe ser muy elevada, por lo que es especialmente indicada para los procesos de precombustión. Los gases de alimentación de un proceso de estas características se encuentran en un rango comprendido entre las 20 y las 130 atmósferas, con una concentración de CO₂ en volumen entre el 5 y el 60%. La eficiencia del proceso se sitúa aproximadamente en un 90 %.

La mayoría de los disolventes utilizados en la absorción física son orgánicos con puntos de ebullición elevados y bajas presiones de vapor.

La posible utilización de esta tecnología en el proceso de fabricación de clínker se resume en la siguiente tabla:

Tabla 4 Aplicabilidad de la absorción física a la producción de clínker (fuente: European Cement Research Academy, ECRA)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	Obtención de gas libre de ácido sulfhídrico (H ₂ S) (sweetening of natural gas) Plantas de gasificación de carbón
Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clínker	no
Modificación del proceso de producción del clínker	Con algunas restricciones
Eficiencia de la captura	
	~90%
Penalización energética	
	Moderada
Impacto sobre	
Funcionamiento del horno	No
Calidad del producto	no
Otras emisiones	no
Costes de producción	Si, no obstante se desconocen las cantidades. Los importantes costes de operación serán en todo caso costes de inversión que no pueden, actualmente, ser incluidos en los costes de producción
Ventajas	
	Requiere menos energía si lo comparamos con la absorción química Los disolventes son menos sensibles a las impurezas presentes en la corriente de gases
Retos	
	Presiones elevadas Es necesaria una elevada concentración de CO ₂ de los gases efluentes

3.4. Separación criogénica

Cuando los gases tienen diferentes puntos de ebullición, se pueden separar enfriándolos hasta que alcanzan dos estados diferentes. Los procesos de criogenización se han utilizado ampliamente para separar gases en corrientes de aire muy puras. La separación de CO₂ de otros gases implica una alta presión, por encima de 5,1 atm, y muy baja temperatura, -56,6 °C. En consecuencia, se trata de un proceso intensivo en energía, con un consumo teórico de 1,9 kJ/kg de CO₂.

Otro de los inconvenientes es el hecho de que es necesario eliminar el agua de los gases antes del enfriamiento para evitar que se forme una masa sólida arruinando el proceso.

Otra aplicación de la separación criogénica es la producción de oxígeno para los procesos de oxicom-bustión. El aire se enfría hasta que el nitrógeno se licua. Esto se produce a una temperatura de -196 °C y la energía utilizada es de 700 kJ/kg de aire.

3.5. Carbonatación mineral

Especial interés esta adquiriendo la tecnología de la adsorción química ya que permite capturar el CO₂ a través de la carbonatación, para luego mediante la calcinación obtener nuevamente el disolvente. Las reacciones de los elementos (Calcio y Litio) para formar los carbonatos se producen a altas temperaturas (~ 600 °C). La calcinación (o regeneración) también se produce a altas temperaturas (~ 1,000 °C) en otro reactor. En principio, el ciclo carbonatación - calcinación del CO₂ puede emplearse para la separación tanto en post-combustión como en precombustión. El mayor inconveniente de esta alternativa es que se requieren grandes cantidades de disolvente debido al proceso de degradación que se presenta durante el proceso de adsorción.

Los elementos más empleados para estos procesos pueden ser aquellos materiales que contienen Calcio o Litio.



Algunas investigaciones han demostrado que los compuestos de litio pueden ser una alternativa a los absorbentes de calcio.



También los silicatos como la serpentina y olivino pueden ser usados para la fijación (o captura) de CO₂. Sin embargo, es necesario disponer de una gran cantidad de mineral, 1 kg de CO₂ requiere de 2 kg de serpentina, por lo que su aplicación es cara en la mayor parte de los casos.

1. Ciclo de carbonatación

El proceso de carbonatación está basado en el equilibrio del carbonato de calcio con el óxido de calcio y el dióxido de carbono a diferentes temperaturas y presiones. En el proceso de carbonatación el óxido de calcio se pone en contacto con el CO₂ que está presente en el gas de la combustión, produciéndose así el carbonato de calcio. Durante el proceso de calcinación el carbonato de calcio se descompone en CaO y CO₂.

La carbonatación puede realizarse en la propia cámara de combustión, donde el óxido de calcio activo es enviado a la cámara de combustión. Habitualmente en las centrales térmicas durante la combustión del carbón se alcanzan los 850 °C y es necesaria una zona de combustión en la que la presión sea al menos 3 bares para que el proceso de carbonatación se lleve a cabo.

Para conseguir que el flujo de material y la entrada del mismo sea lo más sencilla posible es preciso que la presión se mantenga constante durante todo el proceso, específicamente la misma que tiene la

cámara presurizada de combustión. Cuando la presión es de 15 bares se alcanza una separación de un 80%. A mayores presiones los incrementos de separación aumentan ligeramente. A una presión de 12 bares la temperatura de calcinación se alcanza por lo menos a 1110 °C.

Mediante la adsorción solo una parte de las partículas de carbonato de calcio se calcinarán. En cada ciclo las partículas se reducen debido al descenso de la porosidad, esto se transforma en un reto a superar porque el ciclo de vida es reducido.

El carbonatador debe operar a una temperatura media entre 600 y 700 °C, valores que son muy recomendables para que se forme el carbonato de calcio. El CO₂ capturado por el solvente es enviado al calcinador para la regeneración del mismo. En el calcinador la combustión debe ser realizada con oxígeno puro.

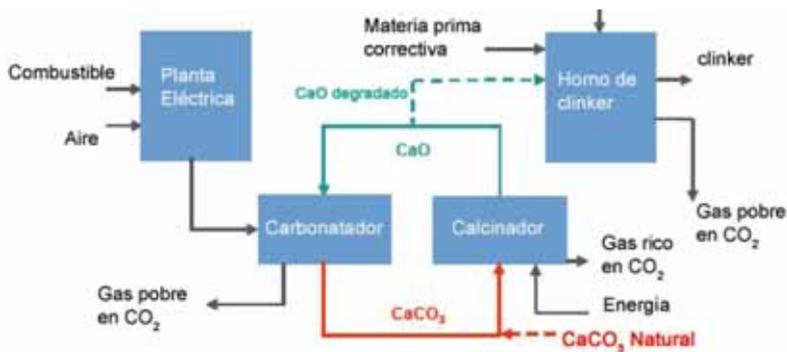
Tabla 5 Estado tecnológico del ciclo de carbonatación (fuente: Carbon Dioxide Technology review)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	no
Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clínker	si, (e.g. tecnología de final de proceso)
Modificación del proceso de producción de clínker	si, (e.g. precalentador modificado)
Eficiencia de la captura	
	~80%
Penalización energética	
	sí, al final del proceso (demanda de energía para la carbonatación calcinación) sí, en el precalentador modificado (demanda de energía para el calcinador)
Impacto sobre	
Operaciones en los hornos	no
Calidad del producto	no
Otras emisiones	depende del diseño del horno (e.g. Reducción de SO ₂ , HCl)
Costes de producción	Si, no obstante se desconocen las cantidades
Ventajas	
	Es aplicable en las plantas existentes al final del proceso Los absorbentes son bien conocidos por la industria del cemento.
Retos	
	Objetivos de investigación: Tecnología de oxicomustión, ciclo de carbonatación Incremento de la corriente de gases

2. Sinergia entre centrales eléctricas y cementeras mediante el empleo del ciclo de carbonatación

La porosidad de las partículas disminuye la capacidad del solvente limitando por tanto la vida útil del mismo, consecuentemente es necesario realizar una liberación (o descarga) de las partículas usadas. Si esta descarga se hace fuera del calcinador el óxido de calcio degradado puede ser empleado como materia prima en la industria del cemento. Es decir la cal proveniente de la cantera es inicialmente empleada como solvente y luego sirve para la fabricación de clínker.

figura 17. Sinergia entre centrales eléctricas y cementeras mediante el empleo del ciclo de carbonatación (fuente: VDZ)



3.6. Captura de CO₂ mediante algas

Las algas, como cualquier otra especie vegetal, toman el CO₂ de la atmósfera para realizar el proceso de fotosíntesis para su crecimiento. Esta propiedad de las algas puede utilizarse para capturar el CO₂ presente en los gases procedentes de la combustión en una planta de generación eléctrica o una planta industrial.

Esta tecnología consiste en el desarrollo de un fotobiorreactor (FBR) que, a partir de aguas residuales y del CO₂ presente en los gases de salida, sea capaz de producir algas microscópicas que, tras un proceso de decantación y secado, se puedan utilizar como biocombustible en sustitución de combustibles fósiles.

El CO₂ se debe disolver en agua con un alto contenido de DBO que aporta los nutrientes para las algas. La concentración máxima de CO₂ no debe superar el 15%, ya que por encima de este valor el agua se vuelve excesivamente ácida para la producción de algas. Tras favorecer el crecimiento, es necesario decantar y secar las algas, para lo que se puede utilizar los gases calientes de salida de la combustión.

El proceso se puede realizar a cielo abierto, por lo que está sometido a variaciones de temperatura y a la contaminación ambiental, o en un recinto cerrado, que limita la evaporación y aumenta la productividad, incrementando también los costes.

Las principales desventajas del crecimiento de algas para la captura de CO₂ son:

- Lentitud del proceso de generación de algas.
- Necesidad de un suministro continuado de agua con un alto contenido en DBO.
- Necesidad de una gran superficie con suficiente luz solar para el crecimiento de algas.

La principal ventaja de la captura de CO₂ mediante la utilización de algas es el ahorro debido a la ausencia de transporte y almacenamiento, puesto que las algas se reutilizan como combustible en la planta eléctrica o industrial.

figura 18. Sistema de crecimiento de algas cerrado (fuente: desconocida)



figura 19. Sistema de crecimiento de algas a cielo abierto (fuente: desconocida)



4. TECNOLOGÍAS DE CAC EN LA INDUSTRIA CEMENTERA

4.1. Proceso de fabricación de cemento

La fabricación del cemento es una actividad industrial de procesado de minerales que se divide en tres etapas básicas:

- Obtención y preparación de materias primas (caliza, marga, arcilla) que son finamente molidas para obtener crudo.
- Cocción del crudo en un horno rotatorio hasta temperaturas de 1.450 °C (2.000 °C de temperatura de llama) para la obtención de un producto semielaborado denominado clínker de cemento.
- Molienda conjunta del clínker con otros componentes (cenizas volantes, escoria, puzolana, yeso) para obtener el cemento.

El proceso de fabricación del cemento comienza con la obtención de las materias primas necesarias para conseguir la composición deseada de óxidos metálicos para la producción de clínker.

En algunos casos la roca es sometida a un proceso de trituración y clasificación mediante cribado en la propia explotación. La industria extractiva ha adquirido un alto grado de capacidad técnica para obtener áridos con características variadas (en tamaño forma, pureza), lo que es importante para obtener productos de calidad.

Tabla 6 Composición del clínker (fuente: OFICEMEN)

ÓXIDO	PORCENTAJE (%)
Óxido de calcio "cal" (CaO)	60 – 69
Óxido de Silicio "sílice" (SiO ₂)	18 – 24
Óxido de Aluminio "alúmina" (Al ₂ O ₃)	4 – 8
Óxido de Hierro (Fe ₂ O ₃)	1 – 8

La obtención de la proporción adecuada de los distintos óxidos se realiza mediante la dosificación de los minerales de partida:

- Caliza y marga para el aporte de CaO.
- Arcilla y pizarras para el aporte del resto óxidos.
- Otros: barros carbonato, cascarilla de hierro, escombros, estériles, polvo de mármol ...

Las materias primas, en proporciones controladas, se muelen y se mezclan juntas para formar una mezcla homogénea con la composición química requerida. Para los sistemas de horno seco y semiseco, los componentes de las materias primas se muelen y se secan hasta lograr un polvo fino, haciendo uso principalmente de los gases calientes de salida del horno y/o del aire de salida del enfriador de clínker. Para las materias primas con alto contenido de humedad, y en los procesos de arranque, puede necesitarse un hogar auxiliar para proporcionar calor adicional.

Los hornos de vía húmeda o semi-húmeda emplean la molienda húmeda. Los componentes de las materias primas se muelen junto con agua añadida para formar una pasta. Para lograr la finura requerida

de la pasta, que cumpla con las demandas de calidad, suelen utilizarse los sistemas de molienda en circuito cerrado.

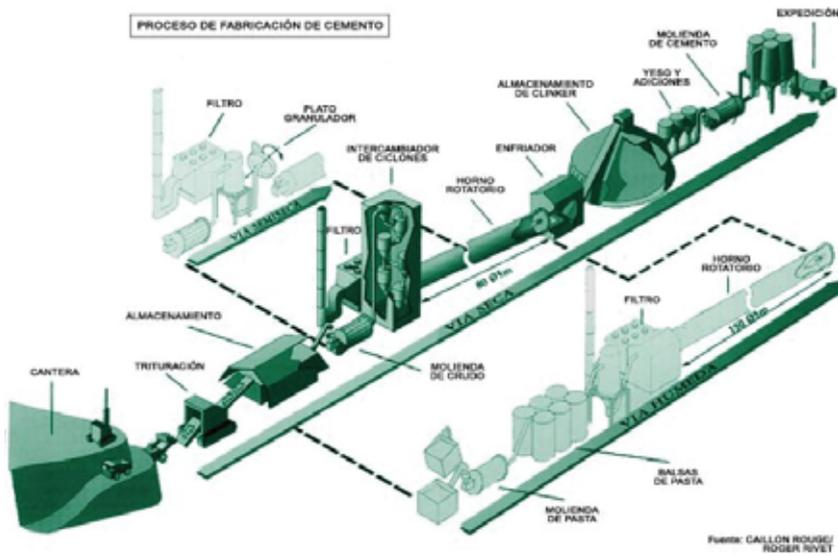
La pasta que sale del proceso de molienda, requiere posteriormente una mezcla y homogeneización para lograr la óptima composición del crudo, antes de ser enviada al horno. La pasta se almacena en balsas, tanques o bien en silos.

En función de cómo se procesa el material antes de su entrada en el horno de clínker, se distinguen cuatro tipos de proceso de fabricación:

- Vía seca.
- Vía semi-seca.
- Vía semi-húmeda.
- Vía húmeda

La tecnología que se aplica depende fundamentalmente del origen de las materias primas. El tipo de caliza y de arcilla y el contenido en agua (desde el 3% para calizas duras hasta el 20 % para algunas margas), son los factores decisivos.

figura 20. Proceso de fabricación del cemento (fuente: Caillon Rouge y Roger Rivet)



El horno rotativo consta de un tubo de acero con una relación de longitud a diámetro de entre 10:1 y 38:1. El tubo es soportado por dos a siete estaciones de apoyo, tiene una inclinación de 2,5 a 4,5% y una velocidad de rotación de 0,5 a 4,5 revoluciones por minuto.

La combinación de la inclinación del tubo y la rotación causa que el material discorra lentamente a lo largo de él. Para proteger la chapa de las altas temperaturas, el horno rotativo se forra completamente con ladrillos refractarios resistentes al calor. Los hornos largos de vía húmeda están equipados con aditamentos internos como las cadenas, para mejorar la transferencia térmica.

El combustible introducido a través del quemador principal produce la llama principal con unas temperaturas de llama alrededor de 2.000 °C. Por razones de optimización del proceso, la llama tiene que ser ajustada dentro de ciertos límites. En los quemadores modernos, el tamaño de la llama se ajusta mediante la regulación de los aires primario (10- 15% del total del aire de combustión) y secundario.

Los puntos potenciales de alimentación de combustible al horno son:

- A través del quemador principal, situado en el extremo de salida del horno rotativo
- A través de los quemadores secundarios en el conducto de entrada al horno
- A través de los quemadores del precalcinador en hornos con precalcinador
- A través de la tolva de alimentación al precalcinador (para combustible no pulverizado)
- A través de una válvula de alimentación situada en la mitad del horno en el caso de hornos largos (para combustibles no pulverizados).

Los hornos rotativos largos se pueden alimentar con pasta, tortas de filtrado molidas, nódulos o crudo seco y, por ello, son aptos para todos los tipos de proceso. Los hornos largos más grandes tienen una relación longitud a diámetro de 38:1 y pueden tener más de 200 metros de longitud.

4.2. Tecnologías de precombustión aplicadas a la producción de clínker

A pesar de que las tecnologías de precombustión están muy avanzadas (aunque no a gran escala) en otros sectores como el químico o el de los fertilizantes, su aplicación en las plantas de cemento es todavía reducida por varios motivos. El primero y, probablemente, más condicionante, es el hecho de que las técnicas de precombustión no permiten eliminar las emisiones de CO₂ que se generan en el proceso de fabricación de cemento debido a la descarbonatación de la caliza. Por otro lado, su aplicación directa para la combustión en un horno de cemento no es viable debido al carácter explosivo del hidrógeno, lo que hace necesario diluir este compuesto con otros combustibles o con otros gases inertes tales como el nitrógeno o el vapor de agua.

Además, aunque este último problema pudiera solucionarse, las características de la combustión del hidrógeno y sus emisiones difieren significativamente de las que poseen los combustibles tradicionalmente utilizados en las plantas de cemento, por lo que el proceso de combustión para la fabricación de clínker se debería modificar considerablemente.

Debido a la relativamente baja transferencia de calor por radiación de las llamas de hidrógeno, no existe la posibilidad de utilizarlas en un horno de clínker convencional. Sería necesario desarrollar nuevas tecnologías que hicieran viable este proceso, bien mezclándolo con compuestos libres de carbono para aumentar la transferencia de calor o bien investigando nuevas tecnologías. Reciclar el polvo de clínker espolvoreándolo en la llama podría proporcionar la suficiente transferencia de calor, si bien, habría que rediseñar el quemador debido a las características abrasivas del polvo de clínker. Igualmente, los últimos desarrollos en quemadores porosos podrían aplicarse en las plantas de cemento. En estos quemadores, el combustible arde en una esponja metálica o cerámica de manera más eficiente reduciendo las emisiones de NO_x. La radiación de esta esponja es la que proporciona la transferencia de calor. Los quemadores porosos también permiten alcanzar la distribución de temperaturas deseada dentro del horno. En cualquier caso, el coste de producción de hidrógeno es muy elevado, por lo que se incrementarían considerablemente los costes de producción del cemento.

Para implantar las tecnologías de precombustión en la producción de cemento, no sólo el proceso de combustión de clínker sino la planta de cemento en general se deberían modificar. Sería necesario construir una planta de separación de hidrógeno con tecnologías de captura de CO₂. Parte de la energía necesaria para esta planta provendría de la recuperación del calor residual de la producción de cemento. Aunque la producción de hidrógeno a partir de gas natural, hidrocarburos ligeros y carbón es una tecnología bien conocida, la consiguiente captura y almacenamiento de CO₂ no se ha estudiado todavía.

Por último, es igualmente necesario analizar la influencia del combustible en la calidad del producto y de las emisiones, debido a que la distribución de temperaturas en el horno y la cantidad de compuestos ácidos variarían con respecto a las actuales.

Actualmente, la producción de hidrógeno es una técnica disponible a nivel comercial, pero el hecho de que el hidrógeno se haya convertido en un combustible estándar dentro de los próximos 20 años es cuestionable. Por lo tanto, las empresas cementeras tendrían que construir plantas de producción de hidrógeno junto a las plantas de cemento actuales. Sin embargo, hasta la fecha no se ha construido una planta con el tamaño necesario para suministrar hidrógeno a una planta de cemento. Aunque existiría la posibilidad de utilizar estas tecnologías en la producción de cemento, las modificaciones necesarias y las incertidumbres existentes condicionan su aplicación.

En la siguiente tabla se detalla el estado de desarrollo de la tecnología de la precombustión (pobre en carbono y rica en hidrógeno) así como los retos y ventajas en la industria cementera.

