

VARIACIÓN DEL CAMPO DE PRESIONES POR ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂



VNiVERSiDAD
D SALAMANCA

Autor del proyecto: **María del Rocío Maldonado Pérez**

Tutores del proyecto: **Antonio Hurtado Bezos**

Ángel Luis Muñoz Nieto

Este proyecto se enmarca dentro del desarrollo de la Tesis Doctoral sobre “Análisis de los Riesgos Geomecánicos derivados de la inyección de CO₂ supercrítico en formaciones carbonatadas” la cual se está desarrollando dentro del grupo de trabajo de Almacenamiento Geológico de CO₂, que pertenece al departamento de Medio Ambiente del CIEMAT.

ÍNDICE

1. RESUMEN.....	6
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1. El efecto invernadero	7
3. ESTADO DEL ARTE.....	14
3.1. Situación actual del almacenamiento geológico	14
3.2. Caracterización del CO ₂	16
3.3. Medios de almacenamiento.....	17
3.4. Mecanismos de atrapamiento	21
3.5. Riesgos y percepción pública.....	23
3.5.1. Riesgos.....	23
3.5.2. Percepción pública	26
3.6. GEOQUÍMICA DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.....	27
3.6.1. Interacciones del CO ₂ con la formación de almacenamiento.....	27
3.6.2. Interacciones del CO ₂ con la roca sello.....	35
3.6.3. Interacciones del CO ₂ con los pozos	40
3.6.4. Interacción del CO ₂ con fallas y fracturas.....	41
3.7. GEOMECÁNICA DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	43
3.8. LAS GEOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	46
3.8.1. Geotecnologías cartográficas en el almacenamiento de CO ₂	48
4. OBJETIVOS	51
5. CONTEXTO	52
6. METODOLOGÍA DE TRABAJO	57
6.1. Determinación del modelo y de las herramientas a utilizar en el desarrollo del proyecto	57
6.1.1. Modelos disponibles para el cálculo de las presiones en el sistema	59
6.1.2. Elección del modelo	61
6.1.3. Herramientas para la modelización (Software)	62
6.2. Modelización del proceso, análisis de sensibilidad de los distintos parámetros y discusión de resultados:	62
6.2.1. ESTIMACIÓN DE LA MÁXIMA PRESIÓN SOTENIBLE POR LA ROCA ALMACÉN.	64
6.2.2. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS INICIALES DE LOS FLUIDOS.....	68
6.2.3. Escenario sin desecación.....	70
6.2.4. Escenario con desecación	86

7. CONCLUSIONES.....	96
8. BIBLIOGRAFÍA	98

1. RESUMEN

El almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas puede ser una opción de mitigación del cambio climático muy importante, ya que evita la emisión a la atmósfera de grandes volúmenes de CO₂, pero no está exento de riesgos.

De esta manera la inclusión de un fluido reactivo en una formación carbonatada a gran profundidad puede dar lugar a una serie de cambios químicos y/o mecánicos en el sistema de almacenamiento que puede derivar en la fuga del CO₂.

Desde el punto de vista de la geoquímica, el CO₂, puede reaccionar con la roca almacén, con la formación sello, con los materiales de los pozos presentes en la zona afectada por la inyección, con los que rellenan fracturas o con la salmuera que se encuentra en los acuíferos profundos donde es inyectado, dando lugar a precipitaciones y/o disoluciones que pueden variar la porosidad del sistema.

Geomecánicamente, el mayor riesgo que entraña la inyección de CO₂, es la rotura de las rocas almacén o sello debido al aumento de la presión que genera el dióxido de carbono al ser introducido en el reservorio. Esto puede generar vías de escape preferente por las que poder alcanzar o bien la superficie, fugándose hacia la atmósfera, o contaminar acuíferos más someros.

A través del modelo de Mathias, se ha llevado a cabo en este proyecto la modelización de dos escenarios de características diferentes (el primero sin considerar el proceso de desecación y el segundo suponiendo que este se produce) en los que el CO₂ era inyectado en rocas de naturaleza calcítica. En ambos se ha supuesto una formación almacén abierta, homogénea e isotrópica, y en la que parámetros como la densidad o la viscosidad no varían con la profundidad. De igual modo se han considerado que tanto la porosidad como la permeabilidad son constantes a lo largo de toda la formación. Así como el hecho de que se trata de un sistema no inercial. También la formación sello se ha considerado homogénea e isotrópica.

En ambos escenarios han sido halladas tanto la distribución de sobrepresiones en el espacio y su evolución en el tiempo, como la tasa máxima de inyección admisible por la formación almacén sin que se lleguen a reactivar o producirse en ella nuevas fracturas. Al comparar ambos escenarios queda constatada la importancia del proceso de desecación en el almacenamiento geológico de CO₂.

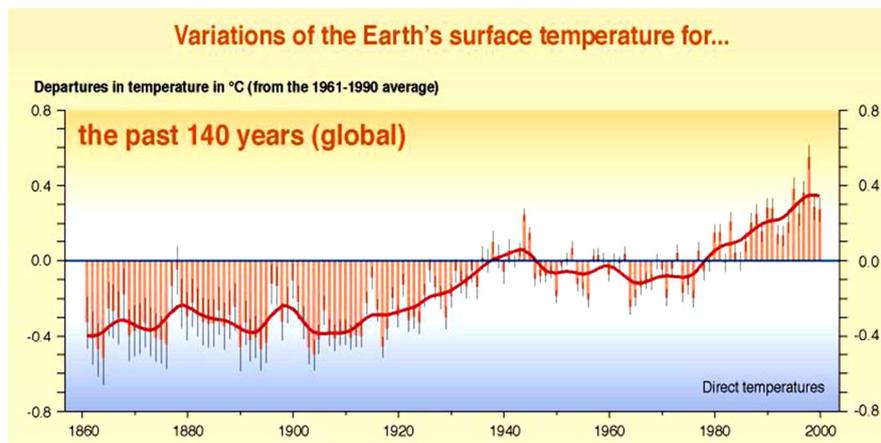
2. INTRODUCCIÓN

2.1. El efecto invernadero

La fuerte dependencia energética ligada al uso masivo de los combustibles fósiles para satisfacerla ha dado lugar a una variación de la composición atmosférica.

Según las conclusiones alcanzadas en el *Intergovernmental Panel On Climate Change* (IPCC) (IPCC, 2005) se ha producido un incremento significativo de las concentraciones globales de dióxido de carbono, metano y óxido nítrico como resultado de las actividades antropogénicas desde 1750, y hoy en día exceden ampliamente los valores preindustriales que se tenía de ellos (Hurtado, 2009).

Este aumento en las concentraciones de ciertos gases en la atmósfera, ha dado lugar, según defiende gran parte del mundo científico a lo que hoy en día se conoce como Cambio Climático de origen antropogénico. Este concepto hace referencia al calentamiento global que afecta a nuestro planeta y que tiene como principal causa el aumento de los niveles de CO₂ en la atmósfera. En el gráfico siguiente puede observarse la variación que la temperatura terrestre en los últimos 150 años, notándose un incremento especialmente fuerte de la temperatura a raíz de la Revolución Industrial (Fig. 1).



De estos gases de efecto invernadero, el que tiene una mayor incidencia sobre el medio ambiente por el gran tamaño de sus emisiones es el CO₂, el cual es emitido a la atmósfera como consecuencia de la quema de combustibles fósiles. Este tipo de combustibles constituyen la principal fuente de energía en el mundo con un 86%, ya sea en grandes unidades de combustión (centrales térmicas, cementeras...) o en fuentes menores (motores de coches). Las emisiones de CO₂ también se originan en procesos industriales y de extracción de recursos, así como en la quema de los bosques que se lleva a cabo para el desmonte (IPCC, 2005).

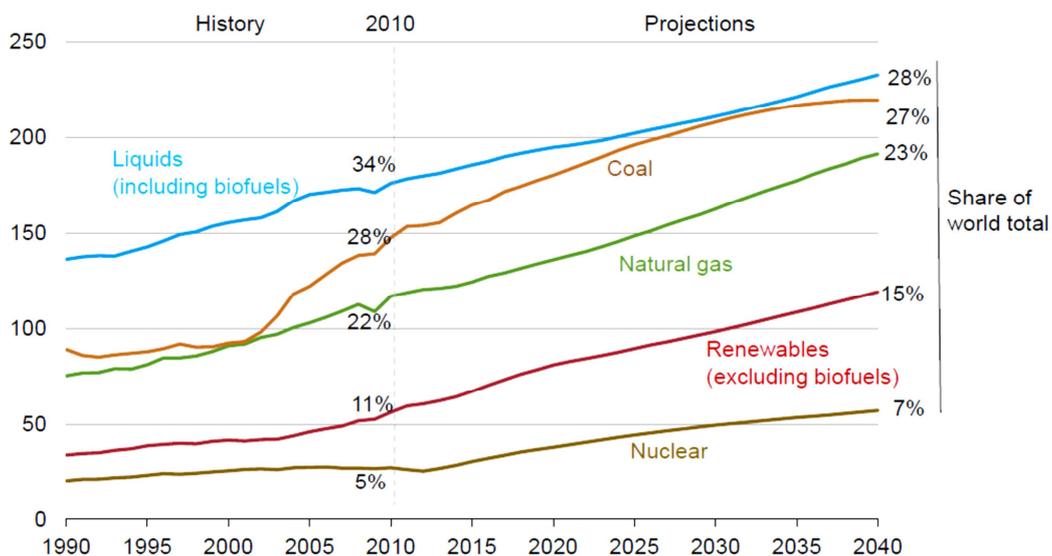


Fig. 2: Evolución de los consumos de energía en 10^{12} BTU y su cuota respecto del total entre 1990 y 2040