Tabla 7 Aplicabilidad de las técnicas de precombustión a la producción de clínker (fuente: European Cement Research Academy, ECRA)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	Centrales térmicas Industria química Fertilizantes Combustibles líquidos sintéticos
Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clínker	no
Modificación del proceso de producción de clínker	Nuevo quemador y tecnología de combustión por hidrógeno Recuperación de calor
Proyectos de investigación relacionados	
	La oxidación parcial es una tecnología contrastada Gasificación de combustibles sólidos
Eficiencia en la captura	
	Hasta el 100%, ~85% de eficiencia en todo el proceso
Penalización energética	
	Sí

Impacto sobre	
Funcionamiento del horno	Sí (nuevos quemadores y sistemas de combustión debido a las propiedades del hidrógeno)
Calidad del producto	Probablemente si
Otras emisiones	Sí, reducción de los ácidos en los gases efluentes
Costes de producción	Si; ejemplos de otros sectores: 5 – 5,5 US\$/t CO ₂ capturado para la producción de hidrógeno o amoníaco 37 – 74 US\$/t CO ₂ en centrales térmicas de ciclo combinado 29 – 51 US\$/t CO ₂ en nuevas centrales térmica de carbón pulverizado 13 – 37 US\$ /t CO ₂ en nuevas centrales de gasificación integrada de ciclo combinado.
Ventajas	
	La producción de hidrógeno a escala comercial es una técnica disponible Aplicable en plantas modificadas
Retos	
	Objetivos de investigación: Nuevos quemadores y tecnología de combustión con hidrógeno Es necesaria una tecnología barata para la separación y captura de CO ₂ Sólo se consigue reducir el CO ₂ procedente de la combustión No reduce el CO ₂ procedente de proceso

4.3. Tecnologías de oxidcombustión aplicadas a la producción de clínker

Con el objetivo de incrementar la eficiencia energética del proceso de combustión para la fabricación de clínker y la reducción de emisiones de CO₂, la industria cementera está investigando la combustión con aire enriquecido en oxígeno como comburente. El principal objetivo de estas investigaciones es el aumento de la capacidad de producción, el aumento de la eficiencia energética y la utilización de combustibles con una menor capacidad calorífica.

En comparación con la combustión tradicional, en los procesos de oxidcombustión la temperatura teórica de la llama se incrementaría hasta los 3.500 °C, aunque en la realidad sea menor debido a la pérdida de calor y a la disociación de los productos de combustión. La principal ventaja de las tecnologías de la oxidcombustión es el ahorro energético que se logra gracias a la ausencia de nitrógeno, que en el proceso de combustión tradicional absorbe gran cantidad del calor generado. Esta energía se puede utilizar en los procesos de calcinación y síntesis, lo que aumenta la capacidad del horno.

Las ventajas operacionales del enriquecimiento de oxígeno son:

- Aumento significativo de la capacidad si se mantiene constante la velocidad de circulación del gas en el horno, lo que mejora la transmisión de calor, y además permite disponer de un mejor control de la transmisión de calor.
- La producción aumenta más de un 1% por cada 1% de enriquecimiento de oxígeno (2,0 a 2,8 toneladas de clínker por 1 tonelada de oxígeno).
- El uso de combustible se reduce en 6 – 8 kcal/kg por cada 1% de enriquecimiento de oxígeno.

Los factores que limitan la cantidad de enriquecimiento de oxígeno son:

- Los efectos que el enriquecimiento de oxígeno tiene en la carga térmica. El oxígeno tiende a incrementar la temperatura de la zona de quemado y puede dificultar el mantenimiento del revestimiento en la zona de quemado.
- Si el proceso no se lleva a cabo de forma adecuada entonces se puede producir un aumento las emisiones de NO_x .
- Es necesario disponer de una gran cantidad de oxígeno, ya que el proceso así lo requiere, consecuentemente los costes de capital y de consumo de energía aumentan considerablemente.

Otros factores muy importantes a tener en cuenta en el empleo de esta tecnología son la localización de la entrada de oxígeno (punto de inyección de oxígeno) y la velocidad con la que éste se mezcla con la llama o el aire secundario.

Existen tres métodos para aportar oxígeno en los hornos de cemento:

- El oxígeno es transportado en estado líquido y luego se almacena. Seguidamente se vuelve cambiar a estado gaseoso y se bombea el gas. Este sistema tiene a ventaja de que es muy flexible.
- El oxígeno puede ser producido en la propia planta. En las plantas de cemento la separación del aire de la atmósfera es más adecuado, porque el coste de capital para la planta es menor, para ello la tecnología que mejor se ajusta para cubrir las necesidades es la de PSA (los lechos de zeolitas absorben el nitrógeno, el dióxido de carbono). El rango de oxígeno puro es del 90 – 95%. Es recomendable que las plantas dispongas de dos lechos.
- El oxígeno es aportado a través de una tubería proveniente de alguna planta que genere mucho oxígeno. Esta alternativa es viable solamente si la planta de cemento está a poca distancia respecto de la planta proveedora de oxígeno.

Algunas plantas de cemento han realizado experiencias con esta técnica en los Estados Unidos, con el objetivo de aumentar la capacidad de producción: TXI, Midlothian, Texas (vía húmeda), CPC, Mojave, California (vía seca) y Cemex, Victorville, California.

En estas experiencias los datos obtenidos indican que se ha producido un incremento del 3-7% de la producción respecto de la producción anual, e incluso algunos autores consideran que existe un ahorro de combustible debido al enriquecimiento de oxígeno.

Los puntos clave que hay que investigar para poder utilizar las tecnologías de oxicomustión en la fabricación de clínker son:

- Cantidad de oxígeno que puede ser utilizada.
- Capacidad de recircular el CO_2 para controlar la temperatura de la llama.
- Recuperación de calor en los enfriadores de clínker.
- Recuperación de calor a la salida de los enfriadores.

Resumiendo, podemos decir que la implantación de las técnicas de oxicomustión parcial o total en una planta de cemento tiene una mayor viabilidad que las previamente descritas de precombustión. Sin embargo, su utilización requiere la modificación del actual proceso productivo. La figura 2 muestra el esquema que tendrían las tecnologías de oxicomustión dentro de una planta de cemento. La diferencia entre la oxicomustión parcial y total reside en la eficiencia de la unidad de separación de oxígeno, que determinará el coste final del proceso.

En la siguiente tabla se detalla el estado de desarrollo de la tecnología de la oxicomcombustión así como los retos y ventajas en la industria cementera.

Tabla 8 Aplicabilidad de las técnicas de oxicomcombustión a la producción de clínker (fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	Generación eléctrica Industria del vidrio Industria acerera
Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clínker	no
Modificación del proceso de producción de clínker	Nuevo proceso de combustión Recirculación de CO ₂ Recuperación de calor residual
Proyectos de investigación relacionados	
	La oxidación parcial es una tecnología contrastada Gasificación de combustibles sólidos
Eficiencia en la captura	
	Hasta el 100%, ~95% de eficiencia en todo el proceso
Penalización energética	
	Sí (producción de oxígeno)
Impacto sobre	
Funcionamiento del horno	Sí (nuevos proceso de combustión y recubrimientos refractarios debido al incremento de la temperatura de la llama)
Calidad del producto	Probablemente si
Otras emisiones	Bajas
Costes (estimación para un horno de 3000 t/d)	Planta existente: • Costes fijos de producción: 23 €/t cem. • Costes variables de producción: 21 €/t cem. Planta de nueva construcción: • Inversión: 344 M€ • Costes fijos de producción: 28 €/t cem. • Costes variables de producción: 23 €/t cem.
Ventajas	
	La producción de oxígeno está disponible a escala comercial.
Retos	
	Disminuir la penalización energética del proceso (recuperación de calor para la producción de electricidad)

4.4. Tecnologías de post-combustión aplicadas a la producción de clínker

Las tecnologías de post-combustión se instalan al final del proceso productivo, por lo que, en principio, es aplicable a cualquier proceso industrial. En la mayor parte de los casos, el CO₂ se captura de un gas efluente a baja presión y con un contenido de CO₂ reducido. Cuanto mayor es el contenido en CO₂ de los gases de salida, mayor es el rendimiento de la captura.

En comparación con otros procesos industriales, los gases a la salida de la torre de una planta de cemento tienen una concentración muy elevada de CO₂ (≈30%, frente al 10-15% de las plantas térmicas que utilizan carbón) y, por lo tanto, proporcionan unas condiciones más favorables para la captura de CO₂ en comparación con otros procesos industriales. El CO₂ se separa de una mezcla formada principalmente por nitrógeno y oxígeno y, en menor proporción, SO_x, NO_x y partículas en suspensión.

El proceso de captura se puede realizar utilizando diferentes técnicas: absorción química, membranas, absorción física, adsorción, etc. Algunas de estas técnicas tienen una mayor probabilidad que otras de poder ser aplicadas en el proceso de producción de clínker. Así pues, parece que la absorción física y la adsorción presentan mayores limitaciones, mientras que se espera que la absorción química sea la primera técnica capaz de satisfacer las necesidades del mercado. Ahora bien, conforme las técnicas que utilizan membranas u otras tecnologías se desarrollen, podrán sustituir progresivamente a la absorción química.

Las tecnologías de post-combustión son aplicables a gran escala, tanto en plantas de generación eléctrica como en plantas de fabricación de cemento, donde, en función de sus características, se utilizarán diferentes métodos de captura: absorción química, membranas, absorción física, adsorción, etc.

Los principales retos de esta tecnología son la reducción de las penalizaciones energética y económica derivadas de la regeneración de los absorbentes, en incrementar su vida útil y en limitar su degradación. En lo referente a la utilización de membranas, el proyecto debe superar algunas limitaciones tales como la sensibilidad a los compuestos de azufre o la intolerancia a temperaturas elevadas.

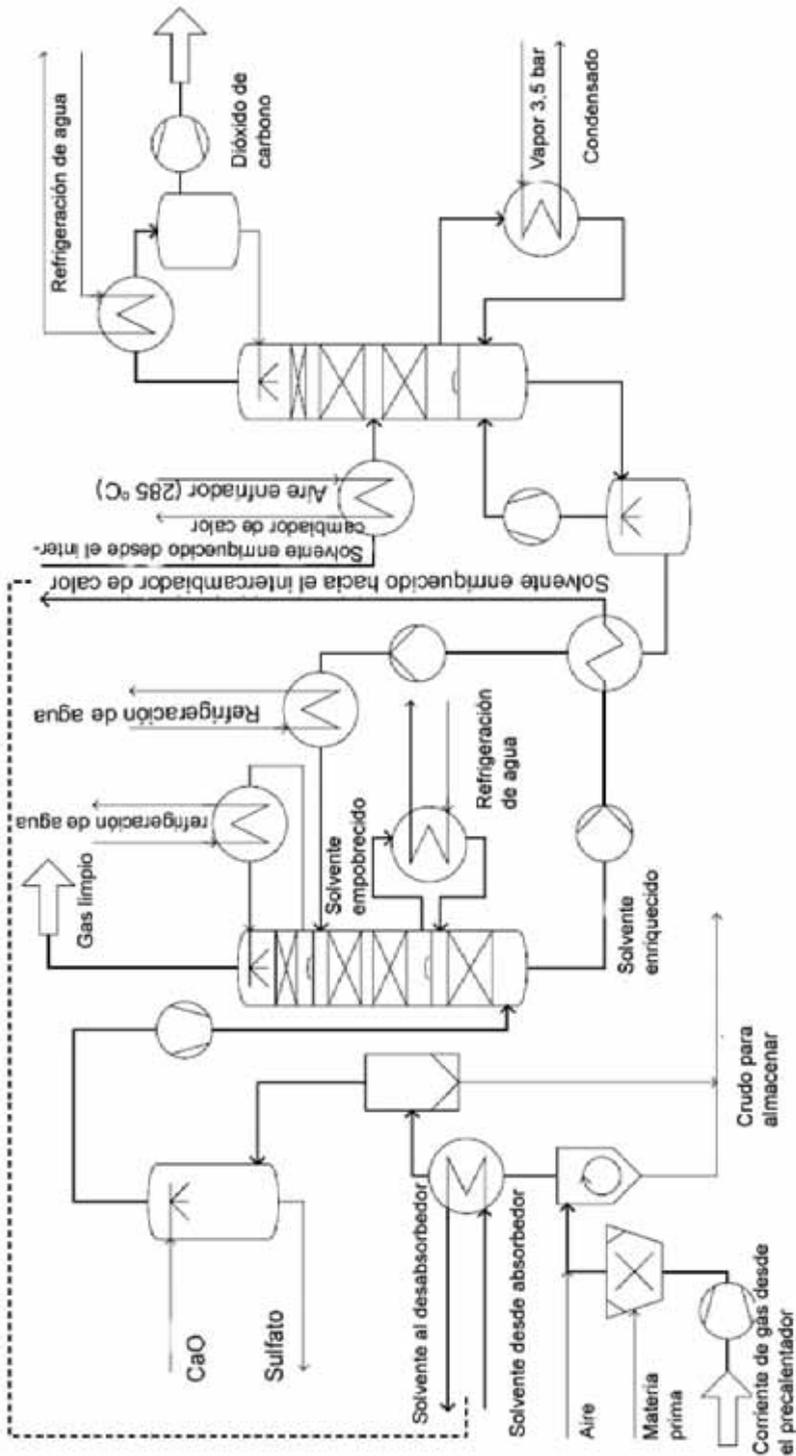
La figura 22 muestra un posible esquema de implantación de técnicas de post-combustión en plantas de cemento:

Los proyectos piloto y las plantas de demostración de técnicas de post-combustión se basan únicamente en la absorción química, ya sea mediante la utilización de aminas o de amoníaco refrigerado. Las razones principales para la utilización de la absorción química son:

- Disponibilidad a gran escala.
- Impacto reducido en el proceso productivo/de combustión.
- Obtención de una corriente de CO₂ de gran pureza (>99%).

La principal desventaja de esta tecnología es el elevado consumo energético. Se necesitan aproximadamente 3000 kJ para separar 1 kg de CO₂ de la corriente de gases y la producción de este calor supone nuevas emisiones. Esta penalización energía/CO₂ disminuye la eficiencia del proceso de captura, aunque el elevado consumo energético para la regeneración del disolvente centran los esfuerzos de las investigaciones actuales. Se está trabajando en nuevos disolventes y en nuevos procesos, pero todavía no se ha conseguido ninguna tecnología revolucionaria en este campo.

figura 22. Posible configuración de una planta de cemento con tecnologías de post-combustión (fuente: European Cement Research Academy)



En la siguiente tabla se detalla el estado de desarrollo de la tecnología de la post-combustión como los retos y ventajas en la industria cementera.

Tabla 9 Aplicabilidad de las técnicas de post-combustión a la producción de clinker (fuente: European Cement Research Academy ECRA)

Tecnología usada en	
Industria del cemento	no
Otros sectores	Industria química Refinerías
Tecnología aplicable a	
Proceso actual de producción de clinker	no
Modificación del proceso de producción de clinker	Recuperación de calor para la regeneración de los absorbentes. Purificación de los gases de salida para eliminar NO _x y SO ₂
Eficiencia en la captura	
	Superior al 98%
Penalización energética	
	Sí
Impacto sobre	
Funcionamiento del horno	Bajo
Calidad del producto	No
Otras emisiones	No (reducción de los NO _x y SO _x porque es necesario la purificación de la corriente de gases)
Costes de producción	45 €/t de CO ₂ capturado con aminas en una planta de 3000 t/d Otros sectores: entre 21,6 y 55,1 €/t CO ₂ capturado
Ventajas	
	Disponible a escala comercial Aplicable en plantas modificadas
Retos	
	Tamaño muy elevado de los equipos. Disminuir la penalización energética de la regeneración de los absorbentes

5. TRANSPORTE DE CO₂

Una vez aislado el CO₂ de la corriente de gases, éste debe transportarse hacia los lugares de almacenamiento que actualmente se están estudiando o, si se diera el caso y ello fuera posible, hacia el lugar que se consuma en procesos industriales.

Debe encontrarse un tipo de transporte económico, viable y seguro. Su diseño final dependerá de la fuente de la cual se consiga el CO₂ y de la naturaleza del sumidero hacia el que se transporte. Disponer del CO₂ en estado supercrítico es, en principio, la opción más viable, ya demostrada para el transporte del fluido en tuberías. Cuando un compuesto o elemento está en dicho estado, éste tiene la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas, mientras que en forma de gas, el volumen específico es demasiado elevado lo que haría inviable la infraestructura desde un punto de vista técnico-económico. Para el transporte en vehículos, la opción más adecuada sería la licuefacción, tal y como demuestra la experiencia del gas licuado de petróleo (GLP) y del transporte a pequeña escala de CO₂ con fines industriales.

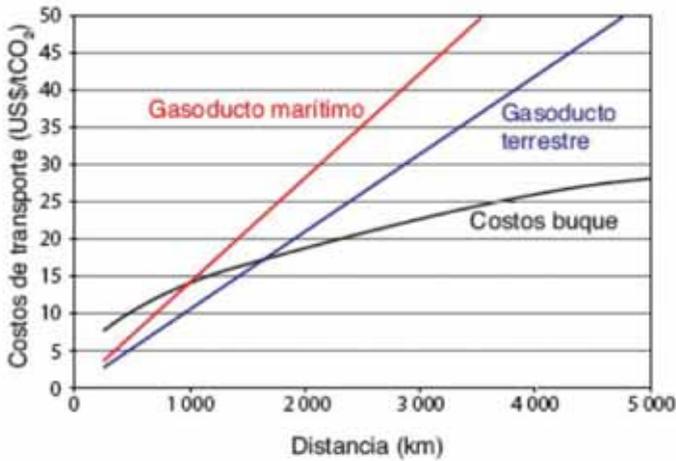
Se resumen a continuación los dos principales sistemas de transporte utilizados hasta la fecha:

- Transporte por tubería (CONDUCTOS).- Se trata de la solución óptima para el transporte de CO₂ a larga distancia. Las tuberías pueden discurrir tanto por el lecho marino (a profundidades de 2.200 m.) y por estratos rocosos. El transporte de CO₂ por tubería no es una tecnología novel, en Estados Unidos se está empleando este sistema de transporte con una red superior a los 5.600 km de longitud y una cantidad transportada cercana a los 50 millones de toneladas de CO₂ anuales para su utilización en la recuperación mejorada de petróleo (EOR). No obstante, en comparación con la red de gasoductos, respecto a la cual existen numerosas semejanzas, pero también diferencias significativas, la extensión continua siendo reducida. La red de gasoductos estadounidenses tiene una longitud total de 480.000 km y transporta aproximadamente 455 millones de toneladas anuales de esta sustancia. Para garantizar la durabilidad de las tuberías de la red de COductos, es necesario evitar la contaminación del CO₂ con sulfuro de hidrógeno, para reducir el riesgo de corrosión al mínimo, y garantizar que no existe ningún tipo de fugas, aumentando por tanto la seguridad de la infraestructura.
- Transporte en vehículos.- El transporte se puede ser tanto terrestre como marítimo. Se utilizan camiones cisterna para el transporte por carretera y en el caso del transporte ferroviario o en barco se utilizan contenedores estancos similares. El transporte en vehículos se utiliza principalmente cuando el transporte por tubería es inviable económicamente o en su defecto cuando no existe una infraestructura suficiente para acometerlo. Las distancias recorridas con este tipo de transporte suelen ser pequeñas. El informe especial de la IPCC estima que el transporte de un millón de toneladas al año mediante transporte marítimo en tanques de 22.000 m³ a una distancia de 1.100 km puede ser económicamente viable. El hecho de aumentar esta distancia sólo es justificable por razones geopolíticas.

En el caso de España, la creación de una red de COductos está determinada por el desarrollo de la legislación, la localización y capacidad de los puntos de almacenamiento y la composición del CO₂ que haya que transportar. Aunque existen numerosos proyectos comerciales de redes de transporte de gases y líquidos que sientan las bases para el conocimiento y para su aplicación, el desarrollo de una red no se producirá hasta que los condicionantes previamente expuestos queden resueltos.

En este sentido, la comparación de la red de gasoductos con la futura red de transporte de CO₂ puede ayudar al desarrollo de la nueva red, si bien, es conveniente dejar claras las diferencias existentes entre ambas.

figura 23. Costes estimados del transporte según modo.

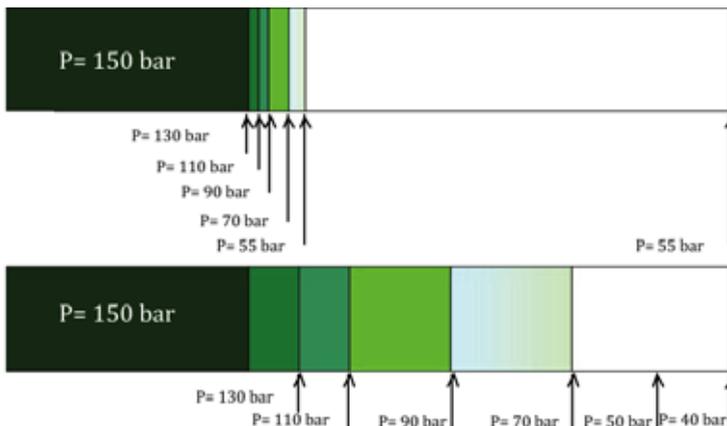


5.1. Diseño

En el momento de proyectar un trazado o red de tuberías existen una serie de características o conceptos básicos comunes para el transporte de cualquier fluido. Es imprescindible conocer los datos básicos del fluido: naturaleza del fluido, caudal y nodos del trazado para determinar el tipo de material del tubo, la protección frente a corrosión, los mecanismos de estanqueidad (i.e. válvulas) y la necesidad de bombas, compresores o incluso motores. Por supuesto, la elección del trazado, el cálculo del diámetro y del espesor de la tubería, así como la potencia de los sistemas de bombeo (líquidos) y compresión (gases) también están condicionados por las características de los fluidos que hay que transportar: viscosidad, densidad, compresibilidad, temperatura y presión crítica (si el fluido se transporta en este estado).

Así pues, dadas las características del CO₂, una hipotética red de COductos necesitaría de un mayor número de compresores que los actuales gasoductos, ya que en el caso del CO₂ se produce una despresurización más rápida.

figura 24. Despresurización del gas natural y del dióxido de carbono. (Fuente: Transporte de CO₂ por tubería Fundación Gas Natural. ENAGAS)



Adicionalmente, las impurezas presentes en el CO₂ modifican el comportamiento de éste frente a la variación de la presión, haciendo que aumente la despresurización cuanto mayor sea el contenido de impurezas. La composición extremadamente variada del CO₂, muy condicionada por su origen y por el tipo de tecnología utilizada para su captura, dificulta la construcción de una red homogénea apta para cualquier punto emisor.

Tabla 10 Composición del CO₂ en función del tipo de tecnología empleada para capturarlo. (Fuente ENAGAS).

Tecnología de Captura	Aminas	Oxicombustión	Precombustión
CO ₂ (%vol)	> 99	> 90	> 95,6
CH ₄ (ppm)	< 100	-	350
N ₂ (%vol)	< 0,17	< 7	< 0,6
H ₂ S (%vol)	indicios	indicios	< 3,4
C ₂ ⁺	< 100 ppm	-	< 0,01 %vol
CO	<10 ppm	indicios	< 0,4 %vol
O ₂ (%vol)	< 0,01	< 3	indicios
NO _x	<50 ppm	< 0,25 %vol	-
SO _x	< 10 ppm	< 2,5 %vol	-
H ₂	indicios	indicios	< 3 vol%
Ar	indicios	< 5 % vol	< 0,05

Tabla 11 Principales impurezas presentes en el CO₂ capturado

Agua H ₂ O	Nitrógeno N ₂	Óxidos de Nitrógeno NO _x	Ácido Sulhídrico H ₂ S
Hidrógeno H ₂	Argón Ar	Metano CH ₄	Dióxido de azufre SO ₂

Otro de los efectos de las impurezas sobre el transporte de CO₂ es que la modificación de la presión y temperatura crítica, precisamente dos de los principales parámetros que se deben tener en cuenta cuando se realiza el diseño de una tubería o red de tuberías

Tabla 12 Efecto de las impurezas en la temperatura y presión críticas. (Fuente: ENAGAS)

Pureza CO ₂	Temperatura Crítica (°C)	Presión Crítica (bar)
CO ₂ puro	30,97	73,76
CO ₂ + 2%H ₂	30,37	79,05
CO ₂ + 5%H ₂	29,34	87,56
CO ₂ + 2% Ar	29,73	75,71
CO ₂ + 5% Ar	27,77	78,67

Por su parte, el gas natural tiene un menor grado de impurezas y su composición es más homogénea si la comparamos con el dióxido de carbono. Además la variación en la composición esta ligada únicamente a la procedencia y no a otros factores adicionales.

figura 25. Distancia de entre compresores en función de las impurezas presentes. Fuente ENAGAS

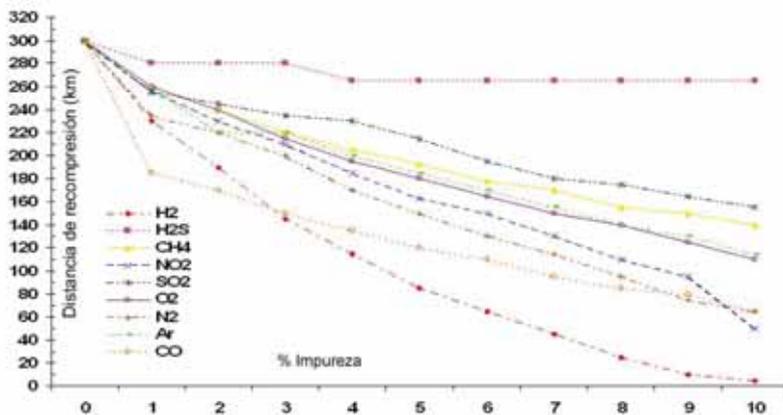


Tabla 13 Composición típica del gas natural en función de su procedencia. (Fuente: ENAGAS)

Porcentaje en origen		Mar del Norte	Argelia	Libia
Metano	CH ₄	92	91,2	86,5
Etano	C ₂ H ₆	3,5	7,4	12,4
Propano	C ₃ H ₈	0,7	0,8	0,3
Butano	C ₄ H ₁₀	0,3	0,1	-
Otros (N ₂ , CO ₂ , O ₂)	-	3,5	0,5	0,8

Por último, las características físico-químicas de ambas sustancias tienen diferencias significativas, que condicionan el diseño y explotación de las tuberías.

Tabla 14 Diferencias entre el CO₂ y el gas natural.

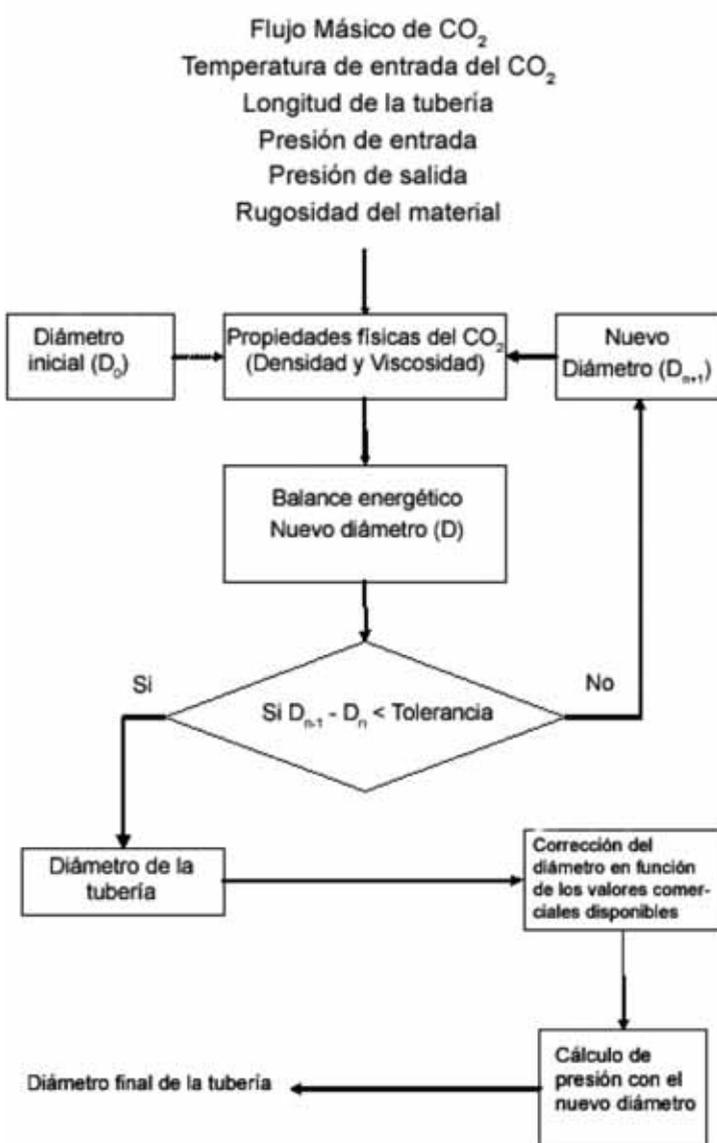
	CO ₂	Gas Natural
Estado físico a 20° C y 100 bar	Líquido supercrítico	Gas
Estado físico a -165 °C y 1,013 bar (1 atm)	Sólido	Líquido
Masa molecular (g/mol)	44	16
temperatura punto triple	-56,6 (ebullición) *	-182 (fusión) *
Presión punto triple (bar)	5,18	0,117
Temperatura crítica (°C)	31	- 85
Presión crítica (bar)	~ 73,84	~ 60
Densidad relativa del gas (paire=1)	1,52	0,55
Coefficiente Joule Thompson** (20°C y 100 bar)	0,07 (estado líquido SC)	~ 0,5 (estado gas)
Inflamabilidad (% volumen en aire)	No inflamable	Inflamable

	CO ₂	Gas Natural
Solubilidad (mg/l)	2 000	0,054
Color	Incoloro	Incoloro
Olor	Inodoro	Inodoro

* El CO₂ funde a -78 °C mientras que el gas natural ebulle a -161,6 °C en ambos casos a presión atmosférica.

** Incremento de la temperatura con respecto al incremento de presión.

figura 26. Esquema para el diseño de una tubería de CO₂. Fuente: ENAGAS



El CO₂ a temperatura ambiente y a una elevada presión puede ser transportado en estado supercrítico, mientras que en el gas natural la temperatura crítica es de aproximadamente -85 °C lo que hace que el comportamiento físico y mecánico de los materiales sea distinto. Aunque la presión crítica de ambos gases es semejante, la presencia de las impurezas en el CO₂ hace que exista una variación que se debe tener en cuenta en el diseño y elección de los materiales en lo referente a la resistencia a compresión y a cortante.

El hecho de que el CO₂ no sea inflamable hace que tenga una categorización diferente de acuerdo a la norma ISO 13623 consecuentemente las medidas de prevención y de actuación en caso de fuga requieren de otros protocolos de actuación, además como se vio en las tecnologías de captura, la concentración de CO₂ es muy elevada superando los valores admisibles por el hombre y aunque el dióxido de carbono no es tóxico, sí que es más pesado que el aire ($\rho_{CO_2} = 1,53$) lo que provoca una expulsión del aire y una ocupación de ese volumen.

Tabla 15 Norma ISO 13623

Tipo de fluido	Categoría	Descripción
CO ₂	C	Fluidos no inflamables a temperatura y presión ambiente
Gas natural	E	Fluidos inflamables y/o tóxico a temperatura y presión ambiente

5.2. Marco jurídico

En lo que se refiere al transporte por tubería de CO₂, la directiva 31/CE del 29 de abril de 2009 para el Almacenamiento Geológico de dióxido de carbono, sienta las bases jurídicas en este ámbito. Esta directiva ya ha sido traspuesta en el ordenamiento jurídico español con la Ley 40/2010 del 29 de Diciembre de 2010. En dicha ley en el capítulo IV se establecen unas líneas generales para el transporte por tubería de CO₂, principalmente en lo relacionado a la posibilidad de que diferentes operadores puedan entrar en el mercado. Sin embargo, su propio preámbulo dice "la ley se limita a regular la actividad de almacenamiento geológico de dióxido de carbono y sólo contiene previsiones puntuales en relación con la captura y el transporte"

En el contexto medioambiental establece que las redes de tuberías deben someterse a la correspondiente declaración de impacto ambiental.

Por su parte Estados Unidos, el país con más kilómetros de COductos, dispone de un marco regulatorio únicamente a escala regional ya que la mayor parte de los COductos discurren sobre un único estado. No obstante a nivel federal no existe un regulador claramente definido debido a la ambigüedad en la terminología o definición del gas, principalmente por el hecho de que el CO₂ se transporta en estado supercrítico.

6. ALMACENAMIENTO DE CO₂

Una vez que el CO₂ ha sido capturado debe almacenarse o utilizarse como materia prima. La mayor parte del CO₂ capturado deberá ser almacenado, ya que la demanda para su uso es muy inferior al nivel de emisiones, y se espera que esta tendencia se mantenga en el futuro.

El almacenamiento de CO₂ requiere un detallado conocimiento del subsuelo y de las tecnologías que permiten evaluar y confirmar su idoneidad. Las industrias gasista y petrolífera ya tienen un amplio conocimiento del subsuelo y experiencia en las tecnologías y metodologías de evaluación y explotación de los almacenes geológicos, sobre todo en el ámbito del almacenamiento de gas natural.

6.1. Tecnologías y mecanismos de almacenamiento

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas comprende muchas de las tecnologías que se han desarrollado en la industria de la prospección y la producción de petróleo y gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes siguen desarrollándose para el diseño y el funcionamiento del almacenamiento geológico. Otras prácticas de inyección subterránea también aportan una experiencia operativa útil. En particular, el almacenamiento de gas natural, la inyección en profundidad de desechos líquidos, y la eliminación de gas ácido (mezclas de CO₂ y H₂S) se han llevado a cabo en Canadá y en los Estados Unidos desde 1990, también a escala de megatonelada.

Se estima que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburo o en formaciones salinas profundas tendrá lugar a profundidades superiores a los 800 m, donde la presión y la temperatura ambiente normalmente provocarán que el CO₂ esté en estado líquido o supercrítico ($T^{\circ}_{crítica} = 304,1^{\circ}\text{K}$ (31 °C), $P_{crítica} = 72,8$ atm (73,84 bar)).

figura 27. Diagrama de fases de un elemento.

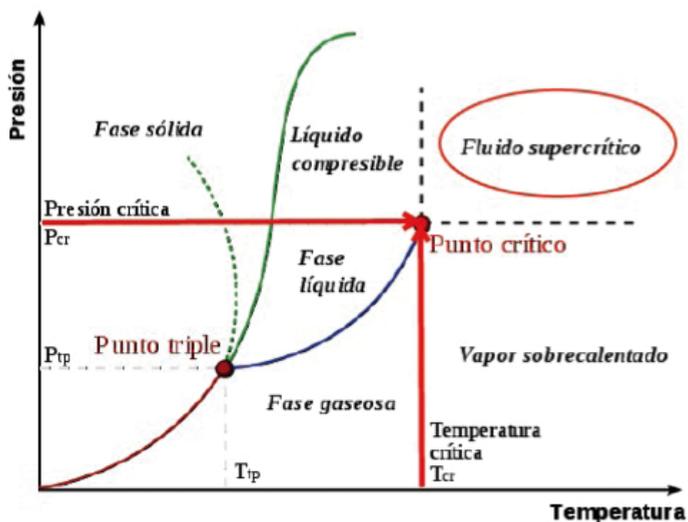


Diagrama de fases.

figura 28. Variación de la densidad en función de la profundidad

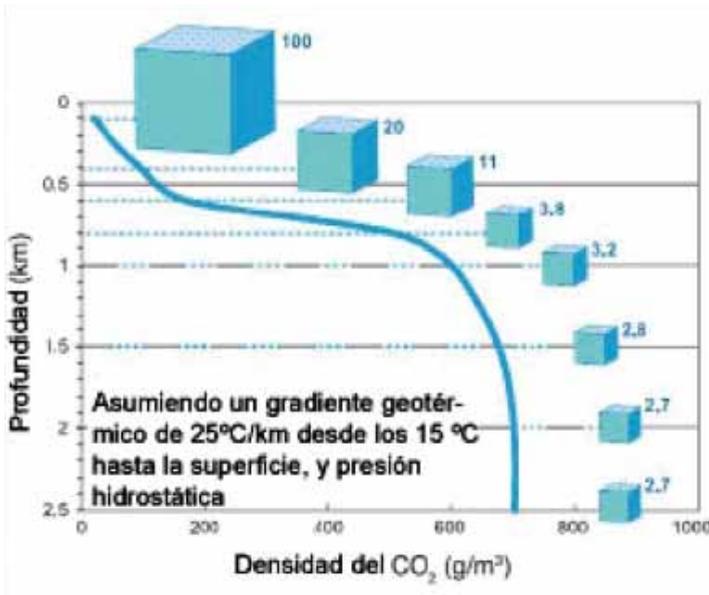
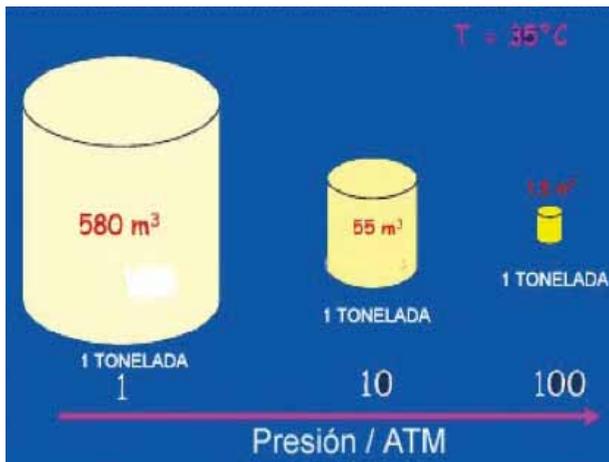


figura 29. Esquema gráfico de la variación de la densidad



En estas condiciones, la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80 por ciento de la densidad del agua. Este porcentaje se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, lo que origina fuerzas ascensionales que tienden a impulsar el CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca de cubierta estanca sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurarse de que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra. Al ser inyectado bajo tierra, el CO₂ se comprime y llena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que ya están presentes (los “fluidos in situ”).

En los depósitos de petróleo y gas, el desplazamiento de los fluidos in situ por el CO₂ inyectado puede dar lugar a que la mayor parte del volumen poroso quede disponible para el almacenamiento de CO₂.

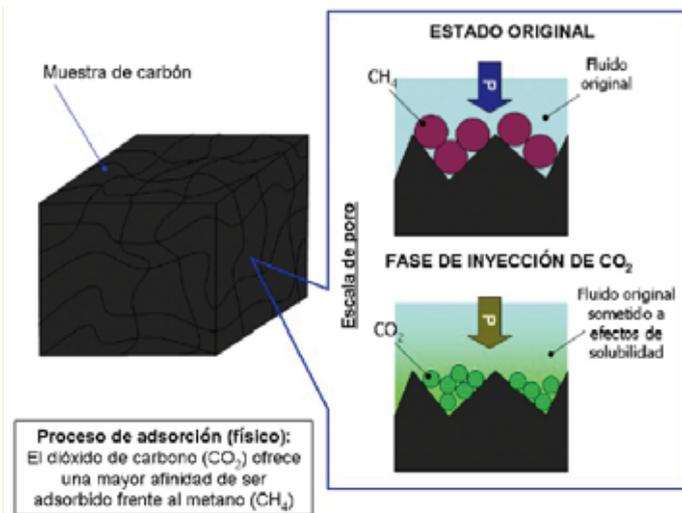
En las formaciones salinas, las estimaciones del volumen potencial de almacenamiento son más bajas y oscilan entre algunos puntos porcentuales y más del 30 por ciento del volumen total de la roca.

Una vez inyectada en la formación de almacenamiento, la fracción retenida depende de una combinación de mecanismos de retención física y geoquímica. La retención física para bloquear el desplazamiento del CO₂ hacia arriba la proporciona una capa de pizarra y roca arcillosas sobre la formación de almacenamiento. Esta capa impermeable es conocida como "roca de cubierta". Puede lograrse una retención física adicional con fuerzas capilares que retienen CO₂ en los espacios porosos de la formación. No obstante, en muchos casos, uno o más lados de la formación permanecen abiertos, dando, así, cabida al desplazamiento lateral de CO₂ bajo la roca de cubierta. En estos casos, es importante contar con mecanismos adicionales para la retención a largo plazo del CO₂ inyectado.

El mecanismo conocido como retención geoquímica surge cuando el CO₂ reacciona con los fluidos in situ y la roca hospedante. Primero, el CO₂ se disuelve en el agua in situ. Una vez que esto ha sucedido (escalas geológicas de tiempo), el agua cargada de CO₂ adquiere densidad y, por tanto, se hunde en la formación (en lugar de ascender hacia la superficie). Entonces, las reacciones químicas entre el CO₂ disuelto y los minerales rocosos forman especies iónicas, de manera que una fracción del CO₂ inyectado se convertirá en carbonatos sólidos a lo largo de millones de años.