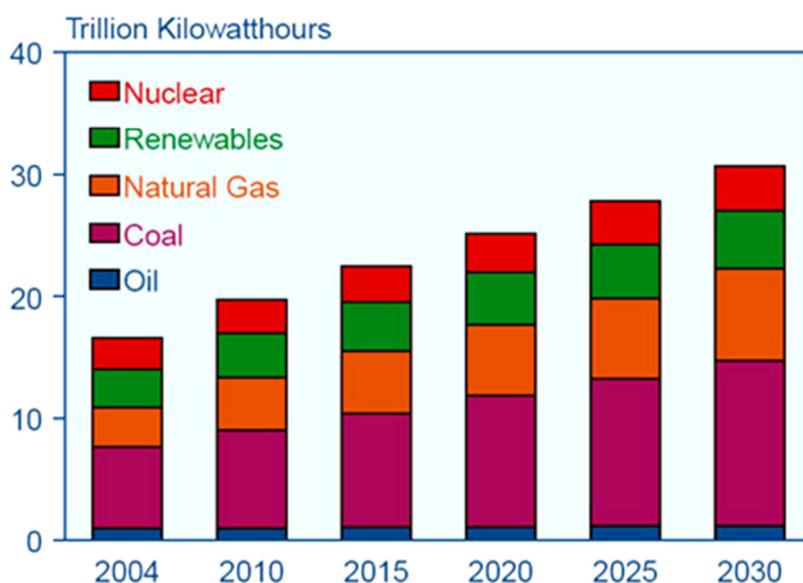


Fig. 3: Generación mundial de electricidad por tipo de generación entre 2004 y 2030

Como puede observarse en la Fig. 2, a pesar de que en porcentaje en cuanto al total de energía, se prevé que el uso de combustibles fósiles descienda ligeramente en un futuro (especialmente los combustibles líquidos y el carbón), frente a la energía nuclear o las renovables que aumentan, en lo que ha su cantidad total se refiere, se espera que sufra un pequeño incremento. Esto se debe a que como muestra el Fig. 3 la previsión para la demanda de energía en el futuro es que esta será en general, bastante superior a la actual.

Por lo tanto no se prevé que el consumo de combustibles fósiles descienda a nivel mundial de manera significativa en los próximos años. Si es cierto que se espera un pequeño receso en su utilización en los países pertenecientes a la OCDE, y por tanto una disminución de las emisiones de CO_2 en ellos (puede observarse fácilmente en la Fig. 4). Pero el fuerte desarrollo

económico de países como China, Rusia e India, potencias cuyo crecimiento se asienta en la quema del carbón o el petróleo, haría que el balance final a nivel mundial de emisiones muestre una tendencia al alza (IPCC 2005). En la Fig. 5 se observa como países como Estados Unidos mantendrían su consumo energético prácticamente igual en los próximos 30 años, mientras que los países de economías emergente multiplicarían su consumo llegando, en el caso de China incluso a duplicar la necesidad energética actual (si se toma como dato de partida el correspondiente a 2010).

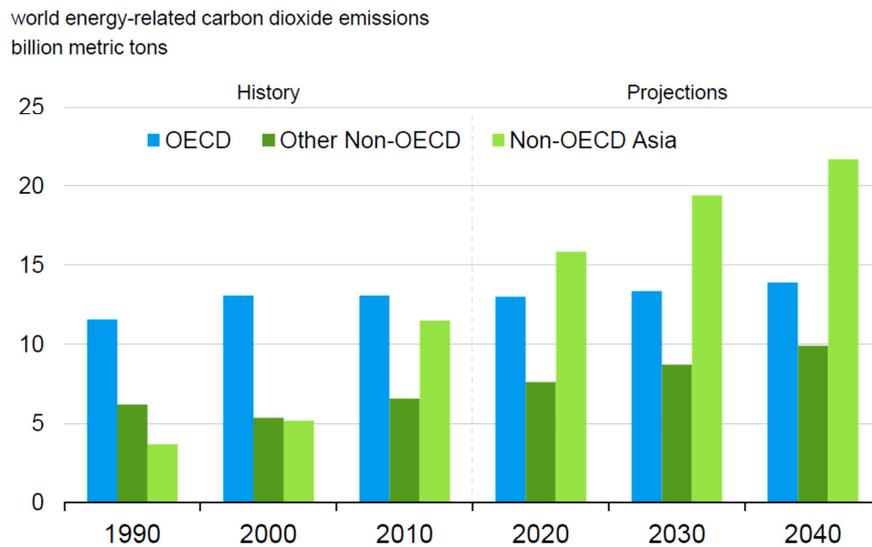


Fig. 4: Emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial en relación al consumo energético

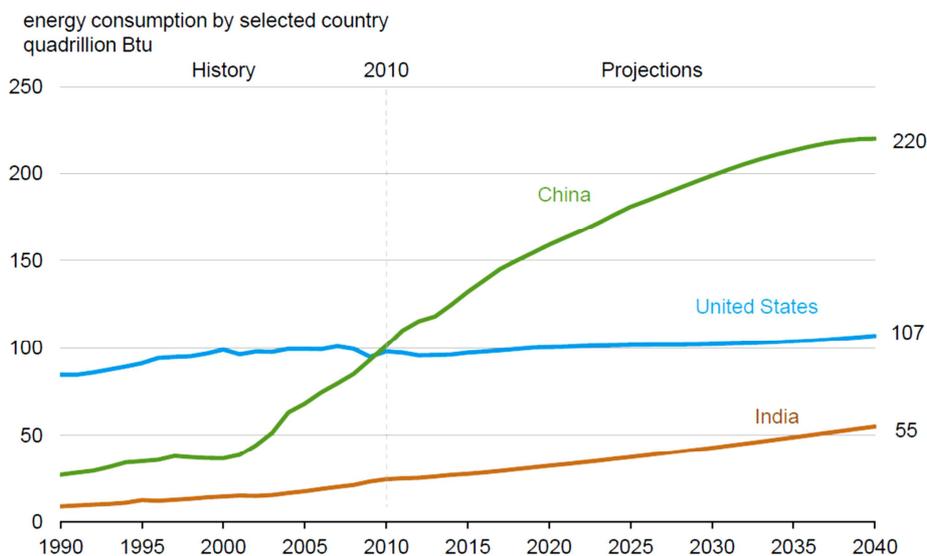


Fig. 5: Consumo energético de algunas grandes potencias como son Estados Unidos, China e India

Hoy en día, se toma como referencia para las concentraciones de CO₂ en la atmósfera a nivel mundial, los datos registrados en el observatorio de Mauna Loa situado en Hawaii. Los datos anteriores al año 1957, en el cual comienzan a realizarse las medidas directas en aire, se han obtenido de análisis de testigos procedentes de diferentes sondeos en hielo.

Atendiendo a los datos registrados en el hielo del glaciar Law Dome (Antártida), las concentraciones de dióxido de carbono en la atmósfera se habrían mantenido en valores constantes de entre 270-280ppmv durante los 1000 años anteriores al siglo XVIII, momento en el que con la Revolución Industrial comienzan a aumentar (Fig.6). De este modo, entre 1995 y 2001, la media global de emisiones de CO₂, creció un 1,6% al año, siendo este porcentaje mayor al crecimiento de emisiones en los 5 años anteriores, en los cuales ya había aumentado un 1.4%. En total, y solo en 2001, fueron emitidas a la atmósfera 23,684Mt de CO₂ procedentes de la quema de combustibles fósiles. Por su parte en el año 2005 se llegaron a alcanzar valores de concentración de 370ppmv (IPCC 2005), sobrepasándose según daban parte de ello los diferentes medios de comunicación, en este año 2013, las 400ppm.

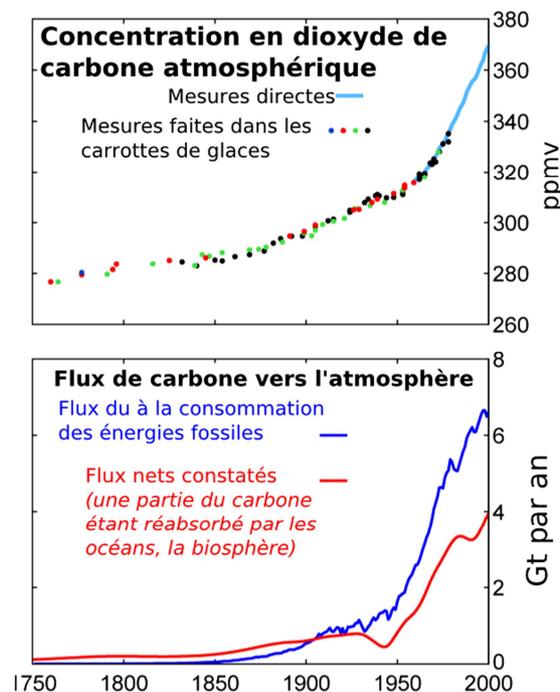


Fig. 6: A) Evolución de la concentración de dióxido de carbono atmosférico. B) Flujo de carbono hacia la atmósfera.

En general más de 6300 millones de toneladas de carbono se liberan cada año a la atmósfera como consecuencia de la actividad humana. Este dato no resulta especialmente preocupante si se compara con las 100000 millones de toneladas que se liberan de forma natural en procesos como el vulcanismo, los incendios en bosques o el metabolismo de los seres humanos. Sin embargo la importancia del factor antropogénico ha de buscarse en la sensibilidad de las condiciones iniciales de un sistema dinámico inicialmente en equilibrio, en el que una pequeña variación basta para iniciar un desequilibrio a nivel global (Hurtado, 2009). Como puede verse en la Fig. 6, el problema reside en que el medio natural no es capaz de asimilar el CO₂ en

exceso que generamos, quedando siempre un remanente que aumenta poco a poco la concentración de carbono en la atmósfera.