Otro tipo más de retención se produce cuando el CO₂ es adsorbido de forma preferencial por el carbón o por pizarras arcillosas ricas en sustancias orgánicas, reemplazando gases como el metano. En estos casos, el CO₂ permanecerá retenido mientras la presión y la temperatura se mantengan estables. Estos procesos, por lo general, tendrían lugar a menor profundidad que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburos y formaciones salinas.

figura 30. CO₂ absorbido de forma preferencial por el carbón



Las horquillas de almacenamiento geológico para cada alternativa, de acuerdo a los datos estimados por el Grupo de Trabajo III del IPCC, se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 16 Horquilla de almacenamiento geológico a nivel mundial

Tipo de depósito	Límite inferior (Gt CO ₂)	Límite superior (Gt CO ₂)
Yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas)	675	900
ECBM	3-15	200
Formaciones salinas	1000	~ 10.000

A nivel europeo, el proyecto GeoCapacity ha estimado la capacidad de almacenamiento de 25 países y los resultados son los siguientes:

Tabla 17 Capacidad de almacenamiento geológico en Europa

Emisiones de fuentes estacionarias (Gt CO ₂)	Capacidad de almacenamiento (Gt CO ₂)					
	Acuíferos		Yacimientos de hidrocarburos		ECBM	
	Capacidad real	Estimación conservadora	Capacidad real	Estimación conservadora	Capacidad real	Estimación conservadora
2	350	100	30	25	1,5	1,0

Por tanto, desde una perspectiva conservadora se puede concluir que Europa tiene una capacidad de almacenamiento de 125 Gt CO₂.

Otras formaciones o estructuras geológicas posibles (como el basalto, las pizarras bituminosas y gaseosas, las cavernas salinas y las minas abandonadas) representan oportunidades. No obstante, todas estas alternativas adicionales requieren de profundos estudios para valorar su idoneidad.

6.2. Mecanismos de entrapamiento

1. Entrapamiento estructural (Structural trapping)

La inmovilización en trampas estructurales o estratigráficas es el proceso físico que garantiza el confinamiento del CO₂. Las cuencas sedimentarias presentan, a grandes rasgos, dos tipos de trampas geológicas que permiten confinar el CO₂:

- Las trampas estructurales, que se originan en alternancias de formaciones con contrastes de permeabilidad (almacén/sello), las cuales se encuentran plegadas y, en ocasiones, fracturadas. En ellas, las fallas pueden actuar como barreras de permeabilidad en algunas circunstancias o como caminos preferenciales de migración en otras.
- Las trampas estratigráficas, que se asocian a relaciones del solape, superposición y acuñamiento entre formaciones de diferente naturaleza y permeabilidad. Están motivadas por cambios o diferencias en el origen y disposición en que éstas fueron depositadas.

2. Entrampamiento Hidrodinámico (Hydrodynamic trapping)

Este mecanismo consiste fundamentalmente en la fijación del CO₂ en el almacén a través de la presión ejercida por el agua de la formación y de la cobertera. La presión se ejerce de dos formas, por un lado, por la presión hidrostática ejercida por la columna de agua situada sobre el almacén y, por otro lado, por los flujos del agua de la formación, que pueden contribuir o no al mejor confinamiento.

3. Entrampamiento por Disolución (Solubility trapping)

Otro mecanismo de inmovilización cuya efectividad aumenta con el tiempo es la disolución en el agua de la formación. La disolución del CO₂ en el agua aumentará cuanto mayor sea la superficie de contacto entre ambas. Si los fluidos migran muy lentamente a lo largo de grandes distancias, una mayor cantidad de CO₂ se disolverá en el agua de formación, que seguirá su desplazamiento con el flujo normal del agua subterránea. El flujo natural lento del acuífero reduce el movimiento del CO₂ permitiendo que la difusión, dispersión y convección entren en juego.

4. Entrampamiento Residual (Residual trapping)

A la vez que el CO₂ migra a través de la formación, algo de él es retenido en el espacio intergranular debido a las fuerzas capilares. Este fenómeno se suele denominar entrampamiento residual o por capilaridad y puede inmovilizar una cantidad importante del CO₂.

5. Entrampamiento Mineral (Mineral trapping)

Consiste en el confinamiento de CO₂ mediante reacción química y formación de minerales en los espacios intergranulares. El CO₂ reacciona con el agua de formación y con la roca almacén y se pone de manifiesto en el largo plazo. El total del CO₂ fijado y los tiempos de reacción dependen de la química del agua de los poros, de la mineralogía de la roca, de las impurezas que acompañen al CO₂ y de la longitud de los caminos de migración. Este conjunto de interacciones geoquímicas puede incrementar la capacidad de almacenamiento y, sobre todo, su efectividad.

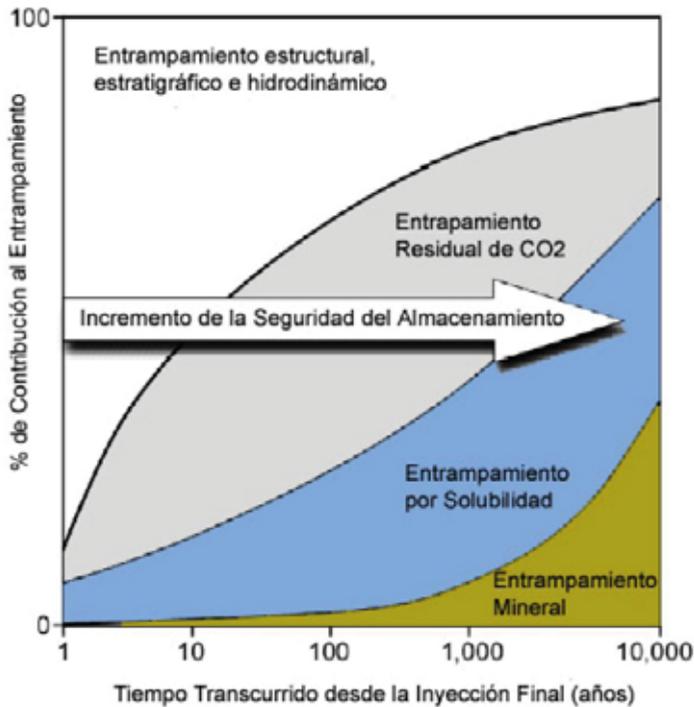
6. Entrampamiento por Adsorción (Adsorption trapping)

El entrampamiento por adsorción es un mecanismo que se desarrolla de forma específica en el seno de las capas de carbón, en el que el CO₂ queda adherido a las paredes internas de los poros del carbón que, en contra de lo que pueda parecer, es un mineral con mucha superficie específica de poro, aunque con baja permeabilidad intrínseca.

El paso del tiempo (en una escala geológica) hace que aumente el peso de algunos mecanismos de los citados y aumenta la certeza de confinamiento permanente del dióxido de carbono.

En esta figura se comprueba que en periodos largos de tiempo se desarrollan de forma especial los entrampamientos por disolución y mineral, que se pueden considerar entrampamientos permanentes, ya que el CO₂ deja de existir como tal. Así pues, el almacenamiento geológico de CO₂ es un proceso cuya seguridad y eficiencia aumenta con el tiempo.

figura 31. Tiempo desde inyección, certeza del almacenamiento, contribución de distintos mecanismos



6.3. Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico de CO₂ se plantea principalmente en aquellas formaciones geológicas que o bien retienen o bien retenían fluidos anteriormente:

- Formaciones profundas con agua salada fósil
- Yacimientos de gas y petróleo
- Capas de carbón profundas

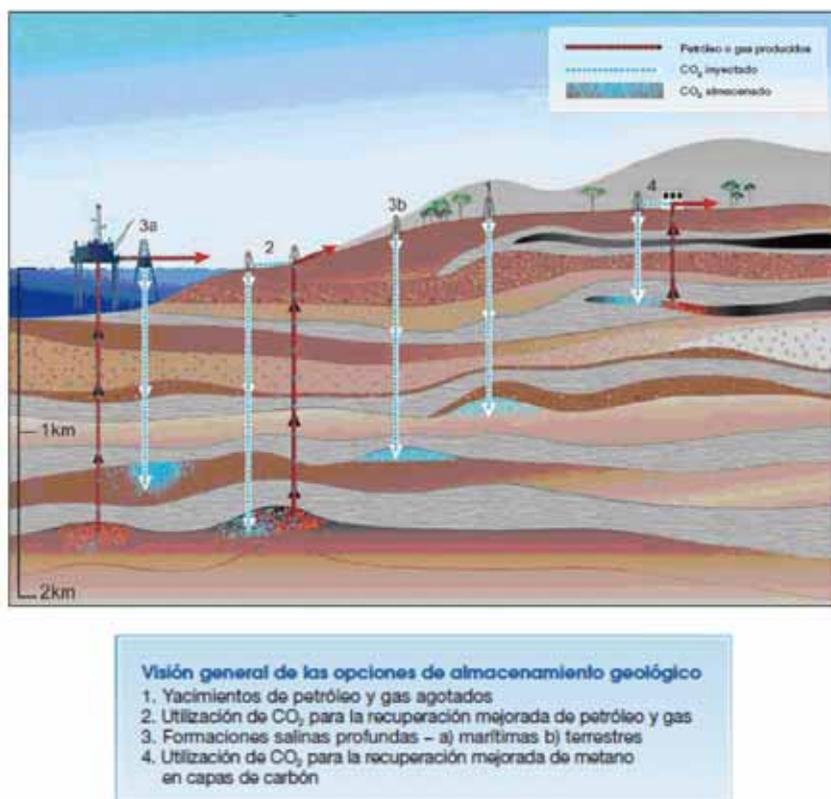
Aunque los yacimientos de petróleo y gas son las estructuras más conocidas y estudiadas mundialmente, las formaciones profundas con agua salada son las que tienen una mayor distribución geográfica y una mayor capacidad de almacenamiento estimada. Independientemente del tipo de almacén, el gas se inyecta condensado.

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

1. Yacimientos de gas y petróleo

La primera opción analizada como posible almacenamiento de CO₂ fue la utilización de yacimientos de gas y petróleo agotados o en fase de agotamiento, donde el CO₂ contribuía a la recuperación secunda-

figura 32. Opciones de almacenamiento geológico de CO₂ (fuente: La captación y almacenamiento de Dióxido de Carbono. Informe del grupo de trabajo III del IPCC)



ria y terciaria. Este procedimiento ha sido utilizado por empresas petroleras norteamericanas desde los años 70. Actualmente se inyectan en estados Unidos aproximadamente 32 millones de toneladas de CO₂ al año en proyectos “Enhanced Oil Recovery, EOR” (fuente: <http://www.netl.doe.gov>). Croacia, Hungría, Polonia y Turquía tienen experiencia en este tipo de almacenamiento.

Una de las ventajas de este tipo de almacenamiento ha consistido en alargar la vida útil de los yacimientos gracias al incremento del factor de recuperación, que oscila entre un 4 y un 12% del factor original (fuente: ECL Report 2, 2001), dependiendo de la miscibilidad o no del CO₂ en el crudo. En otros estudios realizados en el Mar del Norte, este incremento ha alcanzado el 18% (fuente: Report EUR 21895 EN, 2005). En estos proyectos entre el 50 y el 67 % del CO₂ es reinyectado en el yacimiento para reducir costes, pero el resto queda almacenado mediante diversos mecanismos.

Con este procedimiento se consigue mejorar la relación coste/beneficio.

En el caso de yacimientos de gas, la inyección de CO₂ podría mejorar la producción de metano volviendo a presurizar o manteniendo la presión del yacimiento (“Enhanced Gas Recovery, EGR”), si bien se trata de una tecnología incipiente. Además, hay estudios que niegan esta mejoría, estimando una reducción de la producción debido a los efectos de mezcla entre CO₂/CH₄.

Las ventajas técnicas de estos almacenamientos geológicos son:

- La existencia de una trampa geológica (estructural o estratigráfica), que ha demostrado su eficacia y seguridad a lo largo de millones de años.
- El mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas y físicas del yacimiento y la cuenca.
- La existencia de modelos específicos desarrollados para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos naturales (hidrocarburos, aguas de formación) presentes en el yacimiento, que pueden ser empleados como elemento de partida para analizar el comportamiento del CO₂ en estos.

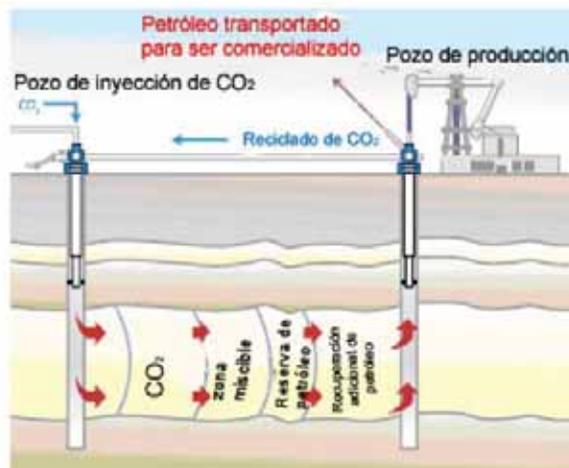
Las ventajas económicas son:

- Menores inversiones en exploración, en perforación e instalaciones de superficie, ya que podrían reciclarse y emplearse en este tipo de proyectos.
- Proyectos EOR/CAC. Mejora de la relación coste/beneficio del proyecto debido al incremento de producción del crudo gracias al CO₂ inyectado.
- Proyectos EGR/CAC. Mejora de la relación coste/beneficio del proyecto.

Ahora bien, también existen una serie de inconvenientes que es importante destacar:

- En yacimientos antiguos de hidrocarburos, existe la posibilidad de tener fugas a través de los pozos abandonados, ya que no estaban preparados para el almacenamiento posterior de CO₂.
- En algunos casos, la reducción de la presión del yacimiento durante la etapa de producción, y la presurización posterior provocada por la inyección de CO₂, podría llegar a romper la integridad del sello del yacimiento.
- El almacenamiento de CO₂ en campos de gas entra en competencia con los almacenamientos geológicos de gas natural, sobre todo en zonas con escasez de almacenes geológicos.
- No todos los yacimientos de hidrocarburos son adecuados para el almacenamiento de CO₂. Es necesario que los yacimientos tengan unas determinadas características de presión, temperatura y profundidad.

figura 33. Inyección de CO₂ para EOR con almacenamiento parcial (IEA Greenhouse Gas R&D Programme). El CO₂ producido con el petróleo se separa y se reinyecta en la formación, con lo que las necesidades de "nuevo" CO₂ disminuyen, reduciendo las emisiones de CO₂ a la atmósfera.



2. Acuíferos salinos profundos

Los acuíferos salinos profundos están constituidos por rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen agua salada (salmuera) en el espacio existente entre sus granos en el caso de las areniscas o en fracturas y cavidades de disolución en los carbonatos. Normalmente se encuentran estructuralmente aisladas y a profundidades mayores que las formaciones que contienen agua dulce, por debajo de los 800 m. Debido a estas características, su aprovechamiento como recurso hídrico no es factible.

El objetivo de este tipo de almacenamientos es reproducir las condiciones en las que de forma natural se almacenan los hidrocarburos, siendo, por tanto, una solución segura. Existen un elevado número de almacenamientos de este tipo tanto en Europa como en USA.

Las características necesarias para que los acuíferos salinos profundos puedan ser utilizados como almacenes geológicos de CO₂ son:

- Tener una porosidad, permeabilidad y salinidad adecuadas.
- Existencia de una capa suprayacente, impermeable al flujo vertical del CO₂.
- Estar ubicadas en áreas geológicamente estables.
- Tener un tamaño (potencia y extensión) lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ que permita la viabilidad del almacén.
- Estar a profundidad suficiente. Normalmente, sólo las formaciones por debajo de los 800 m.

Resumiendo las ventajas de esta opción de almacenamiento geológico se concluiría que:

- Son las formaciones con mayor capacidad de almacenamiento, especialmente en España y otros países no petroleros.
- Existen almacenamientos de hidrocarburos en este tipo de formaciones, lo que aporta un conocimiento previo valioso para la CAC.

Las desventajas que presentan este tipo de almacenes son:

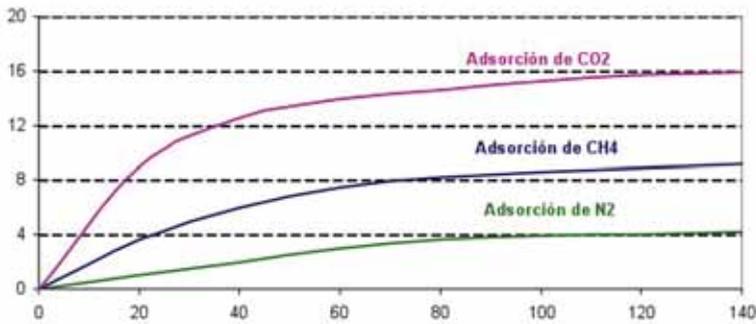
- Un conocimiento menos profundo de la formación que en el caso de yacimientos de petróleo, gas y carbón.
- No ha habido hasta el momento campañas específicas de búsqueda de acuíferos salinos profundos, por lo que la búsqueda e identificación de éstos se presenta más costosa.
- Al no existir ningún tipo de aprovechamiento actual de este tipo de almacenes, en principio, se hace necesario realizar todas las instalaciones de superficie y subsuelo de cero.

3. Capas de carbón profundas

En las diferentes cuencas carboníferas del mundo se está estudiando el comportamiento de los diversos gases que se encuentran adsorbidos en la superficie de los poros del mineral, como el metano, el dióxido de carbono, el nitrógeno, etc. El estudio de dichos carbonos ha determinado que mediante enlaces débiles, un gas en condiciones de temperatura y presión determinadas se adhiere a la superficie de dichos poros. En dichas curvas se representa la cantidad de gas adsorbida por el carbón a diferentes presiones.

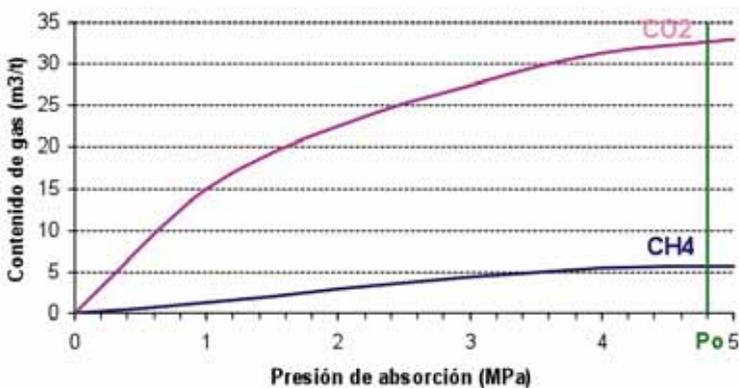
El estudio del comportamiento de los diversos tipos de carbones ante al CO₂ y CH₄ ha sido ampliamente desarrollado por la industria productora de carbón. En general se acepta que la capacidad de adsorción de CO₂ por el carbón siempre es superior a la de metano en una proporción de 2 a 5 moles de CO₂ por cada mol de metano. Si bien se han visto casos como en Los Apalaches en los que dicha proporción puede alcanzar 10 moles de CO₂ por 1 de metano. Por tanto, podemos afirmar, que ciertamente cuando el CO₂ se inyecta a presión en una capa de carbón desplaza al metano y lo sustituye, quedando adsorbido en una proporción mayor a 1 respecto a aquél.

figura 34. Adsorción de gas puro, en metros cúbicos Standard por tonelada, en carbones Tiffany, a 55 °C (fuente: Gasem et al. 2002)



Como consecuencia de estos antecedentes científicos, se estudia en varias cuencas carboníferas del mundo la inyección de CO₂ en capas de carbón con recuperación de metano, llamado Enhanced Coal Bed Methane, ECBM, de manera que se explota el metano como fuente de energía y el CO₂ permanece capturado, mejorando la recuperación de metano hasta en un 70%, lo que supone una ventaja desde el punto de vista económico.

figura 35. Isotermas de adsorción típicas de CH₄ y CO₂ en capas de carbón de los Apalaches (Según Sams et al.)