Se estima, que de continuar con esta tendencia, se alcanzaría un punto en el cual el mundo no sería capaz de estabilizar la concentración en dióxido de carbono de la atmósfera. Por este motivo en la “United Nations Framework Convention on Climate Change” se llevó a cabo un llamamiento para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque aún no ha establecido un acuerdo sobre los niveles específicos que deberían ser alcanzados (IPCC 2005).

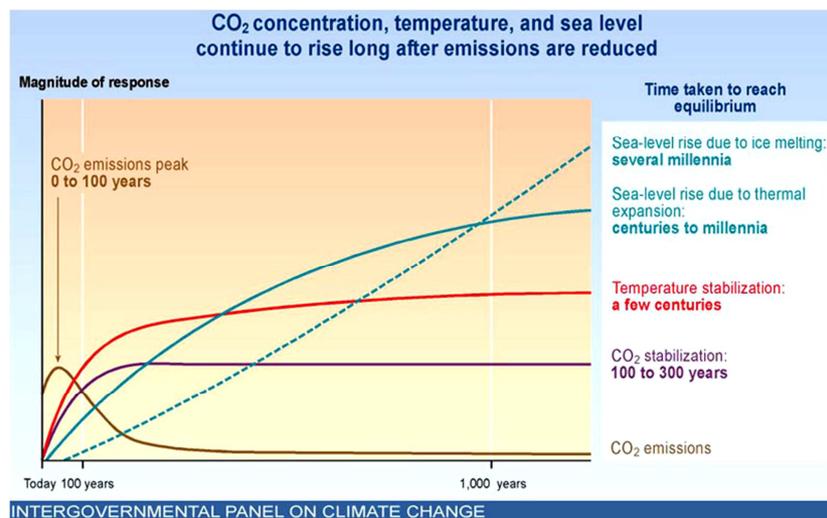


Fig. 7: Emisiones de CO₂, concentración de CO₂ y temperatura y nivel del mar en los próximos 1000 años.

Como puede verse en la Fig.7 recogida por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), a pesar de que las emisiones de CO₂ en un momento determinado descienden drásticamente, su concentración en la atmósfera, la temperatura y el nivel del mar continúa creciendo al menos durante un tiempo antes de estabilizarse.

Esto se debe a que el sistema tiene una cierta inercia, que precisa de un tiempo determinado para que pueda equilibrarse de nuevo. Para que la concentración de CO₂ se estabilice, resulta necesario que las emisiones producidas se equilibren con la cantidad de dióxido de carbono que el planeta es capaz de consumir en los diferentes procesos naturales (reacciones atmosféricas, ciclo de transferencia con los océanos o el consumido directamente por la propia biosfera) (IPCC 2005).

Se han desarrollado diferentes estudios con el fin de estimar las posibles concentraciones que podrían darse en un futuro. Así y según se recoge en el Tercer Informe de Evaluación (TIE) del IPCC, tras realizar un estudio en el cual fueron planteados hasta un total de 40 escenarios diferentes, la concentración de CO₂ acumulada en 2050 sería de 2930Gt en el mejor de los casos, obteniéndose una cantidad de 9170Gt en el caso más desfavorable.

Estos 40 escenarios se han desarrollado a través de 6 líneas evolutivas enmarcadas en el crecimiento demográfico, económico y el desarrollo tecnológico. Por lo tanto y según el escenario que se considere, a lo largo de este siglo habría que evitar emisiones acumulativas de cientos, o incluso miles, de gigatoneladas de CO₂ para poder estabilizar así su concentración

en la atmósfera, a niveles de entre 450 y 750 ppm (valores máximos aceptables establecidos) (IPCC 2005).

Esto supondría que entre un 75% y un 100% de la energía generada hacia el año 2100 debería ser no emisora de CO₂ a la atmósfera (Hurtado, 2009).

En el caso de que las emisiones no fueran reducidas y su concentración siguiera aumentando como hasta ahora, podrían contemplarse consecuencias tales como: incremento de las temperaturas medias globales, elevaciones del nivel del mar, cambio en los patrones de precipitación, incremento en la frecuencia y severidad de sucesos medioambientales extremos y acidificación de los océanos.

Por este motivo, resulta necesario adoptar diferentes medidas de mitigación en frentes muy variados, que ayuden a disminuir las emisiones atmosféricas.

- Mejora de la eficiencia energética: puede alcanzarse una reducción significativa en el uso de combustibles fósiles, mejorando la eficiencia en la conversión de la energía, el transporte y el uso final que se hace de ella.
- Descarbonatación del suministro de energía: optando por combustibles fósiles con menor proporción de carbono, como puede ser el gas natural.
- Incremento del uso de fuentes de energía con bajo contenido o contenido cero en carbón: comprende la energía nuclear o las denominadas energías renovables. En estas últimas, existe una amplia gama disponible. Algunas de las más comercializadas son la energía eólica, la solar, la hídrica, la energía geotérmica, la biomasa y el poder de las mareas. Dependiendo de la localización geográfica, se hará mayor uso de unas o de otras.
- Secuestro de CO₂ mediante el perfeccionamiento de sumideros naturales (fijación biológica): La mejora de estos sumideros a través de la agricultura y las prácticas forestales podría aumentar considerablemente la retención del CO₂. Sin embargo, este método podría estar limitado por los usos del suelo, así como por factores sociales y ambientales.
- Captura y almacenamiento de CO₂ (CAC): consiste en captar el dióxido de carbono emitido por las grandes fuentes estáticas como pueden ser las centrales térmicas, eléctricas, las industrias cementeras o de la cerámica, transportarlo a un reservorio y finalmente confinarlo aislándolo de la atmósfera, bien sea de manera permanente (secuestro) o por largos periodos de tiempo (almacenamiento).

A pesar de que cada una de estas medidas puede llevar asociado una importante disminución de las concentraciones de CO₂ atmosférico, ninguna de ellas podrá lograr por sí sola las reducciones de emisiones necesarias para alcanzar la estabilización en las concentraciones.

De los métodos anteriormente citados, se va a centrar la atención en la denominada CAC, y muy especialmente en la opción que trata el almacenamiento geológico en formaciones profundas.

La Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC) o Coal Capture and Storage (CCS) es la sustracción del CO₂ directamente de las fuentes de emisión antropogénicas y su posterior almacenamiento, el cual puede realizarse por:

- Carbonatación mineral: consiste en la fijación del CO₂ como carbonatos. En ella, el dióxido de carbono reacciona con los óxidos metálicos presentes en la roca en la que se introduce, y precipita en forma de especie carbonatada. La reacción natural es sumamente lenta por lo que precisa del uso de catalizadores para mejorar su rendimiento. Es el método más seguro aunque requiere gran cantidad de energía.
- Almacenamiento Oceánico: se trata de depósitos de CO₂ a alta presión. Consiste en inyectar o disolver directamente el CO₂ en la columna de agua, normalmente a más de 1000 metros. El CO₂ disuelto y disperso pasaría a formar parte del ciclo global del carbono y llegado el momento, se estabilizaría con el CO₂ presente en la atmósfera. Los mayores inconvenientes que presenta este método son los posibles cambios en el pH oceánico y el desconocimiento de las corrientes marinas las cuales podrían desestabilizar el sistema, provocando la liberación de las reservas inyectadas.
- Almacenamiento Geológico de CO₂: es la retención del CO₂ en formaciones profundas, ya sea en tierra "onshore" o bajo el mar "offshore". A día de hoy, se han establecido como posibles áreas de almacenamiento los yacimientos agotados de gas o de petróleo, las formaciones permeables profundas saturadas con aguas salinas y los yacimientos de carbón no explotables. Su principal ventaja es que permite el uso continuado de combustibles fósiles sin emisión de CO₂ a la atmósfera, lo que significa que la transición para pasar del sistema de producción energético actual a otro más sostenible podría realizarse de forma gradual.

Otra opción, aunque no supone un almacenamiento como tal, consiste en utilizar el CO₂ que ha sido captado de la fuente de emisión, en otras aplicaciones industriales como son las industrias farmacéuticas, industrias alimentaria, en la obtención de bebidas carbonatadas, como agente extintor, como líquido refrigerante, etc. (IPCC 2005).

3. ESTADO DEL ARTE

3.1. Situación actual del almacenamiento geológico

Como ya se ha comentado con anterioridad el almacenamiento geológico constituye un proceso en el que el CO₂ tras ser separado de los vapores emitidos en la industria, es comprimido, transportado y finalmente almacenado en formaciones de alta porosidad, durante largos periodos de tiempo.

Si se analizan las diferentes fuentes emisoras de CO₂ existentes en el mundo, puede observarse que a pesar de encontrarse distribuidas a lo largo de todo el planeta, existen cuatro grandes grupos de emisiones concretos que acumulan las mayores cantidades. Estos grupos claramente reconocibles en la Fig. 8, son: América del Norte, Europa, Asia oriental y Asia meridional. Por su parte en la Fig. 9, se han recogido los basamentos sedimentarios existentes a nivel mundial y que pueden ser susceptibles para el almacenamiento del CO₂, ya sea en formaciones permeables profundas, en yacimientos de gas o petróleo, o en capas de carbón. Es posible establecer entre ellas una relación entre las fuentes emisoras, y los lugares en los que podrían ser almacenadas sus emisiones, lo cual resulta especialmente interesante para que el proceso de almacenamiento sea económicamente viable.

En general, la gran mayoría de las fuentes de emisiones importantes analizadas, presentan concentraciones de CO₂ inferiores a un 15%. Sin embargo cerca de un 2% de las fuentes basadas en combustibles fósiles muestran concentraciones superiores al 95%. Estas últimas, las que presentan un mayor contenido en pureza, son las que suponen una opción viable para la aplicación inicial en ellas de la CAC.