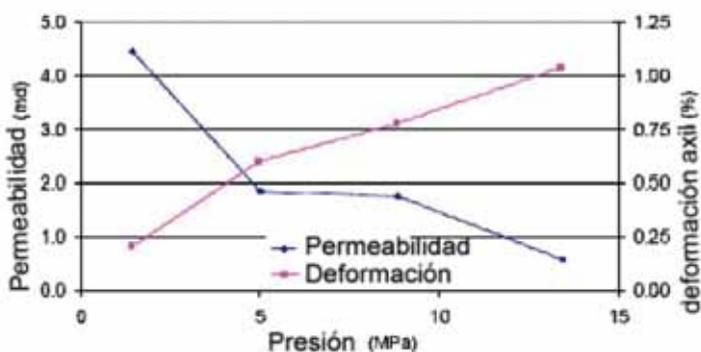
Durante la adsorción de CO₂ se produce una reducción de la capacidad de inyección en el carbón de hasta el 30% dado que se produce el hinchamiento de éste y, por tanto, reducción de su permeabilidad. Asimismo el CO₂ tiene un menor coeficiente de difusión y mayor viscosidad, reduciéndose en consecuencia la capacidad de adsorción total. En resumen, el CO₂ es un plastificante del carbón que reduce

la temperatura a la cual se produce la transición de la forma cristalina a la forma plástica, reduciendo la permeabilidad del carbón y por tanto la capacidad de inyección de CO₂ en él.

Las ventajas que tienen este tipo de almacenes son las siguientes:

- Técnicas. Amplio conocimientos, identificación y caracterización de las cuencas de carbón en el mundo.
- Económicas:
 - Mejora de la relación coste /beneficio ECBM.
 - Menores costes exploratorios al estar las cuencas de carbón identificadas.
 - Mejores costes de las instalaciones al poder emplear parte de las instalaciones de las minas de carbón existentes.
- Las desventajas que tiene este tipo de formaciones son las siguientes: Los problemas de inyección de CO₂ y la disminución de la permeabilidad, característica propia de los carbones.
- La menor capacidad de almacenamiento que tienen este tipo de formaciones respecto a otras opciones.

figura 36. Permeabilidad y deformación axial para una muestra de carbón sometida a presión triaxial efectiva de 1MPa



6.4. Criterios de selección de los lugares de almacenamiento

La selección de los lugares adecuados de almacenamiento requiere la realización de los correspondientes estudios con objeto de determinar si la roca de cubierta suprayacente es lo suficientemente estanca. Una vez satisfecho este requisito es imprescindible saber que existe una capacidad adecuada de almacenamiento y que además no se haya riesgos de fuga por los extremos. Actualmente, gracias a la tecnología desarrollada por parte de la industria de hidrocarburos (petróleo y gas natural) es posible elaborar caracterizaciones de los lugares de almacenamiento geológico de CO₂. Estas actividades están respaldadas por avanzados programas informáticos que permiten realizar simulaciones del movimiento del CO₂ bajo tierra en modelos 3D.

La figura siguiente representa las zonas que han sido identificadas en España como posibles reservas de CO₂.

figura 37. Zonas Seleccionadas para almacenamiento en España (fuente: El papel del carbón en el sector energético español. Ángel Cámara Rascón. Universidad Politécnica de Madrid)

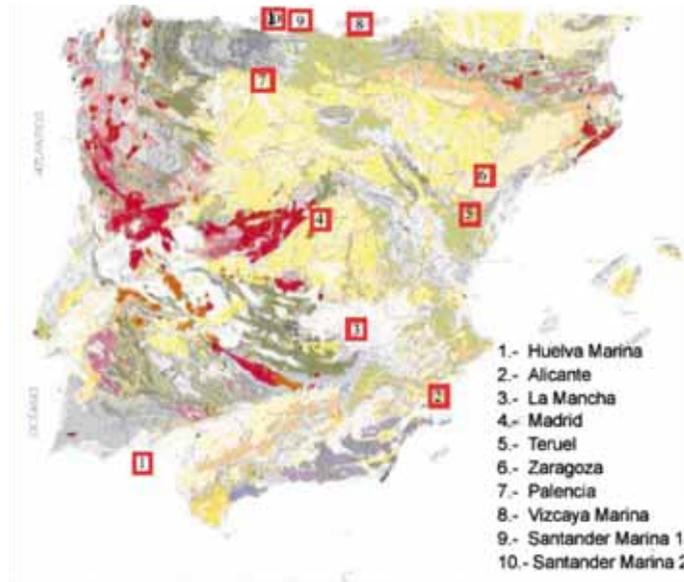
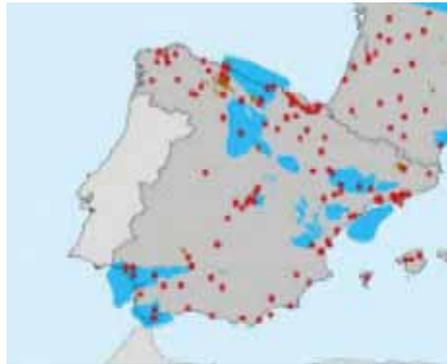


figura 38. Fuentes de emisión y potenciales lugares de almacenamiento (fuente: proyecto Geocapacity)

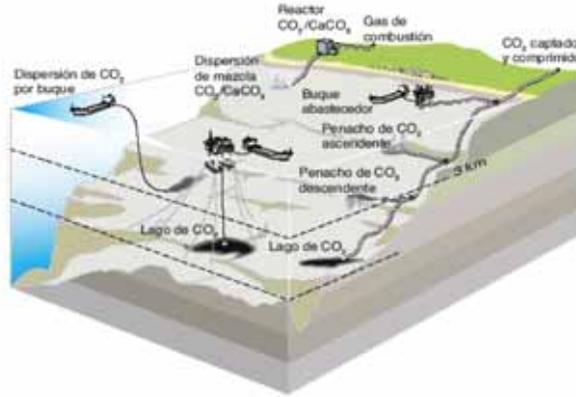


6.5. Almacenamiento Oceánico

Una posible opción de almacenamiento de CO₂ consiste en inyectar el CO₂ captado directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad), en que la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos. Ello puede lograrse mediante el transporte de CO₂ por COductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos. Posteriormente, el CO₂ disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono.

El almacenamiento oceánico aún no se ha desplegado ni demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación. No obstante, se han realizado experimentos sobre el terreno a pequeña escala, así como 25 años de estudios teóricos, de laboratorio y modelos de almacenamiento oceánico internacional de CO₂.

figura 39. Métodos de almacenamiento oceánico (fuente: La captación y almacenamiento de Dióxido de Carbono. Informe del grupo de trabajo III del IPCC)



Debido a que el dióxido de carbono es soluble en el agua, se producen intercambios naturales de CO₂ entre la atmósfera y las aguas en la superficie oceánica hasta que se alcanza un equilibrio. De este modo, los océanos han absorbido alrededor de 500 Gt de CO₂ (140 Gt de C) de un total de 1 300 Gt de CO₂ (350 Gt de C) de emisiones antropógenas liberadas en la atmósfera durante los últimos 200 años. Actualmente los océanos absorben CO₂ con una intensidad de unas 7 Gt de CO₂ al año. Esto ha generado que el pH de la superficie oceánica hay descendido un 0,1, no obstante hasta ahora no se ha percibido ningún cambio del pH a profundidades oceánicas, pero se prevé que a medida que aumenta la cantidad de CO₂ liberado paulatinamente el pH de las profundidades oceánicas va a ser alterado disminuyendo el mismo, el principal efecto de ello es que muchas especies marinas son muy vulnerables a la variación del pH y por tanto el impacto en el medio marino puede tener unas repercusiones muy desfavorables.

En realidad dentro de una concepción puramente física no existe ningún límite relacionada con la capacidad de almacenamiento que pueden tener los océanos, sin embargo todo dependerá del tiempo que tarde en alcanzarse el equilibrio océano-atmósfera. La estabilización de las concentraciones atmosféricas de CO₂ entre 350 y 1000 ppmv (partes por millón de volumen) supondría que, con el tiempo, habría entre 2000 y 12000 Gt de CO₂ en el océano si no se realizara una inyección de CO₂ intencional, consecuentemente se podrían establecer a esos valores como el límite superior de almacenamiento por inyección activa. Unos primeros estudios sobre la inyección de CO₂ a las profundidades oceánicas indican que cuanto más profundidad se alcance en la inyección mayor será la fracción retenida.

Tabla 18 Fracción de CO₂ retenida para el almacenamiento oceánico en la simulación de siete modelos oceánicos correspondientes a 100 años de inyección continua a tres niveles diferentes de profundidad a partir del año 2000.

Año	Profundidad de inyección (m)		
	800	1.500	3.000
2100	0,78 ± 0,06	0,91 ± 0,05	0,99 ± 0,01
2200	0,50 ± 0,06	0,74 ± 0,07	0,94 ± 0,06
2300	0,36 ± 0,06	0,60 ± 0,08	0,87 ± 0,10
2400	0,28 ± 0,07	0,49 ± 0,09	0,79 ± 0,12
2500	0,23 ± 0,07	0,42 ± 0,09	0,71 ± 0,14

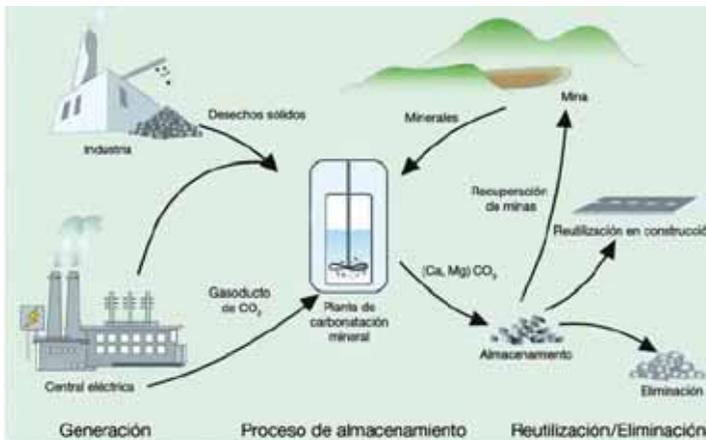
Para aumentar la fracción retenida es recomendable la existencia de hidratos de CO₂ sólidos y/o lagos de CO₂ líquidos en el fondo del mar y la disolución de minerales alcalinos como la piedra caliza para neutralizar el CO₂ ácido. La disolución de carbonatos, en caso de que sea práctica, podría prolongar la escala cronológica del almacenamiento hasta cerca de 10 000 años, minimizando, a un tiempo, los cambios del pH oceánico y de la presión parcial del CO₂. No obstante, este método requeriría cantidades importantes de piedra caliza y de energía para la manipulación de los materiales.

6.6. Carbonatación mineral

La carbonatación mineral consiste en la fijación de CO₂ en rocas de silicatos como la serpentina y el olivino a través de la reacción química que se produce con los óxidos alcalinos y alcalinotérreos (óxido de Magnesio MgO y óxido de Calcio CaO) formándose compuestos como el Carbonato de Magnesio (MgCO₃) y el Carbonato de Calcio (CaCO₃), éste último es el que está presente en la piedra caliza. Las reservas de óxidos metálicos presentes en la corteza terrestre son mayores a las necesarias para fijar (o captar) el CO₂ que se produciría por los combustibles fósiles.

Adicionalmente estos óxidos también están presentes en muchos desechos industriales como la escoria o la ceniza volante. La carbonatación mineral produce sílice y carbonatos que se mantienen estables durante largos períodos de tiempo y que, por tanto, pueden eliminarse en zonas como las minas de silicato o pueden reutilizarse con fines de construcción (ver figura). No obstante, la capacidad de reutilización sería mínima en relación con las cantidades producidas. La reacción química que se produce con los óxidos metálicos tiene la ventaja de que el CO₂ no es liberado a la atmósfera, además a esta ventaja se añade otra que es la escasa vigilancia necesaria en los lugares en eliminación.

figura 40. Carbonatación mineral, flujo de materiales (fuente: La captación y almacenamiento de Dióxido de Carbono. Informe del grupo de trabajo III del IPCC)



En la naturaleza la carbonatación mineral se produce de forma continua pero muy lenta, este proceso es conocido como meteorización. Debido a que esta reacción se produce en tiempos de escala geológica, es necesario analizar los mecanismos que permitan acelerarla considerablemente para que se convierta en una alternativa viable, siendo por tanto ese el foco principal de investigación.

El caso más estudiado hasta la fecha es el de la carbonatación húmeda de olivino de silicato natural. El costo estimado de este proceso varía entre 50 y 100 dólares de los EE.UU. por tonelada neta de CO₂ mineralizado.

Cada tonelada de CO₂ requiere de la explotación de aproximadamente 1,6 a 3,7 toneladas de silicatos y este proceso a su vez generaría alrededor de 2,6 y 4,7 de materiales desechables por cada tonelada de CO₂ almacenado como carbonatos, consecuentemente esta alternativa es análoga a la de explotación minera en cuanto a impacto ambiental.

El impacto ambiental de la explotación minera, la eliminación de desechos y el almacenamiento de productos también podría limitar el potencial. La medida en que puede utilizarse la carbonatación mineral no puede determinarse en este momento, ya que depende de la cantidad desconocida de reservas de silicato que pueden ser técnicamente explotadas y de cuestiones ambientales.

7. USOS INDUSTRIALES

El almacenamiento geológico de CO₂ es una solución temporal para la reducción de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Se estima que el potencial de almacenamiento mundial permitirá el confinamiento geológico de CO₂ durante los próximos 300 años, lo que supone un espacio temporal suficiente para la búsqueda de alternativas tecnológicas permanentes. Ahora bien, existen en la actualidad usos y aplicaciones que utilizan el CO₂ como recurso, dándole así un valor añadido.

La utilización del CO₂ en aplicaciones a gran escala se puede dividir en tres categorías:

- Utilización directa o tecnológica para el tratamiento de alimentos, limpieza en seco, etc.
- Utilización biológica, de manera que el CO₂ se fija en biomasa para su posterior utilización para la producción de biocombustibles u otros usos.
- Utilización química del CO₂ para la producción de urea y metanol, por ejemplo.

Es importante destacar que, aunque las tres categorías contribuyen a la mitigación del cambio climático, alguna de ellas no fijan el CO₂, sino que tras su utilización se vuelve a emitir a la atmósfera. Así pues, la utilización directa o tecnológica permite sustituir por CO₂ otros compuestos más dañinos para el medio ambiente y que tienen una capacidad de calentamiento global muy superior. En este caso, aunque el CO₂ retorne a la atmósfera, su efecto perjudicial será menor que el efecto de los compuestos a los que sustituye. La utilización biológica permite reincorporar el CO₂ al ciclo natural del carbono y la utilización química fija el CO₂ fijándolo a otras sustancias.

A continuación se citan algunos ejemplos en los que el CO₂ es empleado como recurso del proceso industrial y además sustituye a algunos compuestos tóxicos.

Tabla 19 Aplicación del CO₂ como sustituto de otros productos. (Fuente: El CO₂ como recurso. De la captura a los usos industriales. Lourdes Vega)

Ejemplo de aplicación	Producto sustituido
Limpieza en seco	Compuestos clorados
Tratamiento de aguas	Ácido Sulfúrico
Aire acondicionado	Compuestos fluorados
Antibacterias	Complejos farmacéuticos
Extintor de incendios	Retardadores de llamas
Limpieza de piezas electrónicas	Compuestos fluorados
Industria mecánica	Fluidos con mayor potencial de impacto en el cambio climático
Extracción de fragancias	Hexano
Extracción de cafeína	Hexano
Disolventes para reacción	Compuestos orgánicos volátiles
Producción de nanomateriales	Solventes orgánicos
Solventes en polimerización	Solventes orgánicos volátiles

En la actualidad, la tasa aproximada de utilización de CO₂ es de 120 Mt de CO₂ al año en todo el mundo, excluyendo en este cálculo el que se emplea para el EOR. La mayor parte (dos terceras partes del total) se utiliza para producir urea, producto empleado principalmente en fertilizantes. Cierta cantidad de CO₂ es extraída de pozos naturales y otra proporción se origina en las fuentes industriales –principalmente, las fuentes altamente concentradas como las plantas de producción de amoníaco e hidrógeno- que captan CO₂ como parte del proceso de producción. En el gráfico se pueden observar como ejemplo la explotación de yacimientos de CO₂ en EEUU, y en la tabla se citan algunas empresas que explotan dichos yacimientos

figura 41. Yacimientos de CO₂ en explotación y con fines industriales en EEUU (fuente: Metodología y criterios de selección de estructuras potencialmente idóneas para el almacenamiento de CO₂; Metodología y procedimientos de caracterización. Bernardo Llamas Moya)

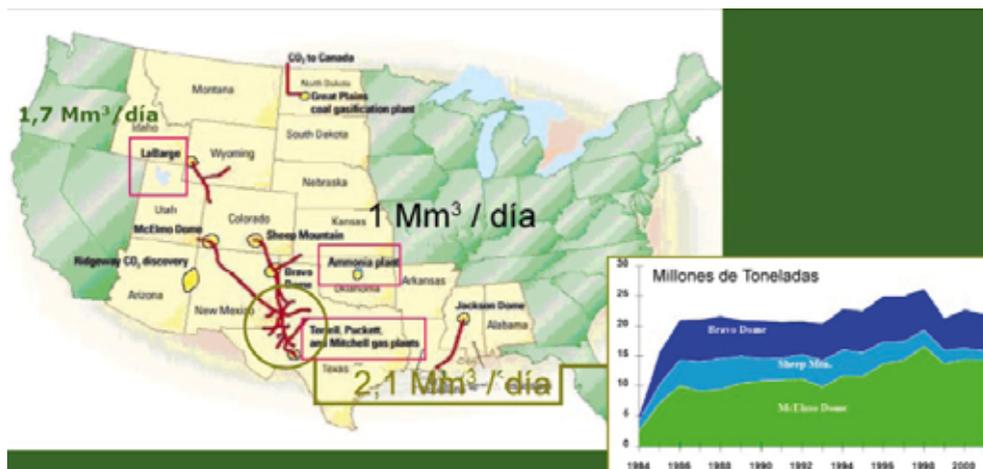


Tabla 20 Ejemplos de yacimientos naturales de CO₂ que son explotados con fines industriales en EEUU

Explotaciones de CO ₂ en EEUU	Reservas de CO ₂ 106 m ³	Profundidad (m)
Big piney – la barge	3.794.451,2	4.500
Mc Elmo dome	481.385,6	1.800 – 2.600
Bravo dome	453.068	600 - 700

Dentro del usos del CO₂ para el proceso de EOR hay que realizar un importante hincapié el proyecto en Weyburn (ver anexo de proyectos CAC) en el que son transportadas y almacenadas diariamente unas 5.000 toneladas de CO₂. En este proyecto el CO₂ es transportado desde los EEUU y luego almacenado en Canadá. Debido a lo anterior se puede afirmar que dicho proyecto es el estudio científico de campo de mayor escala que se está llevando a cabo a nivel mundial sobre almacenamiento de CO₂ mediante EOR¹

7.1. Usos industriales directos

A parte del ya mencionado sistema de EOR, el CO₂ también puede ser empleado de forma directa en otra serie de sistemas industriales como es el caso de los procesos y productos alimentarios, tratamiento

¹ Vega Lourdes El CO₂ como recurso. De la captura a los usos industriales.

de aguas y finalmente mediante el empleo de CO₂ en estado supercrítico como alternativa a los disolventes orgánicos nocivos, los cuales son perjudiciales para la salud humana y además afectan a la capa de ozono.

1. Uso del CO₂ en la industria alimentaria

El agua carbonatada, conocida comúnmente como soda, es un agua a la que se añade dióxido de carbono, análogamente a lo que se hacía antiguamente al añadir bicarbonato de sodio a la limonada pero llevado a una escala industrial. El proceso consiste en disponer agua a una elevada presión y posteriormente introducir el CO₂ (de 6g a 8g por litro). Gracias a la presión a la que está el agua, se disuelve una mayor cantidad de CO₂. Aunque la cantidad de dióxido de carbono que se introduce a priori parece pequeña, la venta de estas bebidas alcanza unos volúmenes muy elevados, así por ejemplo España fue el tercer país en cuanto al consumo de bebidas carbonatadas (95,4 litros per capita).

El Envasado en Atmósfera Protectora (EAP) consiste en un proceso en el que la atmósfera de envasado de los alimentos ha sido modificada respecto de la atmósfera terrestre. Gracias a este proceso se consigue prolongar la vida útil de los productos alimenticios envasados. Lo que se realiza en este proceso es la inyección de un gas o grupo de gases adecuados en función de las propiedades del alimento, los elementos o compuestos en estado gaseoso que principalmente se emplean son el dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno.

La tecnología de atmósfera modificada para la desinsectación de alimentos se basa en la acción que tiene el CO₂ sobre las membranas biológicas, por lo que gracias a ella se puede modificar la características fisiológicas, metabólicas, biológicas y de comportamiento de los insectos. La principal acción que tiene es el bloqueo de la respiración de los insectos (pérdida del agua y posterior desecación del insecto). El proceso que se lleva a cabo es semejante al EAP con la variante de que se aumenta la concentración de CO₂.