Fig. 8: Distribución global de las grandes fuentes de emisión de CO₂ (basada en una recopilación de información publicada disponible sobre fuentes de emisiones globales, IEA GHG 2002)

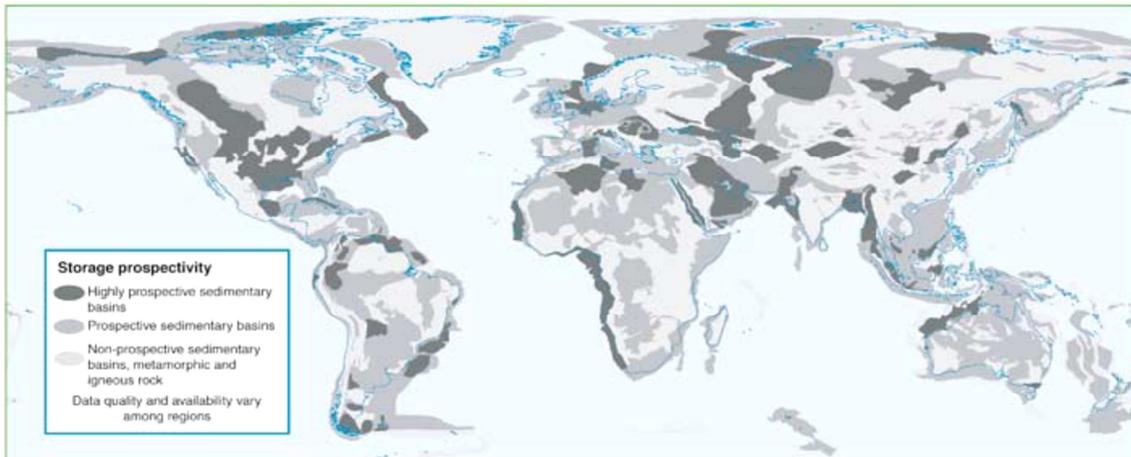


Fig. 9: Prospección de áreas con basamentos sedimentarios en donde pueden ser encontradas formaciones salinas, campos de gas o petróleo, o capas de carbón (Cortesía de Geociencia Australia)

Los mayores problemas para la viabilidad que presenta el almacenamiento geológico son:

- El alto coste que supone, frente a la ausencia de beneficios económicos que presenta.
- La ausencia de un marco legislativo ampliamente desarrollado.
- La aceptación social.

El almacenamiento en formaciones geológicas profundas se llevó a cabo por primera vez a principios de 1970, en Texas, USA, como parte de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo o Enhance Oil Recovery (EOR). A pesar de que en ese mismo año se propuso el almacenamiento geológico como una medida de mitigación del cambio climático, no fue hasta principios de los noventa cuando la idea comenzó a ganar credibilidad.

A lo largo de todos estos años, un gran número de compañías petrolíferas han ido incrementando su interés en el almacenamiento geológico como una opción para disminuir las emisiones atmosféricas, especialmente para campos de gas con un alto contenido natural de CO₂. Más recientemente industrias eléctricas y del carbón han comenzado a investigar el almacenamiento de CO₂ como una opción de mitigación relevante para sus emisiones.

Se estima que el CO₂ podría permanecer confinado durante miles de millones de años, ya que con el paso del tiempo el almacenamiento se va haciendo más seguro.

Normalmente el dióxido de carbono suele inyectarse a profundidades de entre los 800 y los 1000m, dado que para unas condiciones medias de gradiente geotérmico y presión hidrostática en cuencas Sedimentarias, es la profundidad a la cual tiende a alcanzar su estado supercrítico, estado óptimo para este tipo de secuestros. Sin embargo esta profundidad puede variar en función de los gradientes de presión y temperatura (IPCC 2005).

3.2. Caracterización del CO₂

El CO₂ es un compuesto, que en condiciones atmosféricas se presenta como un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire. El punto en el que el CO₂ pasa a fase supercrítica está definido en 31.1°C de temperatura y 73.9 bares de presión. Por debajo de dicho punto, es posible encontrarlo en forma de gas o líquido y, por encima, en estado supercrítico. En la Fig. 10 puede observarse el diagrama de fases del dióxido de carbono en función de la presión y de la temperatura

En estado supercrítico se caracteriza por el hecho de que se comporta como un gas ya que tiende a ocupar todo el espacio disponible, pero con una densidad propia de un líquido, o incluso mayor. La densidad varía en función de la temperatura y la presión entre los 200 y los 900kg/m³, alcanzando por lo tanto valores de entre el 20 y el 90% de la densidad del agua. Al ser menos denso que la salmuera, se van a originar fuerzas ascensionales dentro del reservorio que tenderán a impulsar al CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca de cubierta estanca sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurar que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra.

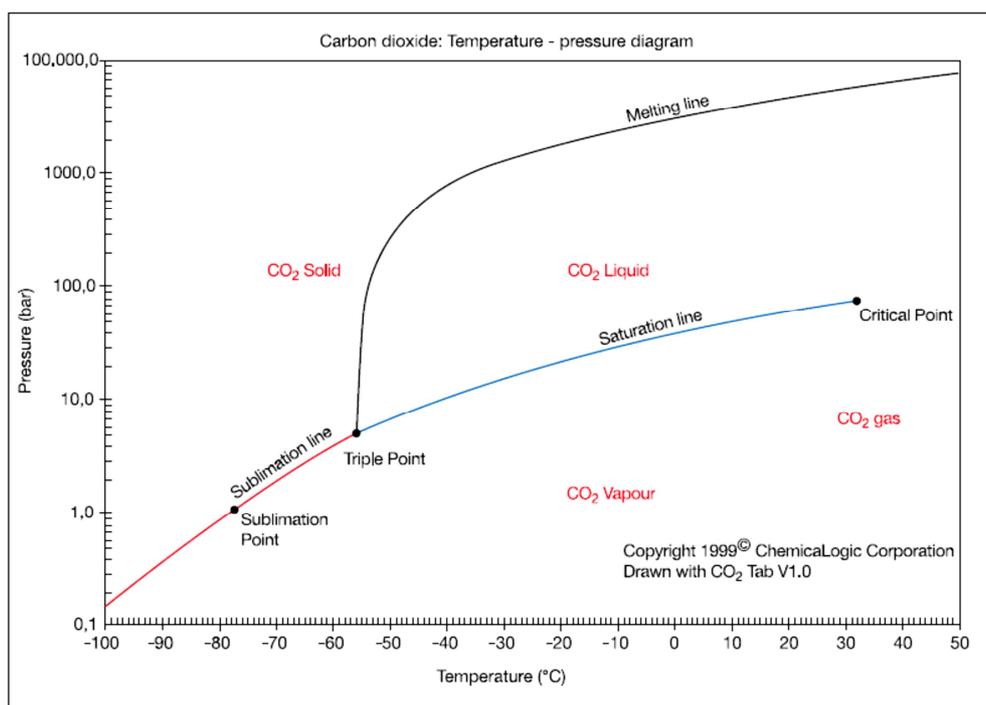


Fig. 10: Diagrama de fases del CO₂ (IPCC 2005).

Hasta los 500-600 m de profundidad, el CO₂ se encuentra en forma de gas con una densidad demasiado baja como para que los volúmenes que puedan ser almacenados fueran suficientemente significativos, por lo que la opción no resultaría económicamente viable. Por su parte, a partir de los 800m se observa que la densidad del dióxido de carbono varía de forma mucho más lenta, alcanzándose habitualmente el estado supercrítico.

La profundidad a la cual el CO₂ va a ser depositado va a estar estrechamente ligada a las características de su formación de emplazamiento (IPCC 2005).

3.3. Medios de almacenamiento

Las formaciones geológicas susceptibles de almacenar CO₂ deben de presentar una capacidad e inyectividad suficientes para aceptar y retener el volumen de CO₂ que se pretende inyectar, a la velocidad a la que es suministrado por la fuente emisora. Además es necesario que se encuentren confinadas por rocas de baja permeabilidad, para prevenir la migración y las fugas del CO₂. En la Fig. 11 se muestran las diferentes opciones a la hora de llevar a cabo el almacenamiento de dióxido de carbono.

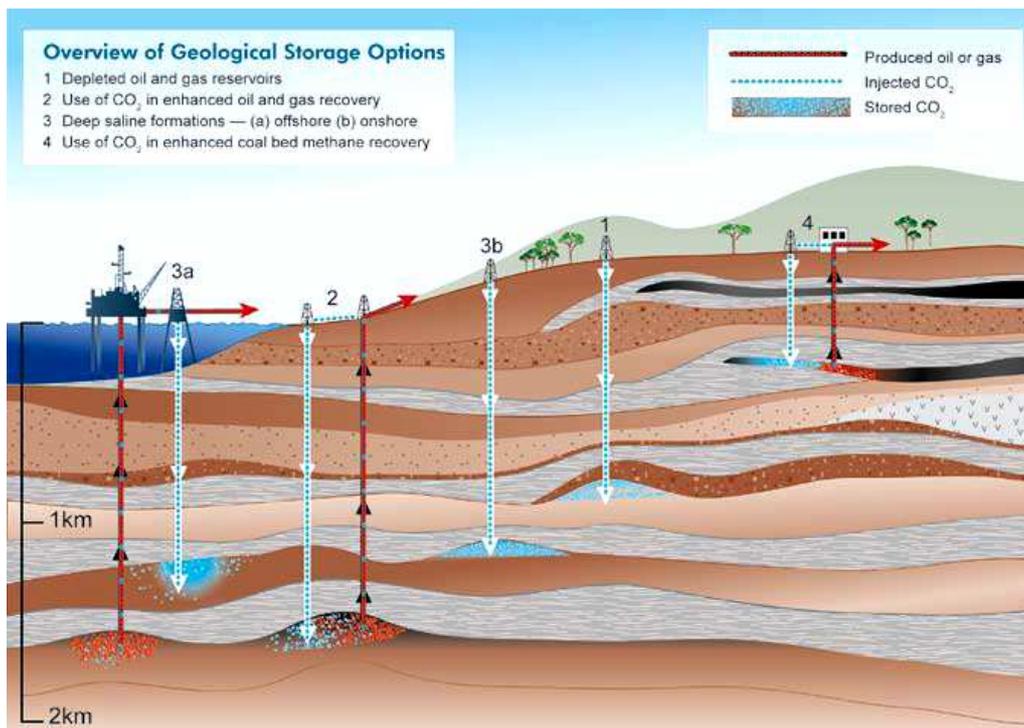


Fig. 11: Opciones de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas (IPCC 2005).

Como posibles formaciones porosas que puedan retener grandes cantidades de CO₂ durante el tiempo necesario, se han sugerido principalmente campos de petróleo y de gas natural próximos al agotamiento, formaciones permeables profundas y yacimientos de carbón no explotables comercialmente.

➤ Yacimientos de hidrocarburos

Este tipo de depósitos son los principales candidatos para el almacenamiento de CO₂, por diferentes motivos: primeramente, son capaces de retener gas o petróleo durante largos periodos de tiempo, incluso millones de años; sus propiedades físicas y su estructura geológica han sido ampliamente estudiadas, y se han desarrollado diferentes modelos computacionales para predecir el movimiento y comportamiento de la pluma, o el atrapamiento de los hidrocarburos en ellos; finalmente, algunos de los pozos y de la infraestructura construidos para la extracción de hidrocarburos pueden ser utilizados para el almacenamiento de CO₂.

Aunque cuando se habla de yacimientos de hidrocarburo como lugares de emplazamiento se suele estar haciendo referencia a campos agotados, es también posible que el almacenamiento tenga lugar en campos aún en producción. En este caso, el CO₂ sería utilizado para mejorar la recuperación del petróleo o el gas (Enhanced Oil Recovery- EOR o Enhanced Gas Recovery- EGR respectivamente).

En los campos de gas, la inyección de CO₂ para mejorar la recuperación de hidrocarburos sólo ha sido aplicada a escala piloto. Por su parte para el EOR, se ha comprobado que la introducción de CO₂ puede aumentar entre un 7 y un 23% la cantidad de petróleo recuperado. Esto aporta beneficios económicos que pueden contrarrestar en parte, los costes necesarios para llevar a cabo la CAC.

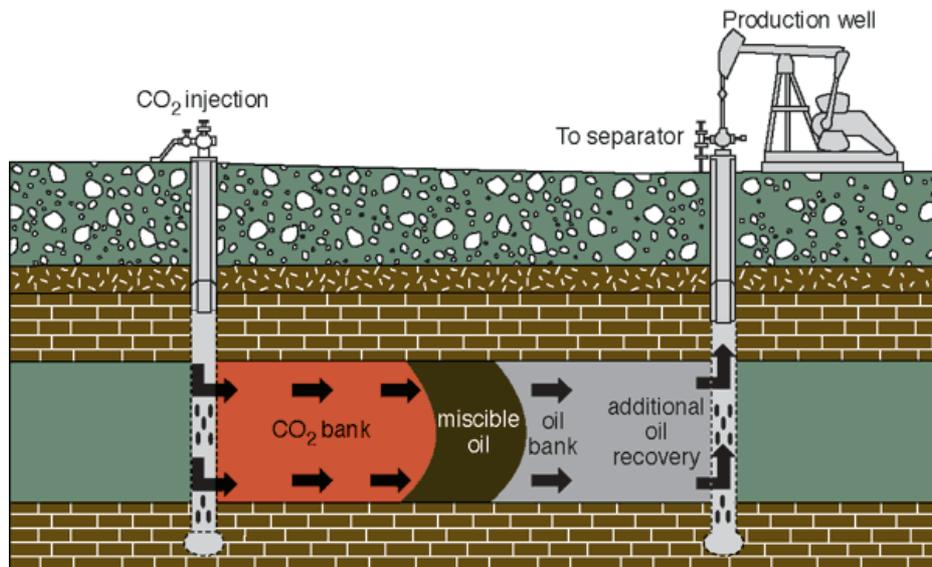


Fig. 12: Comportamiento del sistema en el proceso de Enhance Oil Recovery.

El comportamiento del sistema petróleo-CO₂ va a depender fuertemente de la temperatura, de la presión y de la composición del crudo. Según estas propiedades, el CO₂ que es inyectado en la roca almacén puede ser miscible o inmiscible con el petróleo. Si el CO₂ se mezcla con el crudo, reduce su viscosidad, a la vez que se incrementa la presión del reservorio. En caso de que sea inmiscible, se utilizaría para represarizar el sistema, empujando al crudo hacia los pozos de producción. Normalmente, mediante el EOR entre el 50% y el 67% del CO₂ inyectado vuelve con el petróleo producido, y es posteriormente reinyectado para minimizar los costes de operación (IPCC 2005).

Estas tecnologías de EOR tienen por objeto la reducción de la viscosidad del petróleo para aumentar la producción por bombeo, siendo el almacenamiento de CO₂ una consecuencia del proceso. Por lo que habitualmente no se pone especial interés en evitar que este escape a la atmósfera (Hurtado, 2009).

Una de las limitaciones más importantes de los reservorios de gas y petróleo como lugares de emplazamiento del CO₂, es la existencia de pozos sin sellar, o mal sellados, a través de los cuales pueden producirse fugas. Además su capacidad de almacenamiento puede verse

limitada por la necesidad de superar presiones que pueden fracturar la roca almacén. Por otro lado, no en todos los países es posible contar con depósitos de hidrocarburos (IPCC 2005).

➤ **Formaciones permeables profundas**

Se trata de rocas sedimentarias profundas saturadas con salmueras o aguas de formación con altas concentraciones de sales disueltas. A pesar de tener grandes cantidades de agua, esta no es apta ni para el uso humano, ni para la agricultura.

En general, son consideradas como una opción muy viable para el almacenamiento de CO₂, ya que debida a su amplia extensión no resulta difícil encontrarlas próximas a las fuentes de emisión. Se estima que tengan una capacidad de almacenamiento de al menos 1000 GtCO₂, aunque algunos estudios sugieren que podría ser incluso de un orden de magnitud mayor. Además suelen encontrarse a profundidades adecuadas de entre 800 y 1000m.

Por su parte, la mayor limitación que presentan es su amplio desconocimiento, dado que habitualmente no se tienen datos ni sobre sus propiedades geológicas, ni sobre sus propiedades físicas. Además el hecho de que se encuentren a tan altas profundidades tampoco favorece su investigación, ya que los costes asociados a su estudio pueden llegar a ser muy elevados. Esto da lugar a ciertas incertidumbres a la hora de estimar su capacidad.

Por otro lado, algunas de las zonas susceptibles de almacenar CO₂, cuentan con un alto potencial geotérmico, por lo que no estarían disponibles para el almacenamiento. A pesar de que se ha sugerido que la combinación entre almacenamiento geológico y energía geotérmica podría ser factible, las áreas con buen potencial geotérmico son habitualmente menos favorables para el almacenamiento, ya que presentan un mayor grado de fallas y fracturas, y el incremento de temperatura con la profundidad es mucho más agudo (IPCC. 2005).

➤ **Capas de carbón**

Estas formaciones, presentan una serie de microporos que suelen estar ocupados por gases como el metano, así como vetas que le imparten una mayor permeabilidad al sistema.

Cuando el CO₂ es inyectado en las capas de carbón, es adsorbido por la matriz de poros liberando el metano que previamente se encontraba en ella. Esto se produce principalmente por el hecho de que el carbón posee una mayor afinidad hacia el CO₂. La utilización de dióxido de carbono para obtener CH₄ recibe el nombre de producción mejorada de metano o Enhanced Coalbed Methane Production (ECBM). De este modo, la cantidad de CH₄ recuperado puede incrementarse hasta casi un 90%, frente al 50% que se obtiene con los métodos habituales, reduciendo los costes del proceso global de almacenamiento.

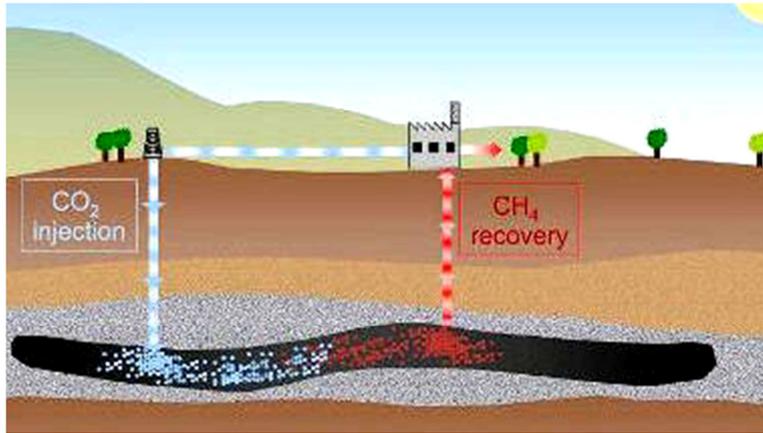


Fig. 13: Esquema gráfico del almacenamiento de CO₂ en capas de carbón con recuperación de metano

A la hora de seleccionar un lugar de emplazamiento, la permeabilidad del carbón va a ser una condición determinante, ya que habitualmente presentan permeabilidades muy bajas, especialmente a medida que aumenta la profundidad. Por esta razón la mayoría de los pozos productores de CBM se encuentran a profundidades menores de los 1000m. En este tipo de depósitos el CO₂ se almacena en forma gaseosa, y no supercrítica.

Otro gran inconveniente es que una vez que el CO₂ ha sido almacenado, el yacimiento de carbón ya no puede ser explotado. Esto reduce el espacio disponible de almacenamiento sólo a los yacimientos en los que no resulte económicamente rentable su explotación. Se estima que la capacidad de retención de CO₂ de estas formaciones se sitúa en rangos estimados de entre 3Gt y más de 200 GtCO₂.