Aturdimiento de animales, esta es una técnica alternativa frente al aturdimiento eléctrico y consiste trasladar a los animales (aves y cerdos) a unas jaulas en donde posteriormente ingresan en un pozo que tiene una elevada concentración de CO₂ (80% a 90%). Este proceso tiene la ventaja de que no deja ningún residuo químico en el animal. A parte de esa característica propia del CO₂ existe una ventaja operativa y es que merced a este sistema se evita la sujeción del animal y además permite un tratamiento a un grupo de animales con lo que se evita el estrés previo al sacrificio².

Refrigeración y congelación de alimentos. El CO₂ en estado líquido se usa a nivel industrial en la refrigeración de alimentos gracias a que el CO₂ no reacciona con los alimentos cuando están en fase sólida. Actualmente esta es una tecnología emergente frente a la ya consolidada utilización del nitrógeno.

2. Tratamiento de aguas

En el tratamiento de aguas residuales se usa el CO₂ para neutralizar las aguas ya que permite evitar la sobre acidificación debido a la presencia de ácidos fuertes. Adicionalmente proporciona una ventaja operacional debido a que el control del pH del agua es automático.

Otros usos que también se pueda dar al CO₂ dentro del tratamiento de aguas son la remineralización de las aguas potables y el tratamiento de aguas de recreo

² IDEM.

3. CO₂ en estado supercrítico

En el estado supercrítico el CO₂ se emplea principalmente para la obtención de la cafeína del café y del té, del lúpulo para producir cerveza, de los pesticidas presentes en los cereales, extracción de la grasa del cacao y para la limpieza de ropa en seco, entre otros usos.

4. Usos biológicos y químicos del CO₂

En cuanto a los usos biológicos del CO₂ las algas a través de la energía que proporciona el sol convierten el CO₂ y el agua en biomasa. En lo relacionado a los usos químicos el CO₂ se emplea principalmente para la obtención de la síntesis de urea, producto que posteriormente es empleado como fertilizante agrícola. Otro uso que químico es la fabricación de urea formaldehído, la cual se usa principalmente en la aglomeración de madera.

A pesar de las citadas aplicaciones que actualmente se da al CO₂ se puede decir que en principio, los usos industriales del CO₂ pueden contribuir a mantenerlo fuera de la atmósfera mediante su almacenamiento en el "depósito químico de carbono" (productos manufacturados carbonatados). Sin embargo, como medida de mitigación del cambio climático, esta opción únicamente tiene valor si la cantidad y la duración del CO₂ almacenado son significativas y si se registra una reducción neta real de las emisiones de CO₂. La duración típica de la mayor parte del CO₂ utilizado actualmente para los procesos industriales corresponde a períodos de almacenamiento de tan sólo días o meses. Posteriormente, el carbono almacenado es degradado a CO₂ para ser emitido de nuevo a la atmósfera. Estas escalas cronológicas tan breves no aportan una contribución válida a la mitigación del cambio climático. Además, la cifra de 120 Mt de CO₂ al año, correspondiente al uso industrial total, es baja en comparación con las emisiones procedentes de las principales fuentes antropógenas. Si bien en ciertos procesos industriales se almacena una pequeña proporción de CO₂ (que asciende a un total aproximado de 20 Mt de CO₂ al año) durante un período de hasta varios decenios, la cantidad total que se almacena a largo plazo (en términos de siglos) es, en este momento, igual o inferior a 1 Mt de CO₂ al año, sin perspectivas de que experimente grandes aumentos.

Otra importante cuestión que se plantea es si los usos industriales del CO₂ pueden dar lugar a una reducción neta general de las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de otros procesos o productos industriales. Esto sólo puede evaluarse correctamente si se consideran contornos del sistema apropiados para el balance energético y de materiales de los procesos de utilización de CO₂, y si se lleva a cabo un análisis minucioso del ciclo de vida del uso del CO₂ propuesto. La bibliografía en este ámbito es limitada, pero muestra que es difícil estimar cifras exactas y que, en muchos casos, los usos industriales pueden causar un incremento de las emisiones globales en lugar de una reducción neta. Dada la baja fracción de CO₂ que es retenido, el exiguo volumen utilizado y la posibilidad de que la sustitución pueda provocar el aumento de las emisiones de CO₂, cabe concluir que es probable que la contribución de los usos industriales de CO₂ captado a la mitigación del cambio climático sea moderada.

Toda la evolución tecnológica debe estar unida a la máxima fiabilidad para evitar fugas que conlleven catastróficos efectos a la salud humana y animal así como al medio ambiente. Pero a todo ese factor técnico hay que añadir dos elementos imprescindibles para una adecuada aplicación de la CAC, por una parte la aceptación por parte de la sociedad y por otro lado un adecuado marco jurídico. El primero de ellos precisa de una amplia y completa difusión y explicación de la tecnología; mientras que el segundo necesita un detallado estudio de todas las implicaciones en el ordenamiento jurídico regional, nacional y continental que conllevan el transporte y almacenamiento de CO₂.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

Aparte de las barreras técnicas, la implantación de las técnicas de CAC se enfrentan igualmente a unas importantes barreras económicas, ya que el coste actual de estas tecnologías es elevado. Se estima que el precio de la tonelada de CO₂ en el mercado de emisiones se puede incrementar en un plazo relativamente corto hasta los 35€, lo que aplicado al sector cementero significaría una pérdida de competitividad con el consiguiente riesgo de deslocalización de la industria a países no adheridos al protocolo de Kioto o con una menor exigencia que la que actualmente existe en España. Por este motivo, cualquier tipo de tecnología desarrollada con el objetivo de disminuir las emisiones de CO₂ debe situarse considerablemente por debajo del precio de la tonelada de esta sustancia en el mercado de emisiones.

Aunque no se conocen cifras exactas del coste de la captura y almacenamiento de CO₂, se sabe que el coste actual de la tecnología es elevado, situándose en una horquilla entre los 40 y 100 € por tonelada de CO₂ capturada, dependiendo del tipo de técnica utilizada. En el futuro, se espera que la investigación, el desarrollo tecnológico y el desarrollo de economías de escala permitan reducir el coste de las CAC significativamente.

Tabla 21 Costos de producción de electricidad para distintos tipos de generación sin captación y para el sistema de CAC en su conjunto (fuente: informe Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático)

Sistema de centra eléctrica	Ciclo combinado de gas natural	Carbón pulverizado	Ciclo combinado de gasificación integrada
	(US\$/kWh)	(US\$/kWh)	(US\$/kWh)
Sin captación (planta de referencia)	0,03 – 0,05	0,04 – 0,05	0,04 – 0,06
Con captación y almacenamiento geológico	0,04 – 0,08	0,06 – 0,10	0,04 – 0,09
Con captación y recuperación mejorada de petróleo	0,04 – 0,07	0,05 – 0,08	0,04 – 0,07

Los costos de las diferentes fases del sistema de CAC son:

Tabla 22 Costes correspondientes a los componentes de un sistema de CAC (fuente: informe Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático)

Componentes del sistema de CAC	Escala de costos
Captación del CO ₂ emitido en una central eléctrica a carbón o a gas	10-60 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Captación del CO ₂ emitido en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas	4-40 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	20-90 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Transporte	1-6 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Almacenamiento geológico	0,5-6 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0,1-0,3 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Almacenamiento oceánico	4-25 €/ton CO ₂ capturado (neto)
Carbonatación mineral	40-80 €/ton CO ₂ capturado (neto)

Adicionalmente a lo expuesto, los costos varían de forma considerable, en términos tanto absolutos como relativos, de un país a otro. Dado que los procesos de generación eléctrica y los procesos industriales con tecnologías de CAC integradas no se han construido a escala industrial, el coste de estos sistemas no se puede determinar con un alto nivel de precisión en este momento.

Por regla general, la post-combustión tiene un menor coste que otros métodos de captura, principalmente por tratarse de soluciones más avanzadas técnicamente gracias a una mayor investigación en este campo. En el caso de la oxidación, el mayor coste reside en conseguir oxígeno puro en un alto porcentaje (por encima del 99% de pureza), lo que actualmente hace que esta técnica no tenga una aplicación económicamente viable. Sin embargo, es posible que utilizando la oxidación parcial con aire enriquecido en O_2 se consiga reducir los costes aunque la eficiencia global del proceso también disminuya.

El desafío en la CAC se centra en la reducción de los costes de inversión, en minimizar los consumos auxiliares y en alcanzar eficiencias de captura superiores al 90%. Con estas premisas se estima que el coste se puede reducir a un rango entre 15-35€ por tonelada de CO_2 evitada hacia el año 2020.

Además de los beneficios obtenidos en el mercado de emisiones, se pueden obtener réditos económicos de otras aplicaciones del CO_2 . En Estados Unidos, la tonelada de CO_2 suministrada a yacimientos petrolíferos para facilitar la extracción de crudo se está pagando de 9 a 18 €. En el caso de la utilización de CO_2 para la recuperación mejorada de metano en lechos de carbón, hay que contabilizar el valor añadido de recuperar metano, lo que disminuirá los costes de implementación de sistemas de captura y almacenamiento del CO_2 .

Es importante explicar que, para que estas técnicas sean de aplicación en la industria del cemento, el coste de la captura y almacenamiento de una tonelada de CO_2 se debe acercar al extremo inferior de la horquilla estimada para el año 2020 e incluso rebajarlo.

8.1. RESUMEN DE COSTES DE TÉCNICAS DE CAPTURA DE CO_2

El siguiente análisis ha sido elaborado a partir de la bibliografía sobre costes de captura de CO_2 existente: La bibliografía general estima un coste de entre 40 y 100 € para las técnicas de CAC sin especificar la tecnología. El objetivo es reducir los costes a 20 – 30 €/t CO_2 capturada.

Técnicas de post-combustión basadas en aminas en el sector eléctrico

Coste: 21,6 – 55,1 €/t CO_2 capturado (fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage)

Técnicas de post-combustión basadas en aminas en el sector cementero

Tabla 23 Estimación de costes generales de la tecnología de post-combustión con aminas (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Monoetanolamina	Inversión	100 M€
	Explotación	30 M€/año
	Coste	45 €/t CO_2 capturada (fuente: estudio noruego Gass Tek)

Según el estudio de Mahasen et al., el coste de la captura y almacenamiento en las plantas norteamericanas de cemento se situaría en el rango: 40 – 80 €/t CO₂.

El objetivo es el coste en 20 €/t CO₂ capturada mediante la reducción de la degradación de los absorbentes y de la energía consumida.

Técnicas de oxidación

El coste económico de la producción de oxígeno se sitúa entre los 40 y los 250 €/t O₂ producido

Tabla 24 Estimación de costes generales de la tecnología de oxidación en nuevas plantas de cemento (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Nueva planta de cemento con técnicas de oxidación	Inversión	160 M€
	Explotación	22,8 M€/año de costes fijos
		28,5 M€/año de costes variables
	Coste de producción	89 €/t cemento producido
Coste de captura	32,6 €/t CO ₂ capturado	

Tabla 25 Estimación de los costes generales de la tecnología de oxidación en plantas de cemento existentes (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Planta existente adaptada a las técnicas de oxidación	Inversión	155 M€
	Explotación	23,5 M€/año de costes fijos
		22,3 M€/año de costes variables
	Coste de producción	81,9 €/t cemento producido
Coste de captura	35,8 €/t CO ₂ capturado	

9. PROYECTOS DE CAC

El desarrollo de las tecnologías de CAC necesita la realización de importantes inversiones en investigación con diferentes objetivos en función de si la investigación se centra en la captura o el almacenamiento.

Los principales retos para los proyectos de captura de CO₂ son:

- Demostrar la viabilidad de las tecnologías de captura de CO₂ a escala industrial con el procesado de grandes cantidades de gases.
- Reducir el coste de los procesos de captura a precios que sean asumibles por las empresas interesadas en adquirir este tipo de tecnología.
- Minimizar la penalización energética del proceso, reduciendo igualmente las emisiones asociadas.

En lo referente al almacenamiento, los proyectos de I+D+i que se están realizando deben ser capaces de:

- Identificar los lugares geológicos donde es posible almacenar el CO₂ procedente de los procesos de captura.
- Cuantificar la capacidad de los almacenamientos, lo que implica estudiar la viabilidad de los mismos para el almacenamiento a escala industrial.
- Garantizar la estabilidad de los almacenamientos a lo largo del tiempo, asegurando que no se va a producir ningún tipo de fugas que puedan afectar a la población o al ecosistema.

No existen actualmente grandes proyectos de investigación sobre el transporte de CO₂, ya que la tecnología actualmente utilizada en los gasoductos es aplicable a los COductos. En este campo, podría ser necesario relacionar los materiales utilizados con la pureza de la corriente de gases que se quiere transportar, ya que una composición inadecuada puede ocasionar la corrosión de la tubería ocasionando fugas indeseables. Este punto es especialmente delicado, puesto que los COductos deberán transportar gases con procedencias diferentes, incluso de sectores industriales distintos.

En la siguiente tabla están todos los proyectos de CAC que o bien se están llevando a cabo o bien están siendo proyectados. En el anejo del presente documento están todos los proyectos aquí indicados con un mayor grado de detalle.

Tabla 26 Proyectos de CAC a nivel mundial

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Aalborg - Northern Jutland Power Station Project	Captura y Almacenamiento	Dinamarca	Vattenfall	Post-Combustion	Aminas
AES Shady Point	Captura	Estados Unidos	AES Corporation	Post-Combustion	Disolvente amino - etanol
AES Warrior Run	Captura	Estados Unidos	AES Corporation	Post-Combustion	Disolvente amino - etanol
Air Products and Chemicals Inc. CCS Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Air Products and Chemicals	Industrial	
Alberta CO ₂ Pipeline	Captura y Almacenamiento	Canadá	Enhance Energy		
Alberta Saline Aquifer Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	Enbridge		
Altmark Sequestration	Almacenamiento	Irlanda	Gaz de France Production		
American Electric Power - Great Bend IGCC	Captura	Estados Unidos	American Electric Power	Pre-Combustion	
American Electric Power - Mountaineer	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	American Electric Power	Post-Combustion	Alstom Chilled Ammonia Process
American Electric Power - Northeastern Station	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	American Electric Power	Post-Combustion	Alstom Chilled Ammonia Process
American Electric Power - Red Rock Facility	Captura	Estados Unidos	American Electric Power	Post-Combustion	
American Electric Power - Tanners Creek Plant	Captura	Estados Unidos	American Electric Power	Post-Combustion	
Aviva Corp Coolimba Oxy-Fuel Project	Captura	Australia	Coolimba Power	Oxycombustion	
Baard Energy - Ohio River Clean Fuels	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Baard Energy	Pre-Combustion	Solvents
Belchatow CCS Project	Captura y Almacenamiento	Polonia	Alstom Power	Post-Combustion	Aminas
Belle Plaine Polygen Capture (for EOR)	Captura y Almacenamiento	Canadá	TransCanada	Pre-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Bellingham Cogeneration Facility	Captura	Estados Unidos	Northeast Energy Associates LP	Post-Combustion	Solvents
Big Sky Basalt and Mafic Rock Field Validation Test	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Montana State University	Industrial	
Bintulu CCS Project	Captura y Almacenamiento	Malasia	Mitsubishi Heavy Industries	Post-Combustion	
Boundary Dam Polygon	Captura y Almacenamiento	Canadá	SaskPower	Post-Combustion	Solvents
Bow City Power Plant CO ₂ apture Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	Bow City Power, Ltd.	Post-Combustion	Aminas
BP-Peterhead Hydrogen Power Plant/ Miller Field Project	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	British Petroleum	Pre-Combustion	
Bulgarian TETs Maritsa East 2	Captura	Bulgaria	TETs Maritsa Iztok 2 EAD	Post-Combustion	
C6 Resources CCS Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	C6 Resources	Industrial	
Carbon Dioxide Technology Corp - Lubbock Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos		Post-Combustion	Solvents
Cash Creek	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	ERORA Group	Pre-Combustion	
CASTOR CO ₂ from Capture to Storage	Captura	Dinamarca	ELSAM - Elsam Power	Post-Combustion	Aminas
CATO CO ₂ Catcher	Captura	Holanda	E.ON Benelux	Post-Combustion	Aminas
CEMEX Inc. Cement CO ₂ Capture Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	CEMEX Inc.	Industrial	Vía seca
CEZ Low-Emission Plants	Captura y Almacenamiento	República Checa			
China Huaneng Gaobeidian	Captura	China	China Huaneng Group	Post-Combustion	Disolvente
CO ₂ SINK Project (Ketzin)	Almacenamiento	Alemania	European Commission		
Coal Plant Outside NY City	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	SCS Energy	Post-Combustion	
Coastal Energy IGCC Project (Teesside)	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	Progressive Energy	Pre-Combustion	
Compostilla Project	Captura y Almacenamiento	España	Endesa	Oxycombustion	Oxy-fuel Combustion

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
ConocoPhillips - Immingham pre-combustion Project	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	ConocoPhillips	Pre-Combustion	
CS Energy Callide Oxyfuels Project	Captura y Almacenamiento	Australia	CS Energy	Post-Combustion	
CSIRO Transportable Capture Unit Loy Yang (Victoria)	Captura	Australia	CSIRO - Australian Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization	Post-Combustion	Disolvente
CSIRO Transportable Capture Unit Munmorrah (New South Wales)	Captura	Australia	CSIRO - Australian Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization	Post-Combustion	Absorción por amoniaco
CSIRO Transportable Capture Unit Tarong (Queensland)	Captura	Australia	CSIRO - Australian Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization	Post-Combustion	Aminas
Dagang Huashi Power CCS + EOR	Captura y Almacenamiento	China	Tianjin Dagang Huashi	Post-Combustion	
Daqing EOR	Captura y Almacenamiento	China	Chinese Government		
DKRW Energy LLC	Captura	Estados Unidos	DKRW Energy LLC	Pre-Combustion	
DONG Energy - High-Efficiency PC Plant in Griefswalde	Captura y Almacenamiento	Alemania	DONG Energy	Post-Combustion	
Duke Energy - Cliffside Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Duke Energy		
Duke Energy - Edwardsport Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Duke Energy	Pre-Combustion	
E.ON Coal Plant in Wilhelmshaven, Germany	Captura	Alemania	E.ON	Post-Combustion	Fluor Econamine
E.ON Kingsnorth Ruhrgas UK Post-Combustion Project	Captura	Reino Unido	E.ON	Post-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
E.ON Pilot Plant in Heyden, Germany	Captura	Alemania	E.ON	Post-Combustion	Disolvente
E.ON Ruhrgas Killingholme IGCC	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	E.ON	Pre-Combustion	
E.ON Staudinger - Grosskrotzenburg Germany	Captura	Alemania	E.ON	Post-Combustion	Disolvente
Ecofisk EOR (Pilot)	Almacenamiento	Noruega	ConocoPhillips		
Edison Mission Group	Captura	Estados Unidos	EPRI - Electric Power Research Institute	Post-Combustion	Aminas
Enecogen Cryogenic CO ₂ Capture	Captura y Almacenamiento	Holanda	Eneco	Post-Combustion	Criogenético
Enel Brindisi CCS Project	Captura y Almacenamiento	Italia	Enel	Post-Combustion	Aminas
Enel CCS II	Captura	Italia	Enel		
Eni and Enel CCS Project	Captura y Almacenamiento	Italia	Enel and Eni	Post-Combustion	Aminas
Excelsior Energy	Captura	Estados Unidos	Excelsior Energy Inc.	Pre-Combustion	ConocoPhillips E-Gas Gasificación
Fairview ZeroCarbon Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Australian Government	Post-Combustion	Aminas
Fenn Big Valley Project	Almacenamiento	Canadá	Alberta Science and Research Authority		
FINNCAP - Meri Pori CCS Project	Captura	Finlandia	Fortum	Post-Combustion	Siemens Energy Technology
FirstEnergy	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	First Energy		Aminas
Frio Brine Pilot	Almacenamiento	Estados Unidos	Bureau of Economic Geology		
FutureGen - Jewett	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	FutureGen Industrial Alliance Inc.	Pre-Combustion	
FutureGen - Mattoon	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	FutureGen Industrial Alliance Inc.	Pre-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
FutureGen - Odessa	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	FutureGen Industrial Alliance Inc.	Pre-Combustion	
FutureGen - Tuscola	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	FutureGen Industrial Alliance Inc.	Pre-Combustion	
FutureGen 2.0	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	FutureGen Industrial Alliance Inc.	Oxycombustion	
FuturGas Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Strike Oil Limited	Pre-Combustion	
Gorgon Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Chevron	Separation	
Great Lakes Energy Research Park	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	M&M Energy, LLC	Pre-Combustion	ConocoPhillips E-Gas Gasificación
Great River Energy	Captura	Estados Unidos	EPRI - Electric Power Research Institute	Post-Combustion	Aminas
GreenGen Project in China	Captura y Almacenamiento	China	GreenGen Co. Ltd.	Pre-Combustion	
Gulf of Mexico Miocene Mega Transect	Almacenamiento	Estados Unidos	University of Texas at Austin		
H3 Capture Project-CO ₂ CRC	Captura	Australia	CO ₂ CRC - Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies	Post-Combustion	Disolvente
Halten CO ₂ Project (Draugen-Heidrun)	Captura y Almacenamiento	Noruega	Statoil	Post-Combustion	Aminas
HARP-Heartland Area Redwater Project	Captura	Canadá	ARC Resources		
Hassi-Touareg Sequestration	Almacenamiento	Argelia	Schlumberger		
Hazelwood Post-Combustion 2030 Project	Captura y Almacenamiento	Australia	International Power Australia	Post-Combustion	Aminas
HRL IDGCC Project	Captura	Australia	HRL Developments	Pre-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Hydrogen Energy California Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Hydrogen Energy International LLC	Pre-Combustion	
Hydrogen Power Abu Dhabi Project Masdar	Captura y Almacenamiento	Emiratos Árabes Unidos	Hydrogen Energy International LLC	Pre-Combustion	
ICO ₂ N Network	Almacenamiento	Canadá	ICO ₂ N		
Illinois and Michigan Basin Characterization	Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey		
In Salah Gas Storage Project	Captura y Almacenamiento	Argelia	In Salah Gas	Separation	Disolvente amino - etanol
Indian Farmers Fertiliser Cooperative Limited	Captura	India	Indian Farmers Fertiliser Cooperative Limited	Industrial	Aminas
Intermountain Power Agency	Captura	Estados Unidos	EPRI - Electric Power Research Institute	Post-Combustion	
Jamestown BPU	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Jamestown BPU	Post-Combustion	
Japan-China EOR Project	Captura y Almacenamiento	China	Chinese Government	Post-Combustion	
JAPEX Project	Almacenamiento	Japón	JAPEX - Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.		
JCOP Yubari/Ishikari ECBM Project	Almacenamiento	Japón	General Environment Technos Co. Ltd.		
Joffre Viking EOR Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	NOVA Chemicals		
Judy Creek EOR	Almacenamiento	Canadá	Pengrowth		
K12-B CO ₂ Injection Project	Captura y Almacenamiento	Holanda	GDF SUEZ E&P Nederland B.V.	Separation	MDEA Proceso de Separación de Gas
Karsto NGCC Capture Project	Captura y Almacenamiento	Noruega	Norwegian Government	Post-Combustion	Aker Kvaerner's Just Catch technology