➤ Otros medios o estructuras que incluyen basaltos, esquistos, domos salinos y minas abandonadas, podrían localmente suponer una opción para el almacenamiento de CO₂, aunque aún se encuentran en proceso de estudio (IPCC 2005).

En España las mayores posibilidades para el Almacenamiento Geológico de CO₂ se centran, por su gran extensión, en las Formaciones Permeables Profundas ricas en salmuera que constituyen las cuencas sedimentarias del país. Esto se debe principalmente a la escasez de depósitos agotados de petróleo o gas existentes, y a que la opción de almacenamiento en capas de carbón, aunque puede ser localmente interesante en las cuencas carboníferas, a escala nacional no representan un capacidad de almacenamiento relevante (Hurtado, 2009).

3.4. Mecanismos de atrapamiento

La efectividad del almacenamiento geológico va a depender de una combinación de mecanismos de atrapamiento tanto físicos (atrapamiento estratigráfico o estructural, e hidrodinámico) como geoquímicos (atrapamiento por solubilidad, residual, mineral o por adsorción) que van a ser los responsables de que el CO₂ permanezca en el reservorio. El tipo de roca, el comportamiento del CO₂ en el subsuelo y el tiempo que permanezca en el mismo, determinarán, en cada caso, los mecanismos de atrapamiento dominantes en cada momento.

Cuando el CO₂ es inyectado en la roca almacén, penetra dentro de los espacio de poro y de las fracturas que posee, pudiendo desplazar el fluido in situ, disolverse o mezclarse con él, reaccionar con los granos minerales o sufrir una combinación de todos ellos. Estos procesos constituyen el denominado atrapamiento geoquímico. Sin embargo el CO₂ puede verse afectado también por una serie de atrapamientos físicos.

Estos últimos, van a ser la principal forma de retención en las etapas iniciales del almacenamiento. A medida que transcurre el tiempo una mayor cantidad de CO₂ será retenido en los poros de manera residual o se irá disolviendo en el agua de formación. Finalmente, puede tener lugar el atrapamiento mineral.

Por lo tanto, según aumenta el tiempo de residencia del CO₂ dentro de la roca almacén, la probabilidad de que puedan producirse fugas disminuye, aumentando la seguridad del sistema. La Fig. 14 muestra como varía la seguridad del almacenamiento, en función de los mecanismos de atrapamiento predominantes (IPCC 2005).

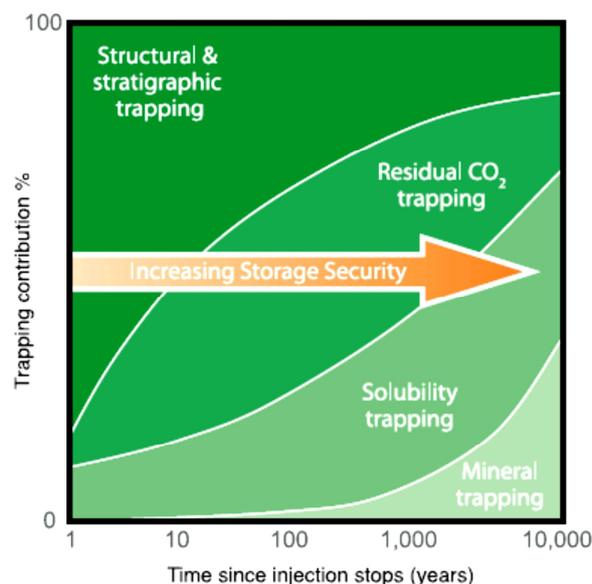


Fig. 14: Evolución de la seguridad en función de los mecanismos de atrapamiento predominantes a lo largo del tiempo (IPCC 2005).

- **Atrapamiento físico:** estratigráfico, estructural e hidrodinámico.

El atrapamiento estratigráfico o estructural se produce cuando el CO₂ inyectado es retenido en la roca almacén por la existencia de una formación sello superior de menor permeabilidad, o por un contraste de permeabilidades dentro de la propia roca que actúa como reservorio. Dentro de las trampas estructurales se encuentran aquellas formadas por rocas plegadas o fracturadas, así como fallas que pueden actuar como barrera (bloques de falla desplazados). Las estratigráficas, por su parte, están formadas por cambios en las propiedades de la roca almacén (cambios laterales de facies o por acuñaamiento sedimentológico) debido a variaciones en el escenario en el que fueron depositadas.

En cuanto al atrapamiento hidrodinámico, suele producirse en acuíferos abiertos donde los fluidos migran a velocidades muy lentas a lo largo de grandes distancias. Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema.

- **Atrapamiento geoquímico:** por solubilidad, residual, mineral o por adsorción.

El dióxido de carbono puede experimentar una secuencia de interacciones geoquímicas con la roca almacén, con la que actúa como sello o con el agua de formación.

En el atrapamiento por solubilidad, el CO₂ se disuelve en el agua de formación, de manera que deja de existir como fase libre, desaparecen las fuerzas de flotabilidad y el CO₂ es arrastrado hacia niveles inferiores del almacén (mezcla de CO₂+agua más pesada que el agua). La solubilidad del CO₂ en el agua disminuye a medida que la temperatura y la salinidad van siendo mayores, y aumenta con el incremento de la presión.

Parte del CO₂ puede además quedar retenido en los poros de la roca mediante fuerzas de adherencia capilar, lo que recibe el nombre de atrapamiento residual. Con el tiempo el CO₂ residual puede también irse disolviendo.

Otro mecanismo de retención es la mineralización. Consiste en la precipitación de minerales carbonatados, a través de una serie de reacciones entre el dióxido de carbono y las especies minerales presentes en la roca almacén o en el agua de formación. Primeramente, el CO₂ es disuelto en agua; posteriormente se produce bicarbonato y finalmente precipita como carbonatos. Es un proceso lento que requiere de largos periodos de tiempo.

De igual modo otra forma de atrapamiento mineral se produce cuando el CO₂ es adsorbido en carbones o pizarras ricas en materia orgánica (atrapamiento por adsorción). En este caso, la mayor afinidad del dióxido de carbono con los carbones o materiales orgánicos, va a dar lugar a un desplazamiento del gas que inicialmente ocupaba sus poros (IPCC 2005).

3.5. Riesgos y percepción pública

3.5.1. Riesgos

El almacenamiento geológico de CO₂ no es un proceso exento de riesgos, sino que presenta un nivel de riesgo muy similar al presentado en explotaciones de yacimientos de gas o de petróleo. En este caso, la preocupación principal reside en la posibilidad de que se produzcan fugas, y en los posibles riesgos ambientales, o para la salud y la seguridad humana que entrañarían.

La gestión de la seguridad y del riesgo a largo plazo relacionada con el Almacenamiento Geológico de CO₂, debe de considerarse como parte de un proceso continuo e iterativo durante todo el ciclo de vida del proyecto. Debe además basarse en metodologías adecuadas que permitan identificar, evaluar y gestionar los riesgos e incertidumbres en cada una de las fases asociadas al proyecto y que comprenden:

- Identificación y selección inicial de formaciones geológicas
- Caracterización de las mismas
- Desarrollo del proyecto
- Periodo operacional
- Operaciones posteriores al cierre en la fase previa de transferencia del control de la instalación
- Transferencia de responsabilidades.

Ya desde la primera fase surge la necesidad de incorporar la gestión del riesgo, que constituye una herramienta generalmente aceptada para la toma de decisiones y el control de los riesgos, que permita establecer la importancia de los riesgos estimados, comparar los costos de reducir esos riesgos con los beneficios obtenidos y llevar a cabo procesos políticos e institucionales para reducirlos.

La gestión de riesgos obliga a abordar la necesidad de estimar dos aspectos: la probabilidad de la incertidumbre (probabilidad) y el efecto que podría producir la materialización del hecho (impacto). La evaluación del impacto puede ser desarrollado en un marco sin ambigüedades. Esto no es así en la evaluación de la probabilidad, que constituye un problema de mayor complejidad.

La probabilidad hace referencia al hecho de que el riesgo es algo que todavía no ha sucedido y que puede o no ocurrir. El impacto se refiere a lo que sucedería si dicho riesgo se llegara a materializar, ya que los riesgos se definen en términos de su efecto sobre los objetos.

La credibilidad y el valor del proceso de estimación del riesgo se fundamentan en una cuidadosa recogida y selección de datos, así como en un acertado tratamiento de los mismos, lo que requiere tiempo y herramientas adecuadas.

La evaluación del impacto es una actividad que requiere de la definición del escenario tras la materialización del riesgo y, posteriormente, la estimación del posible efecto en cada objetivo inicialmente definido.

Por su parte para la estimación de la probabilidad resulta necesario el desarrollo de métodos y herramientas que asistan en la necesidad de abordar situaciones complejas. Esto es así, porque incluso en sistemas en que intervienen pocas variables y se comprende bien la forma en que éstas se comportan ante cambios individuales en las mismas, resulta complicado predecir su comportamiento ante factores externos que afectan de forma conjunta a varios parámetros. La dificultad es tanto mayor conforme aumenta la complejidad intrínseca de los sistemas.

Uno de los factores fundamentales en toda modelización es el hecho de la existencia de información de tipo incierto y/o impreciso, y por lo tanto de incertidumbre. Esta incertidumbre puede introducirse a través de tres tipos de fuentes; deficiencias en la información, en las características del mundo real o en el modelo propiamente dicho. Esta incertidumbre no es posible eliminarla por completo.

Para el caso específico del almacenamiento geológico de CO₂, se dispone de métodos de evaluación cuantitativa del riesgo que son directamente aplicables y de herramientas que a han sido utilizadas en otros procesos industriales. Al basarse las estimaciones de las probabilidades y de las consecuencias directamente en la experiencia, la confianza en la evaluación de estos riesgos resulta ser alta, aunque normalmente, no libre de sesgo.

En el almacenamiento existen riesgos a largo plazo asociados bien con la fuga de CO₂ desde el almacenamiento o bien a movimientos inducidos por este.

En el hipotético caso de que la liberación de dióxido de carbono se llegara a producir, sus efectos podrían ser o bien de carácter local o de carácter global.

Los efectos globales, se producen por una liberación continuada de CO₂, y podrían contribuir, en ocasiones de forma muy significativa, al cambio climático. La filtración se produciría en estos casos de forma gradual y difusa a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas (IPCC 2005). Los peligros afectan principalmente a acuíferos de agua potable y ecosistemas en los que el CO₂ se acumula en la zona situada entre la superficie y la parte superior de la capa freática (Hurtado, 2009).

Los efectos locales por su parte, son fuertemente dependientes de la distribución espacio temporal de los flujos de CO₂ y de sus concentraciones. Son aquellos que entrañan riesgos para los seres humanos o los ecosistemas, de manera más inmediata. Pueden producirse por fallos en los pozos de inyección o por fugas ascendentes en pozos abandonados. También por fugas a través de fallas o fracturas. La cantidad total de CO₂ liberado suele ser muy baja en comparación con la cantidad total inyectada (Hurtado, 2009). Este tipo de fugas pueden afectar directamente a los seres humanos, contaminar acuíferos de agua potable (bien por fugas directas de CO₂ o por la salmuera desplazada durante la inyección), o dañar ecosistemas. Puede darse también acidificación de suelos, así como un desplazamiento del oxígeno presente en ellos.

Estos efectos locales entrañan riesgos mayores en almacenamientos "onshore", y sus consecuencias están fuertemente condicionadas por factores como la dirección del viento o la orografía del terreno.

Con el fin de evitar las liberaciones de CO₂ a la atmósfera, se han desarrollado una serie de modelos que ayudan a prever de forma anticipada el comportamiento del CO₂, así como redes de monitorización que permiten detectar con prontitud las posibles fugas.

Dado que el almacenamiento de CO₂ es un área relativamente reciente en investigación, no existe un método bien establecido para este propósito. Las metodologías se basan esencialmente en el estudio de la capacidad del almacén para retener el CO₂ a través del tiempo, y por lo tanto, intentan determinar el comportamiento a largo plazo del CO₂.

Las metodologías utilizadas en el análisis de riesgos se clasifican generalmente en dos grandes grupos: cualitativas y cuantitativas. La primera no proporciona resultados concretos o numéricos mientras que las segundas se utilizan en los sistemas bien conocidos, donde el nivel de incertidumbre es relativamente bajo y si aportan resultados numéricos.

Entre los métodos cuantitativos destacan la evaluación determinista y la evaluación de riesgos probabilistas.

En la evaluación determinista no se pueden tratar las incertidumbres, pero resultan útiles para determinar las tendencias y poder aprender el comportamiento del sistema debido a que varía los parámetros de manera individual.

La evaluación de riesgos probabilista, proporciona una distribución de probabilidad de riesgo asociada a la incertidumbre en todos o algunos de los valores de los parámetros.

Un aspecto importante en la evaluación de riesgos a largo plazo en un almacenamiento geológico de CO₂ es la identificación de escenarios posible de evolución del sistema. Esta necesidad surge del hecho de que es virtualmente imposible predecir con exactitud la evolución del sistema a lo largo del tiempo. Estos escenarios van a definir el contexto, en términos amplios, en el que se deben realizar las etapas de modelización y de análisis y consecuencias ya que, para poder cuantificar los posibles impactos y riesgos asociados con el almacenamiento, se debe evaluar su posible comportamiento a largo plazo en el medio geológico así como definir las posibles vías y mecanismos de migración, que dependerán siempre del escenario considerado. Además los escenarios constituyen los puntos de partida para la selección y desarrollo de modelos físico-matemático (Hurtado, Eguilior, & Recreo, 2013).

En general, la localización de un emplazamiento seguro, capaz de secuestrar el CO₂ durante largos periodos de tiempo y con un riesgo mínimo es esencial para ganar la aceptación pública de la aplicación de esta tecnología.

3.5.2. Percepción pública

Los riesgos señalados anteriormente derivados de una posible liberación de CO₂, junto con el desconocimiento que según diferentes estudios muestra la sociedad ante esta opción de mitigación, propicia que la opinión general hacia el método de captación y almacenamiento geológico, no sea muy positiva.

Se ha observado que entre los diferentes métodos aplicables en la lucha contra el cambio climático, la CAC suele considerarse una opción menos favorable que otras como pueden ser las energías renovables o la eficiencia energética. Sin embargo si se compara con el uso de la energía nuclear, el almacenamiento geológico de CO₂ encuentra un número de apoyos bastante más significativo.

En general la aceptación que suele hacerse de la CAC, tiende a ser de un carácter algo reactivo, y en ocasiones está considerada más que como una opción directa de mitigación en la que se evita la emisión a la atmosfera de grandes volúmenes de dióxido de carbono, como una necesidad derivada del fallo o la insuficiencia de otras medidas de mitigación destinadas a disminuir dichas emisiones.

Por otra parte, y según algunos de los estudios realizados, en algunos sectores de la población que acepta esta opción de mitigación contra el cambio climático, existen todavía ciertas reticencias ante la posibilidad de que el almacenamiento se realice próximo a su zona de trabajo o residencia.

3.6. GEOQUÍMICA DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Como se ha comentado anteriormente la geoquímica va a ser un factor clave a la hora de determinar la viabilidad del almacenamiento, y va a tener una fuerte influencia en la respuesta física de las formaciones.

La introducción de una sustancia relativamente reactiva como es el CO₂ en el subsuelo, puede dar lugar a desequilibrios químicos y a la iniciación de reacciones químicas varias (Rochelle, 2004).

En general, el dióxido de carbono puede afectar a las propiedades químicas y físicas de los pozos, del propio reservorio y sus alrededores, reaccionar con el agua de salmuera presente en las distintas formaciones o modificar ciertas propiedades de la roca sello (Gaus, Audigane, & André, 2008).

Algunas reacciones como la precipitación de CO₂ como carbonatos, pueden resultar beneficiosas y ayudar a la contención. Sin embargo gran parte de ellas alteran la porosidad y la permeabilidad del sistema dificultando la inyección del CO₂, o favoreciendo su liberación (Rochelle, 2004).

Durante los últimos años se han realizado numerosos estudios, numéricos o de laboratorio, con el fin de determinar cómo responden las distintas formaciones implicadas en el almacenamiento, ante la inyección de CO₂. También se han llevado a cabo estudios en reservorios naturales, los cuales ofrecen un enfoque complementario, que evita en parte, los problemas temporales y de escala asociados con el laboratorio, así como los problemas de variabilidad de las propiedades geológicas en el modelado (Assayag, Matter, Ader, Goldberg, & Agrinier, 2009).

3.6.1. Interacciones del CO₂ con la formación de almacenamiento

Las formaciones geológicas profundas salobres presentes en cuencas sedimentarias se consideran una de las mejores opciones para el almacenamiento, ya no solo por su enorme capacidad para albergar CO₂, sino también por su alta reactividad y el potencial de carbonatación mineral que presentan (Assayag et al., 2009).

Aunque generalmente se supone que el CO₂ (g) puro es poco reactivo, al entrar en contacto con la fase acuosa del reservorio produce una acidificación del medio, aumentando su corrosividad.

Se han realizado multitud de estudios con salmueras saturadas en CO₂ bajo condiciones de presión y temperatura diferentes (Gaus et al., 2008). En muchos de estos estudios, se proponen dos posibilidades alternativas de inyección; una en la que se inyecta una solución enriquecida con CO₂, y otra en la que se realiza una inyección de CO₂ supercrítico puro (André, Audigane, Azarouzal, & Menjoz, 2007).

Se ha observado que en experimentos de laboratorio a temperaturas relativamente bajas, y periodos de tiempo más o menos cortos, aparte de algunos cambios químicos en la salmuera, y la disolución de carbonatos, no se producen otros procesos de disolución o precipitación importantes.

Por su parte, experimentos realizados a mayores temperaturas, muestran, además de la precipitación de carbonatos, una precipitación importante de silicatos. En este caso se concluye que parte de las interacciones geoquímicas podrían atribuirse al proceso conocido como desecación de la salmuera, que se produce por la disolución de H₂O en CO₂ supercrítico. Además, en algunos estudios se ha observado también la creación de una especie de pequeños "pits" en los testigos de caliza (Gaus et al., 2008).

En general se concluye que, cerca de la zona de inyección, donde el campo de flujo es más heterogéneo, el equilibrio geoquímico es fuertemente perturbado, debido a los patrones de disolución de carbonatos. Lejos de la zona de inyección donde el régimen del fluido es más uniforme, se da una alteración de la estructura del poro más homogénea (André et al., 2007).

A continuación se hace un repaso por algunas de las situaciones que dan lugar a estas conclusiones.

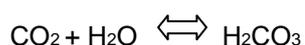
- **Inyección de agua saturada en CO₂:**

En esta primera hipótesis, se produce una inyección de agua saturada en CO₂, con el fin de testear el modelo geoquímico reactivo y observar el fenómeno de disolución de carbonatos.

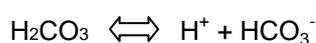
Para ver la respuesta del sistema ante la inyección de una disolución de CO₂, se toman los estudios llevados a cabo por André et al. (2007) en el Acuífero Dogger de la Cuenca de París. En ellos fueron inyectados en formaciones carbonatadas (85% de calcita, dolomía y siderita) de permeabilidad homogénea (10⁻¹³ m²), aproximadamente 0,30 millones de toneladas de CO₂ en disolución, con una tasa de 0,98 kg CO₂/s, a una presión de 200bar y una temperatura constante de 75°C. Durante el proceso de inyección se observa una precipitación como fases secundarias de caolinita, anhidrita, magnesita, dawsonita y calcedonia.