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Kedzierzyn	Captura y Almacenamiento	Polonia	Zakłady Azotowe Kedzierzyn S.A.	Pre-Combustion	Separación de Gas
Kemper County Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Southern Company	Pre-Combustion	
Kentucky NewGas	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Kentucky NewGas	Pre-Combustion	ConocoPhillips E-Gas Gasificación
KM-CDR	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	MHI Mitsubishi Heavy Industry	Post-Combustion	
Kurosaki Chemical Plant	Captura	Japón			
Kwinana Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Hydrogen Energy International LLC	Pre-Combustion	
La Veta NG Processing	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Blue Source	Separation	
Ledvice CEZ Capture and Storage Project	Captura y Almacenamiento	República Checa	CEZ Group	Post-Combustion	
Leucadia Energy Capture Project - Louisiana	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Leucadia Energy LLC	Industrial	
Leucadia Energy Capture Project - Mississippi	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Leucadia Energy LLC	Industrial	
Lianyungang IGCC with CO ₂ Capture	Captura	China	Chinese Government	Pre-Combustion	Separación de Gas
Liaohe EOR Project	Almacenamiento	China		Post-Combustion	
Lima Polygen	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Global Energy	Pre-Combustion	
Lockwood Gasification Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Hunton Energy	Pre-Combustion	
Luzhou Natural Gas Chemicals	Captura	China	Luzhou Natural Gas Chemicals (Group)	Post-Combustion	Fluor Corporation's advanced Econamine FG Plusm Technology
Masdar CCS Project	Captura y Almacenamiento	Emiratos Árabes Unidos	Abu Dhabi Future Energy Company		Aún sin especificar

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Matsushima Coal Plant	Captura	Japón	Japanese Government	Post-Combustion	Aminas
MGSC CO ₂ Single Well Injection/Soak/Production Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey		
MGSC Enhanced Coalbed Methane	Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey		
MGSC Large-Volume Sequestration Test: Ethanol Plant Source	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey	Industrial	Aminas
MGSC Oil-bearing Flood I	Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey		
MGSC Oil-bearing Flood II	Almacenamiento	Estados Unidos	Illinois State Geological Survey		
Mitchell Energy Bridgeport Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Mitchell Energy	Post-Combustion	Aminas
Modeling CO ₂ Sequestration in a Saline Reservoir and Depleted Oil Reservoir to Evaluate The Regional CO ₂ Sequestration Potential of The Ozark Plateau Aquifer System, South-Central Kansas	Almacenamiento	Estados Unidos	University of Kansas		
Monash Energy C to L CO ₂ Capture and Storage Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Monash Energy	Pre-Combustion	
Mongstad Cogeneration Plant with CO ₂ Storage	Captura y Almacenamiento	Noruega	Statoil	Post-Combustion	Alstom Proceso de amoníaco enfriado
Moomba Cooper Basin Carbon Storage Project	Captura y Almacenamiento	Australia	Santos		
MOVECBM Project	Almacenamiento	Polonia	European Commission		
MRCSP Appalachian Basin Geologic Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Battelle Memorial Institute		

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
MRCSP Cincinnati Arch Geologic Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Battelle Memorial Institute		
MRCSP Large-Volume Injection: Otsego County, MI	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Battelle Memorial Institute		
MRCSP Michigan Basin Geologic Test	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Battelle Memorial Institute	Separation	Separación de Gas
Mulgrave Capture Project - CO ₂ CRC	Captura	Australia	CO ₂ CRC - Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies	Pre-Combustion	Disolvente
Nagaoka Project	Almacenamiento	Japón	Japanese Government		
Nanko Natural Gas Pilot Plant	Captura	Japón	Kansai Electric Company	Post-Combustion	Disolvente
Newark Basin Characterization	Almacenamiento	Estados Unidos	Sandia Technologies, LLC		
Nippon Steel CO ₂ Capture Project	Captura	Japón	Nippon Steel		Aminas
Northwest Upgrader Refinery	Captura y Almacenamiento	Canadá	Northwest	Pre-Combustion	
Nova Scotia Power Study	Captura	Canadá	EPRI - Electric Power Research Institute	Post-Combustion	Aminas
NRG Energy Inc - Huntley IGCC Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	NRG Energy Inc.	Pre-Combustion	Mitsubishi HI Gasification (KS-1)
NRG Energy Inc. (Somerset Plant)	Captura	Estados Unidos	NRG Energy Inc.	Pre-Combustion	
NRG Energy Inc. (W.A. Parish Plant)	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	NRG Energy Inc.	Post-Combustion	Fluor Econamine
Nuon Magnum IGCC Plant with Capture Option	Captura y Almacenamiento	Holanda	Nuon	Pre-Combustion	Disolvente
Nuon Power Bugge-num	Captura	Holanda	Nuon	Pre-Combustion	
Ordos Basin Project	Captura y Almacenamiento	China	Shenhua Coal Trading	Pre-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Otway Basin Project - CO ₂ CRC	Captura y Almacenamiento	Australia	CO ₂ CRC - Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies	Separation	
PCOR Bell Creek Demonstration Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Energy & Environmental Research Center - University of North Dakota	Post-Combustion	
PCOR Ft. Nelson Demonstration Test	Captura y Almacenamiento	Canadá	Energy & Environmental Research Center - University of North Dakota	Separation	Aminas
PCOR Lignite in North Dakota Field Validation Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Energy & Environmental Research Center - University of North Dakota		
PCOR Williston Basin Small-Scale EOR Field Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Energy & Environmental Research Center - University of North Dakota		
PCOR Zama Field Validation Test	Captura y Almacenamiento	Canadá	Energy & Environmental Research Center - University of North Dakota		Separación de Gas
Pecos County, Texas - Gas Processing	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Occidental Petroleum	Separation	
Pembina Cardium EOR	Almacenamiento	Canadá	Penn West Energy Trust		
Penn West Energy EOR Project	Almacenamiento	Canadá	Penn West Energy Trust		
Pernis Refinery Project	Captura y Almacenamiento	Holanda	Shell	Pre-Combustion	
Petronas Gas Processing	Captura	Malasia	Petronas Fertilizer	Pre-Combustion	Aminas
PICOREF Project	Almacenamiento	Francia	Gaz de France Production		

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Pioneer Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	TransAlta	Post-Combustion	
Porto Tolle	Captura	Italia	Enel	Post-Combustion	Disolvente
Post-Combustion Capture Project in Beijing	Captura	China	CSIRO - Australian Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization	Post-Combustion	Disolvente
Powerfuel 900 MW Hatfield IGCC Project	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	Hatfield Colliery	Pre-Combustion	
Prairie State Energy Campus	Captura	Estados Unidos	Prairie State Energy Campus	Post-Combustion	
Praxair Inc. CO ₂ Capture and Sequestration Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Praxair, Inc	Industrial	
Project Viking	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	CO ₂ -Global	Post-Combustion	
Prosint Methanol Production Plant	Captura	Brasil	Prosint Av., Benfica	Industrial	Disolvente
Puertollano Plant	Captura	España	ELCOGAS S.A.	Pre-Combustion	Gasificación con lecho arrastrado a presión (Prenflo)
Purdy, Sho-Vel-Tum EOR Project	Almacenamiento	Estados Unidos		Pre-Combustion	Amino Acid-based Disolvente & Membranes
Qinshui ECBM Project	Almacenamiento	China	Canadian International Development Agency		
Quest CO ₂ Capture and Storage Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	Shell	Post-Combustion	Aminas
Rangely-Webber EOR	Almacenamiento	Estados Unidos	Chevron		
RECOPOL Project	Almacenamiento	Polonia	European Commission		
Rocky Mountain Region Characterization	Almacenamiento	Estados Unidos	University of Utah		
Rotterdam Afdang en Oplag Demo	Captura y Almacenamiento	Holanda	E.ON	Post-Combustion	Criogenético

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Rotterdam CCS Network	Captura	Holanda	Rotterdam Climate Initiative	Post-Combustion	Múltiple
Ruwais Fertilizer Industries	Captura	Emiratos Árabes Unidos	Ruwais Fertilizer Industries	Post-Combustion	Aminas
RWE CCS Eemshaven	Captura	Holanda	RWE	Post-Combustion	
RWE IGCC Plant with CO ₂ Storage	Captura y Almacenamiento	Alemania	RWE Power	Pre-Combustion	
RWE nPower - Abertaw Capture Project in UK	Captura	Reino Unido	RWE nPower	Post-Combustion	
RWE nPower - Blyth Post-Combustion Project	Captura	Reino Unido	RWE nPower	Post-Combustion	
RWE nPower - Tilbury Project in UK	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	RWE Power	Post-Combustion	
RWE/BASF/Linde CO ₂ Capture Project Niederaussem	Captura	Alemania	RWE Power	Post-Combustion	Disolvente
Saline Joniche SEI	Captura y Almacenamiento	Italia	SEI	Post-Combustion	
Salt Creek, Monell, Sussex EOR	Almacenamiento	Estados Unidos	Andarko Petroleum Corporation		
Sargas Husnes Norwegian Clean Coal Plant Project	Captura y Almacenamiento	Noruega	Sargas	Post-Combustion	
Sargas Vartan	Captura	Suecia	Sargas	Post-Combustion	Disolvente
SaskPower Oxyfuel	Captura y Almacenamiento	Canadá	SaskPower	Post-Combustion	
Schwarze Pumpe (Vattenfall CO ₂ -Free Oxyfuel Plant)	Captura y Almacenamiento	Alemania	Vattenfall	Post-Combustion	
Scotford Refinery	Captura y Almacenamiento	Canadá	Shell (Canada)		Aminas
Scottish & Southern Energy Ferrybridge Project	Captura	Reino Unido	Scottish and Southern Energy	Post-Combustion	
Scottish Power - Longannet and Cockenzie Project	Captura	Reino Unido	Scottish Power	Post-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Searles Valley Minerals	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Searles Valley Minerals	Post-Combustion	Disolvente
SECARB Anthropogenic Test	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
SECARB Black Warrior Basin Project	Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
SECARB Central Appalachian Basin Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
SECARB Early Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
SECARB Gulf Coast Stacked Storage Project	Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
SECARB Saline Reservoir Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Southern States Energy Board		
Seminole Electric Cooperative	Captura	Estados Unidos	Seminole Electric Cooperative	Post-Combustion	
SEQ Zero Emission Power Plant (ZEPP)	Captura y Almacenamiento	Holanda	SEQ Nederland B.V.	Post-Combustion	
Shell Chemical CCS Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Shell	Industrial	
Shute Creek Plant	Captura	Estados Unidos	ExxonMobil		Separación de Gas
Sigma Power Ariake Mikawa	Captura	Japón	Toshiba Corporation	Post-Combustion	Disolvente
Site Characterization for CO ₂ Storage from Coal-fired Power Facilities in the Black Warrior Basin of Alabama	Almacenamiento	Estados Unidos	University of Alabama		
Site Characterization of the Highest-Priority Geologic Formations for CO ₂ Storage in Wyoming	Almacenamiento	Estados Unidos	University of Wyoming		

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
Sleipner Project	Captura y Almacenamiento	Noruega	Statoil	Separation	Aminas
Snøhvit Field LNG and CO ₂ Storage Project	Captura y Almacenamiento	Noruega	Norwegian Government	Separation	Aminas
South Georgia Rift Basin Characterization	Almacenamiento	Estados Unidos	South Carolina Research Foundation		
South Korea CCS1	Captura y Almacenamiento	Corea del Sur		Post-Combustion	
South Korea CCS2	Captura y Almacenamiento	Corea del Sur		Oxycombustion	Oxy-fuel Combustion
Southern California Edison IGCC Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Southern California Edison	Pre-Combustion	
Sumitomo Chemicals Plant	Captura	Japón	Sumitomo Chemicals	Post-Combustion	Fluor Econamine
Summit Energy - Texas Clean Energy Project (TCEP)	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Summit Clean Energy Texas, LLC	Pre-Combustion	
Sunrise LNG Sequestration	Almacenamiento	Australia	Woodside	Separation	
Swan Hills ISCG/Sagittawah Power Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	Swan Hills Synfuels	Pre-Combustion	
Sweeny Polygeneration with CO ₂ Capture	Captura	Estados Unidos	ConocoPhillips		
SWP Paradox Basin - Aneth Oil Field Test	Almacenamiento	Estados Unidos	New Mexico Institute of Mining and Technology		
SWP SACROC EOR Project	Almacenamiento	Estados Unidos	New Mexico Institute of Mining and Technology		
SWP San Juan Basin ECBM Test	Almacenamiento	Estados Unidos	New Mexico Institute of Mining and Technology		
Taylorville Energy Center	Captura	Estados Unidos	Tenaska Inc.	Pre-Combustion	
TEPCO Yokosuka	Captura	Japón	Tokyo Electric Power Company	Post-Combustion	Vía seca

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
The Collie South West Hub Project	Almacenamiento	Australia	Australian Government		
The Erora Group - Cash Creek IGCC	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	ERORA Group	Pre-Combustion	
Tjeldbergodden	Captura y Almacenamiento	Noruega	Statoil Hydro	Post-Combustion	Aminas
Total Lacq Project	Captura y Almacenamiento	Francia	Total	Post-Combustion	
Trailblazer Energy Center	Captura	Estados Unidos	Tenaska Inc.	Post-Combustion	Aminas
Turnu EOR	Almacenamiento	Rumania	OMV - Austrian Mineral Oil Authority	Separation	
Two Elk Site Characterization Project	Almacenamiento	Estados Unidos	North American Power Group Ltd.		
ULCOS Florange	Almacenamiento	Francia	ArcelorMittal	Post-Combustion	Separación de Gas
ULYSSES Sequestration	Almacenamiento	Irlanda	Star Energy		
University of Utah Industrial CCS Project - Coffeyville	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Blue Source	Industrial	
Val Verde NG Plants	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	MCN Energy Group	Industrial	Separación de Gas
Vattenfall Janschwalde	Captura y Almacenamiento	Alemania	Vattenfall	Post-Combustion	Amoniaco enfriado
Veolia Environment CCS Project	Captura y Almacenamiento	Francia	Veolia Environment		
Victorian CarbonNet CCS Project	Almacenamiento	Australia	Victorian Government (Australia)		
Wallula IGCC Plant	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	United Power Company	Pre-Combustion	
Wandoan Power IGCC CCS Project	Captura y Almacenamiento	Australia	General Electric	Pre-Combustion	
Waste Management & Processors PTY., LLC	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Waste Management & Processors PTY., LLC	Pre-Combustion	

Nombre del Proyecto	Tipo	País	Compañía	Combustión / Separación	Tecnología de captura
We Energies Pleasant Prairie Field Pilot	Captura	Estados Unidos	We Energies	Post-Combustion	Alstom Proceso de amoníaco enfriado
West of Edmonton Coal Plant Power CCS	Captura y Almacenamiento	Canadá	TransCanada	Post-Combustion	Alstom Proceso de amoníaco enfriado
West Texas and Llano Pipelines Power CCS	Almacenamiento	Estados Unidos	Trinity CO ₂ LLC		
WESTCARB Arizona Utilities CO ₂ Storage Pilot	Almacenamiento	Estados Unidos	Arizona Public Service		
WESTCARB Northern California CO ₂ Reduction Project	Almacenamiento	Estados Unidos	Shell		
Western Kentucky CO ₂ Test	Almacenamiento	Estados Unidos	Kentucky Geological Survey		
Weyburn-Midale Project	Captura y Almacenamiento	Canadá	EnCana		
Wilmington Graben Characterization	Almacenamiento	Estados Unidos	Terralog Technologies, Inc.		
Wolverine Power Supply Cooperative Inc. - Industrial Capture Project	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.	Industrial	Aminas
Xcel Energy Inc.	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Xcel Energy Inc.	Pre-Combustion	
Yates EOR	Almacenamiento	Estados Unidos	Kinder Morgan		
Yorkshire CCS Project	Captura y Almacenamiento	Reino Unido	Yorkshire Forward		
ZENG Worsham-Steed	Captura y Almacenamiento	Estados Unidos	Clean Energy Systems	Oxycombustion	
ZeroGen Project	Captura y Almacenamiento	Australia	State of Queensland	Pre-Combustion	

10. BIBLIOGRAFÍA

10.1. General

Libros, revistas y artículos

- CITI. Carbon Capture and Storage in Europe. An Important But Not Immediate Solution. Reino Unido: CITI, 12 de diciembre de 2007. 84 p.
- España. Ley 40/2010 de 29 de diciembre de 2010, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Boletín Oficial del Estado, 30 de diciembre de 2010, núm. 317, sección I p. 108419 – 108463.
- ESSENTIAL MATERIALS SUSTAINABLE SOLUTIONS. Carbon capture and storage (ccs), in the cement industry Questions and answers. Mayo de 2009.
- FUNDACIÓN PARA ESTUDIOS SOBRE LA ENERGÍA. “Resumen Ejecutivo”. En: El futuro del carbón en la política energética española. Madrid: TIASA, 2008. p. 1 – 35.
- GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. Informe especial de IPCC. La captación y almacenamiento de dióxido de carbono. Resumen para responsables de políticas y resumen técnico. 2005. 66 p. ISBN: 92-9169-319-7
- IDAE. Energía de la Biomasa. Madrid. Octubre 2007. 140 p. ISBN: 978-84-96680-15-9
- LLAMAS MOYA, Bernardo. Captura y almacenamiento de CO₂. Criterios y metodologías para evaluar la idoneidad de una estructura geológica como almacén de CO₂. 1ª Edición. Huelva: Servicio de Publicaciones Universidad de Huelva, 2009. 274 p. ISBN: 978-84-92679-12-6
- McCaffrey, R.: “Climate change and the cement industry”, Global Cement and Lime Magazine: Environmental Special Issue, 2002
- NAKAMURA, Takashi; OLAIZOLA, Miguel; MASUTANI Stephen. Capture and Sequestration of CO₂ From Stationary Combustion System by Photosynthesis of Microalgae. 1997. 6 p.
- PTECO₂. Documento de despliegue estratégico de la agenda de I+D+i. Madrid. 2011
- WORLD RESOURCES INSTITUTE. CCS Guidelines: Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage. Washington, DC: WRI, 2008. 148 p. ISBN: 978-1-56973-701-9
- WWF. A blue print for a climate friendly cement industry. Nümburg (Alemania), 2008. 101 p.

Ponencias

- BROSETA, Daniel. “El proyecto piloto de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ de Lacq-Rousse, Francia”. En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- LINARES, José Ignacio. “Valoración microscópica de las tecnologías del hidrógeno, ¿están claros los caminos?”. En: Ciencia y tecnología para la economía del hidrógeno. 17 de Octubre de 2007
- MA LINWEI; ESPIE. Interim report of WP4. Joint NZEC-COACH-GeoCapacity Meeting; Documento interno. 13 de septiembre de 2009.
- NATURAL ENVIRONMENT RESEARCH COUNCIL; BRITISH GEOLOGICAL SURVEY; “Applied Geoscience for our Changing Earth”. Nottingham (Reino Unido), 2007
- PENELAS PÉREZ, Germán. “Captura y almacenamiento de CO₂ en el Oil& Gas” En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- PETERSSON, Magnus. “Vattenfall CCS - Danish demo project”. Nottingham, 12 February 2009
- PTECO₂. “Visión de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂) y del sector cementero español”. En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.

Páginas web

- www.concretecentre.com; Concrete Centre.
- www.energy.gov (www.doe.gov); Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- www.environmentalleader.com; Environmental Leader, web de noticias científicas.
- www.zeroemissionsplatform.eu; European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP)
- www.ieaghg.org; International Energy Agency Greenhouse Gas.
- www.nma.org; National Mining Association
- www.iea.org

10.2. Captura

Libros, revistas y artículos

- BARKER, S.A. TURNER, P.A. NAPIER; "CO₂ Capture in the Cement Industry". Science Direct 2009, p 87-94
- BOSOAGA, Adina; MASEK, Ondrej; JOHN, Oakey. "CO₂ Capture Technologies for Cement Industry" Science Direct 2009, p 133-140
- CONSIDINE, Mary-Lou. "Plastic membrane to bring down the cost of CO₂ capture". Agosto 2007.
- DORTMUNDT David, DOSHI Kishore; "Recent Developments in CO₂ Removal Membrane Technology". 1999
- ECHT, William. "Hybrid Systems: Combining Technologies Leads to More Efficient Gas Conditioning". 2002
- ECRA; Carbon Capture Technology - Options and Potentials for the Cement Industry .Julio 2007
- EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM FOR ZERO EMISSION FOSSIL FUEL POWER PLANTS (ZEP). Long Term R&D Plan: CAPTURE (documento interno).
- FREEMANTLE Michael. "Membranes For Gas Separation" Chemical & Engineering News.Octubre 2005.
- GCEP Energy Assessment Analysis. An Assessment of Carbon Capture Technology and Research Opportunities 2005.
- JANSENA et al.; "Hydrogen membrane reactors for CO₂ capture". Science Direct. 2009, p. 253-260
- LUKE, Timmerman; DOUG, Jewett. CO₂ Compression Technology Aims to Fight Climate Change. 2009
- NORDSTAD, KRISTIANSEN. Hybrid separation of CO₂ from ethane using membranes.
- RASMUSSEN, Mark. Carbon Dioxide Capture with Algae. 2008.
- REEVES, Scott. Coal-seq project update: field studies of ecbm Recovery/CO₂ sequestration in coal seams. 2002.
- ROOTZÉN et al. Assessment of the potential for CO₂ capture in European heavy industries. 2009
- STANFORD UNIVERSITY. An Assessment of Carbon Capture Technology and Research Opportunities. 2005.
- VDZ Research Institute of the Cement Industry and PENTA Engineering Corp; Carbon Dioxide Control Technology Review. 2008.
- WORLD RESEARCH INSTITUTE; Capturing King Coal, deploying carbon capture and storage systems in the U.S. at scale. 2009
- YAMADA et al. (RITE). Development of Innovative Gas Separation Membranes Through Sub-Nanoscale Materials Control. 2006

Ponencias

- ABANADES, Carlos. "Nuevas tecnologías de captura de CO₂ carbonatación-calcinación". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- CHINA UNITED COALBED METHANE Co. Ltd. "CO₂ – ECBM and CO₂ Sequestration Technology in Coal Seams of Qinshui Basin". Mayo 2007.
- CO₂ CAPTURE PROJECT. "The Capture Program for Phase II"; En: NGO Meeting. 6 de diciembre de 2006.
- GARCÍA PEÑA, Francisco. "Proceso de Captura de CO₂ Precombustión. Experiencia piloto en ELCO-GAS (Puertollano)". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- OTERO VENTÍN, Pedro. "Tecnologías contra el cambio climático: captura y almacenamiento de CO₂ proceso de captura de CO₂ en oxidación". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- RASMUSSEN, Mark. "Carbon Dioxide Capture with Algae". Agosto 2008.

10.3. Transporte

Libros, revistas y artículos

- CEGARRA PLANÉ Manuel; Lecciones sobre tecnología de las tuberías: (pipeline technology). Madrid: E.T.S.I Caminos, Canales y Puertos. 2010 ISBN: 978-84-749-3427-4
- NORDHAUS, Robert; PITLICK, Emily. "Carbon Dioxide Regulation". Energy Law Journal vol 30:85 – 2009.
- PARFOMARK, Paul; FOLGER, Peter. "Carbon Dioxide (CO₂) Pipeline for Carbon Sequestration: Emerging Policy Issues". Congres Research Service (CRS) Report for Congress. 19 de Abril de 2007.

Ponencias

- ENAGAS; "Transporte de CO₂ por tubería". Barcelona, 22 de junio 2010
- IDOM - PTECO₂; Infraestructuras Transporte de CO₂. Madrid, 13 de febrero de 2009.

10.4. Almacenamiento

Libros, revistas y artículos

- CO₂ CAPTURE PROJECT. A Technical Basis For Carbon Dioxide Storage. Cal Cooper; Conoco Phillips. 2009
- GEOCAPACITY PROJECT. "Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide". 2009
- PASHIN, Jack C. et al. "Enhanced Coalbed Methane Recovery Through Sequestration of Carbon Dioxide: Potential for a Market-Based Environmental Solution in the Black Warrior Basin of Alabama". 2007
- VEGA, Lourdes. El CO₂ como recurso. De la captura a los usos industriales. 1a Edición. Barcelona. Fundación Gas Natural, 2010. 224 p. ISBN: 978-84-614-1195-5.

Ponencias

- CÁMARA RASCÓN, Ángel. "Confinamiento geológico de CO₂. El papel del carbón en el sector energético español". En: ¿Carbón sin CO₂?. 5 de noviembre de 2008

- CO₂Geonet. "Enhanced hydrocarbon recovery: Is it Still an option for CO₂ storage?" 18 a 20 de Marzo de 2009.
- ENAGAS. "Modelización e Ingeniería de Desarrollo del Almacenamiento de Gas de Yela, como Análogo de Futuros Almacenamientos de CO₂ en España". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- ENAGAS. "Planificación metodológica para la adquisición de datos en la exploración de almacenamientos de CO₂ en España, basada en el protocolo exploratorio programado por enagas en la investigación de almacenamientos de gas". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010
- GABALDÓN, Vicente. "Tecnologías de lucha contra el cambio climático: Captura y almacenamiento de CO₂". En: Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- GONZÁLEZ, Fernández Celina. "El mar como sumidero de CO₂. El papel del carbón en el sector energético español. En: ¿Carbón sin CO₂? 5 de noviembre de 2008.
- LLAMAS MOYA, Bernardo; Metodología y criterios de selección de estructuras potencialmente idóneas para el almacenamiento de CO₂. Metodología y procedimiento de caracterización; Curso de Verano UPM 5 y 6 de Junio 2010.
- LOREDO, Jorge; CIENFUEGOS, Pablo; "Herramientas de Caracterización (afloramiento) y modelización del subsuelo". 200?
- LYNG ANTHONSEN, Karen et al. Estimates of CO₂ storage capacity in Europe. 200?

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	ESQUEMA DE LOS PROCESOS PARA LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE CAC (FUENTE: ZERO EMISSIONS PLATFORM, ZEP)	9
TABLA 2	CONCENTRACIÓN DE CO ₂ EN LOS GASES EFLUENTES EN FUNCIÓN DE LA INDUSTRIA (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	14
TABLA 3	APLICABILIDAD DE LA ABSORCIÓN QUÍMICA A LA PRODUCCIÓN DE CLÍNKER (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	26
TABLA 4	APLICABILIDAD DE LA ABSORCIÓN FÍSICA A LA PRODUCCIÓN DE CLÍNKER (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	28
TABLA 5	ESTADO TECNOLÓGICO DEL CICLO DE CARBONATACIÓN (FUENTE: CARBON DIOXIDE TECHNOLOGY REVIEW)	30
TABLA 6	COMPOSICIÓN DEL CLÍNKER (FUENTE: OFICEMEN)	33
TABLA 7	APLICABILIDAD DE LAS TÉCNICAS DE PRECOMBUSTIÓN A LA PRODUCCIÓN DE CLÍNKER (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	36
TABLA 8	APLICABILIDAD DE LAS TÉCNICAS DE OXICOMBUSTIÓN A LA PRODUCCIÓN DE CLÍNKER (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE BIBLIOGRAFÍA)	40
TABLA 9	APLICABILIDAD DE LAS TÉCNICAS DE POST-COMBUSTIÓN A LA PRODUCCIÓN DE CLÍNKER (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY ECRA)	43
TABLA 10	COMPOSICIÓN DEL CO ₂ EN FUNCIÓN DEL TIPO DE TECNOLOGÍA EMPLEADA PARA CAPTURARLO. (FUENTE ENAGAS).	46
TABLA 11	PRINCIPALES IMPUREZAS PRESENTES EN EL CO ₂ CAPTURADO	46
TABLA 12	EFECTO DE LAS IMPUREZAS EN LA TEMPERATURA Y PRESIÓN CRÍTICAS. (FUENTE: ENAGAS)	46
TABLA 13	COMPOSICIÓN TÍPICA DEL GAS NATURAL EN FUNCIÓN DE SU PROCEDENCIA. (FUENTE: ENAGAS)	47
TABLA 14	DIFERENCIAS ENTRE EL CO ₂ Y EL GAS NATURAL.	47
TABLA 15	NORMA ISO 13623	49
TABLA 16	HORQUILLA DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO A NIVEL MUNDIAL	53
TABLA 17	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO EN EUROPA	53
TABLA 18	FRACCIÓN DE CO ₂ RETENIDA PARA EL ALMACENAMIENTO OCEÁNICO EN LA SIMULACIÓN DE SIETE MODELOS OCEÁNICOS CORRESPONDIENTES A 100 AÑOS DE INYECCIÓN CONTINUA A TRES NIVELES DIFERENTES DE PROFUNDIDAD A PARTIR DEL AÑO 2000.	62
TABLA 19	APLICACIÓN DEL CO ₂ COMO SUSTITUTO DE OTROS PRODUCTOS. (FUENTE: EL CO ₂ COMO RECURSO. DE LA CAPTURA A LOS USOS INDUSTRIALES. LOURDES VEGA)	65
TABLA 20	EJEMPLOS DE YACIMIENTOS NATURALES DE CO ₂ QUE SON EXPLOTADOS CON FINES INDUSTRIALES EN EEUU	66

TABLA 21	COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA DISTINTOS TIPOS DE GENERACIÓN SIN CAPTACIÓN Y PARA EL SISTEMA DE CAC EN SU CONJUNTO (FUENTE: INFORME GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO)	69
TABLA 22	COSTES CORRESPONDIENTES A LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CAC (FUENTE: INFORME GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO)	69
TABLA 23	ESTIMACIÓN DE COSTES GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE POST-COMBUSTIÓN CON AMINAS (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE BIBLIOGRAFÍA)	70
TABLA 24	ESTIMACIÓN DE COSTES GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE OXICOMBUSTIÓN EN NUEVAS PLANTAS DE CEMENTO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE BIBLIOGRAFÍA)	71
TABLA 25	ESTIMACIÓN DE LOS COSTES GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE OXICOMBUSTIÓN EN PLANTAS DE CEMENTO EXISTENTES (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE BIBLIOGRAFÍA)	71
TABLA 26	PROYECTOS DE CAC A NIVEL MUNDIAL	73

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1	EVOLUCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ATMOSFÉRICA DE CO ₂ EN EL ÚLTIMO MILENIO (IPCC, 2007).	5
FIGURA 2	EJEMPLO ILUSTRATIVO DE LA CONTRIBUCIÓN POTENCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS CAC A ESCALA MUNDIAL COMO PARTE DE UNA CARTERA DE OPCIONES DE MITIGACIÓN (FUENTE: IPCC CCS INFORME 2005).	6
FIGURA 3	PRODUCCIÓN DE CEMENTO EN PAÍSES INDUSTRIALIZADOS Y EN PAÍSES EN VÍAS DE DESARROLLO (FUENTE: A BLUEPRINT FOR A CLIMATE FRIENDLY CEMENT INDUSTRY, WWF)	7
FIGURA 4	PREVISIÓN DE EMISIONES DEL SECTOR CEMENTERO Y RUTA DE MITIGACIÓN (FUENTE: A BLUEPRINT FOR A CLIMATE FRIENDLY CEMENT INDUSTRY, WWF)	7
FIGURA 5	ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂ Y POSIBLES REDUCCIONES EN LA INDUSTRIA DEL CEMENTO (FUENTE: CONSULTORÍA MCKINSEY)	8
FIGURA 6	ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE CAPTURA DE CO ₂ MEDIANTE TÉCNICAS DE PRECOMBUSTIÓN (FUENTE: CITI INVESTMENT RESEARCH ANALYSIS)	13
FIGURA 7	ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE OXICOMBUSTIÓN PARCIAL Y TOTAL (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE BIBLIOGRAFÍA)	14
FIGURA 8	ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE POST-COMBUSTIÓN (FUENTE: CITI INVESTMENT RESEARCH ANALYSIS)	15
FIGURA 9	COMPORTAMIENTO DE UN LECHO DE TAMIZ DE CARBÓN MOLECULAR PARA LA SEPARACIÓN DE NITRÓGENO (FUENTE: NITROMATIC)	19
FIGURA 10	ESTRUCTURA DE LAS ZEOLITAS UTILIZADAS PARA LA PRODUCCIÓN DE OXÍGENO EN UN PROCESO PSA (FUENTE: PETER SCOTT, IICHEM LTD.)	19
FIGURA 11	REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN PROCESO PSA (FUENTE: PETER SCOTT, IICHEM LTD.)	20

FIGURA 12	MEMBRANA COMPUESTA (FUENTE: DESCONOCIDA)	22
FIGURA 13	CIRCULACIÓN LONGITUDINAL	23
FIGURA 14	CIRCULACIÓN TRANSVERSAL	23
FIGURA 15	ESQUEMA DE UNA MEMBRANA EN ESPIRAL	24
FIGURA 16	PROCESO DE DEPURADO DE GASES MEDIANTE ABSORCIÓN QUÍMICA (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	26
FIGURA 17	SINERGIA ENTRE CENTRALES ELÉCTRICAS Y CEMENTERAS MEDIANTE EL EMPLEO DEL CICLO DE CARBONATACIÓN (FUENTE: VDZ)	31
FIGURA 18	SISTEMA DE CRECIMIENTO DE ALGAS CERRADO (FUENTE: DESCONOCIDA)	32
FIGURA 19	SISTEMA DE CRECIMIENTO DE ALGAS A CIELO ABIERTO (FUENTE: DESCONOCIDA)	32
FIGURA 20	PROCESO DE FABRICACIÓN DEL CEMENTO (FUENTE: CAILLON ROUGE Y ROGER RIVET)	34
FIGURA 21	POSIBLE CONFIGURACIÓN DE UNA PLANTA DE CEMENTO CON TECNOLOGÍAS DE OXICOMBUSTIÓN (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY, ECRA)	39
FIGURA 22	POSIBLE CONFIGURACIÓN DE UNA PLANTA DE CEMENTO CON TECNOLOGÍAS DE POST-COMBUSTIÓN (FUENTE: EUROPEAN CEMENT RESEARCH ACADEMY)	42
FIGURA 23	COSTES ESTIMADOS DEL TRANSPORTE SEGÚN MODO.	45
FIGURA 24	DESPRESURIZACIÓN DEL GAS NATURAL Y DEL DIÓXIDO DE CARBONO. (FUENTE: TRANSPORTE DE CO ₂ POR TUBERÍA FUNDACIÓN GAS NATURAL. ENAGAS)	45
FIGURA 25	DISTANCIA DE ENTRE COMPRESORES EN FUNCIÓN DE LAS IMPUREZAS PRESENTES. FUENTE ENAGAS	47
FIGURA 26	ESQUEMA PARA EL DISEÑO DE UNA TUBERÍA DE CO ₂ . FUENTE: ENAGAS	48
FIGURA 27	DIAGRAMA DE FASES DE UN ELEMENTO.	50
FIGURA 28	VARIACIÓN DE LA DENSIDAD EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD	51
FIGURA 29	ESQUEMA GRÁFICO DE LA VARIACIÓN DE LA DENSIDAD	51
FIGURA 30	CO ₂ ABSORBIDO DE FORMA PREFERENCIAL POR EL CARBÓN	52
FIGURA 31	TIEMPO DESDE INYECCIÓN, CERTEZA DEL ALMACENAMIENTO, CONTRIBUCIÓN DE DISTINTOS MECANISMOS	55
FIGURA 32	OPCIONES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ (FUENTE: LA CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO. INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO III DEL IPCC)	56
FIGURA 33	INYECCIÓN DE CO ₂ PARA EOR CON ALMACENAMIENTO PARCIAL (IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME). EL CO ₂ PRODUCIDO CON EL PETRÓLEO SE SEPARA Y SE REINYECTA EN LA FORMACIÓN, CON LO QUE LAS NECESIDADES DE "NUEVO" CO ₂ DISMINUYEN, REDUCIENDO LAS EMISIONES DE CO ₂ A LA ATMÓSFERA.	57
FIGURA 34	ADSORCIÓN DE GAS PURO, EN METROS CÚBICOS STANDARD POR TONELADA, EN CARBONES TIFFANY, A 55 °C (FUENTE: GASEM ET AL. 2002)	59
FIGURA 35	ISOTERMAS DE ADSORCIÓN TÍPICAS DE CH ₄ Y CO ₂ EN CAPAS DE CARBÓN DE LOS APALACHES (SEGÚN SAMS ET AL.)	59

FIGURA 36	PERMEABILIDAD Y DEFORMACIÓN AXIL PARA UNA MUESTRA DE CARBÓN SOMETIDA A PRESIÓN TRIAXIAL EFECTIVA DE 1MPA	60
FIGURA 37	ZONAS SELECCIONADAS PARA ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA (FUENTE: EL PAPEL DEL CARBÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL. ÁNGEL CÁMARA RASCÓN. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID)	61
FIGURA 38	FUENTES DE EMISIÓN Y POTENCIALES LUGARES DE ALMACENAMIENTO (FUENTE: PROYECTO GEOCAPACITY)	61
FIGURA 39	MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO OCEÁNICO (FUENTE: LA CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO. INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO III DEL IPCC)	62
FIGURA 40	CARBONATACIÓN MINERAL, FLUJO DE MATERIALES (FUENTE: LA CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO. INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO III DEL IPCC)	63
FIGURA 41	YACIMIENTOS DE CO ₂ EN EXPLOTACIÓN Y CON FINES INDUSTRIALES EN EEUU (FUENTE: METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS POTENCIALMENTE IDÓNEAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO ₂ . METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTOS DE CARACTERIZACIÓN. BERNARDO LLAMAS MOYA)	66

Editado por la Agrupación de fabricantes de cemento de España
Calle de José Abascal 53, 1º.
28003, Madrid, España

Diciembre, 2010

Estado del Arte



1 234567 890128