Además, y considerando que el medio se encuentra saturado en un agua de formación moderadamente salina, se tiene que la presión de CO₂ va a gobernar el equilibrio de la solución con la calcita y el pH del agua va a ser controlado por los equilibrios alcanzados con las rocas carbonatadas.

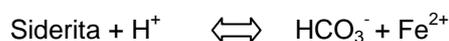
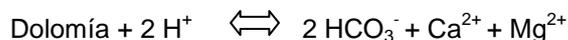
Al inyectar en el Dogger agua saturada en CO₂, realmente se está introduciendo una solución que contiene ácido carbónico.



Que se disocia como:



Esto da lugar a una reducción notable del pH hasta valores de 3,6 por la formación de iones bicarbonatos, que reaccionan con los minerales de la roca almacén, especialmente con los carbonatos.



Estas reacciones tienen como consecuencia un aumento de la porosidad que tras los 10 años que dura la inyección, alcanza un valor de un 90% en los 10m alrededor del pozo, debido principalmente a la disolución masiva de carbonatos. Esta disolución junto al incremento del pH, da lugar a una precipitación de siderita y calcita. A mayores distancias del pozo de inyección, se produce también precipitación de illita, mientras que la albita y los feldespatos potásicos continúan disolviéndose.

Al final del periodo de inyección la variación de la porosidad va a depender casi exclusivamente de la disolución de carbonatos, ya que presentan velocidades cinéticas de disolución de más de cinco órdenes de magnitud superiores a la de los feldespatos.

La alta reactividad de los carbonatos implica variaciones en la composición química del fluido. De este modo las concentraciones de calcio y magnesio son particularmente mayores en la zona situada entre 15 y 200 m del pozo de inyección. El valor de pH para la solución acuosa también varía en función de la distancia al pozo. Cerca del inyector (distancia menor a 10 m) el pH disminuye disolviendo todos los carbonatos, (valor de pH correspondiente al presentado por el agua inyectada, igual a 3,6). Entre los 15 y los 50m de distancia al inyector, debido principalmente a un incremento de pH junto con la disolución masiva de carbonatos previamente experimentada, tienen lugar distintas reacciones de precipitación. En los primeros metros precipitan siderita y calcita, mientras que a partir de los 20 y hasta los 1200m las reacciones predominantes son precipitación de illita, y disoluciones de albita y feldespato potásico. Por lo tanto en la zona entre los 10 y los 1200 m, los carbonatos están todavía presentes y el pH de la solución acuosa se controla mediante el equilibrio calco-carbónico con valores próximos a 4.7-4.8. En la zona del reservorio donde la distancia al pozo es mayor de 1200 m, se dan menos reacciones químicas y el pH de la solución puede alcanzar el valor de 7,00 después de un período de inyección de 10 años (André et al., 2007).

Esta simulación de la hipotética inyección de una solución saturada en CO₂ en un depósito de carbonatos, demuestra que daña irreversiblemente la estructura del depósito.

Inyección de CO₂ supercrítico:

El segundo escenario considerado es la inyección de CO₂ en estado supercrítico. Se trata de una situación más próxima a la realidad ya que es la metodología que habitualmente se sigue en el secuestro geológico de este gas (André et al., 2007). El dióxido de carbono que va a ser

inyectado es sometido a un proceso de secado previo, con el fin de reducir su capacidad de corrosión, y en ambientes fríos disminuir la posibilidad de que se formen hidratos de CO₂.

De este modo el CO₂ es inyectado en la roca almacén, comportándose hidrodinámicamente como un pistón que desplaza toda la salmuera presente en las proximidades del pozo. Solo una pequeña fracción de esta, va a quedar retenida por capilaridad, lo que se conoce como agua residual.

Una vez inyectado el CO₂, una de las primeras reacciones que tiene lugar, es su disolución en el agua de formación. El dióxido de carbono puede disolverse produciendo CO₂ acuoso, ácido carbónico o bicarbonato. Según ciertos estudios el 99% de la disolución se produce como CO₂ acuoso. Por su parte las reacciones que incluyen la generación de protones van a depender en gran medida de la habilidad del sistema para amortiguar el pH.

La velocidad con la que se produce la reacción de disolución, así como la capacidad del CO₂ para disolverse va a depender de las condiciones de presión y temperatura del sistema por lo que va a ser específica de cada emplazamiento. De este modo en general, la solubilidad del CO₂ desciende con el aumento de temperatura y aumenta al aumentar la presión. Sin embargo en depósitos de EOR, se ha demostrado que a temperaturas superiores a los 100°C la solubilidad aumenta con el incremento de la temperatura.

Además la solubilidad del CO₂ (g) decrece con el aumento de la fuerza iónica, por lo que cuanto mayor sea la salinidad de la salmuera, menor será la cantidad de CO₂ disuelto en ella. También descenderá su solubilidad con la acidificación del medio (descenso del pH).

Una vez que el CO₂ se encuentra disuelto en agua, los principales mecanismos para su transporte serían la difusión y la dispersión (Rochelle, 2004).

Tras la reacción inicial de disolución del CO₂ en agua, tiene lugar un proceso que recibe el nombre de desecación. Como se ha visto anteriormente, el CO₂ empuja al agua de formación fuera de la zona de inyección, quedando retenida solo una pequeña fracción de ésta en forma de agua residual (permanece en los poros por capilaridad). Esta agua residual se disuelve a su vez en el CO₂ supercrítico, produciéndose un secado completo de la región, que da lugar a la precipitación de sales, lo que contribuye a modificaciones de la porosidad.

A continuación se expone el proceso de desecación a dos escalas diferentes. En la primera de ellas se establece la zonificación de las proximidades del pozo de inyección en función a su contenido en salmuera y/o CO₂. En la segunda, se establece la evolución en el tiempo del proceso de desecación.

- Zonificación del área de inyección:

En general el comportamiento del conjunto sometido a la inyección de CO₂ vendría dado por el siguiente esquema:

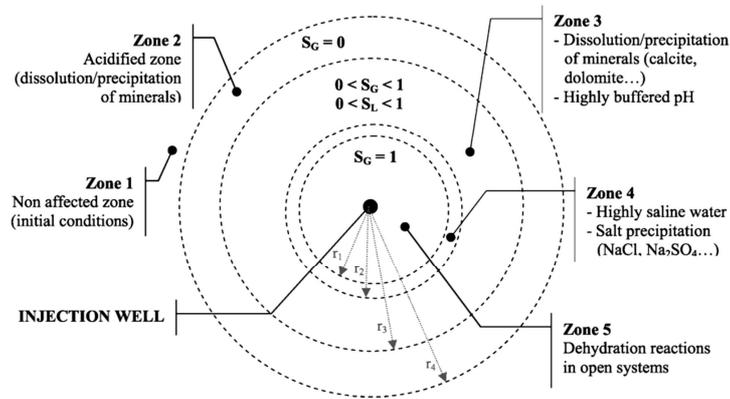


Fig. 15: Diagrama conceptual de las zonas reactivas alrededor del pozo de inyección como resultado de un sistema de modelización acoplada. Los diferentes radios (r_1, r_2, r_3, r_4) en el diagrama van a depender tanto de la tasa de flujo de inyección de CO₂, como de las propiedades de la roca (André et al., 2007).

En un principio, después de la inyección, el CO₂ se disuelve en el agua de formación presente en el reservorio y cambia su composición química (zona 2).

De este modo, el pH de la solución acuosa disminuye, obteniéndose valores más o menos bajos en función de la capacidad del sistema de amortiguar las variaciones de pH mediante la disolución de carbonatos de la roca huésped. Esta disolución, puede mejorar el índice de inyectividad del pozo (Gaus et al., 2008).

Simultáneamente con la fase de acidificación, se produce la conocida como fase de desecación. En esta última, la burbuja de CO₂ (gas) que se forma alrededor del pozo de inyección, desplaza a la salmuera lejos de esta área. Así, la zona queda libre de agua, a excepción de la residual retenida por capilaridad (André et al., 2007). Dentro de la burbuja, donde el sistema acuífero está saturado con la fase de CO₂ supercrítico, el medio sufre una desecación debido a la disolución del agua residual en el CO₂.

Como consecuencia, el sector o zona 2, en un principio cerca del pozo de inyección, se desplaza más lejos dentro del nivel de inyección. La zona de desecación que se ha formado alrededor del pozo inyector (zona 5), constituye un sitio favorable para las interacciones entre el gas y los minerales de la roca.

Entre la zona 5 y la 2, se pueden distinguir otros dos sectores. Uno de ellos es la zona 4 (de las dos, la más próxima al pozo de inyección), la cual presenta saturaciones de agua muy bajas. La salmuera atrapada en los microporos se disuelve a través del flujo continuo de CO₂ seco, lo que conduce a la precipitación de ciertos minerales secundarios (tales como sales disueltas).

Esto puede inducir a una disminución de la porosidad y por consiguiente de la injectividad (Gaus et al., 2008).

La otra es la zona 3, en la que tanto la fase acuosa como el CO₂ supercrítico están presentes. La ubicación, la anchura y el perfil de saturación a través de esta zona son controlados por la velocidad de inyección, la permeabilidad de la formación, y el modelo de permeabilidad relativa (André et al., 2007). En esta zona y debido al equilibrio químico entre las dos fases, el agua es acidificada por las interacciones agua-mineral. La disolución de minerales constituye el proceso más importante en ella pero, dependiendo de las condiciones del yacimiento (T, P), la precipitación de minerales secundarios no está excluida.

Más allá de este sector, se sitúa la zona 2, que ha sido desplazada desde las inmediaciones del pozo de inyección, y tras ella la formación rellena su porosidad con la solución acuosa inicial (zona1). Esta última apenas se ve afectada por la inyección, ya que el agua de formación conserva sus condiciones iniciales (Gaus et al., 2008).

- Evolución temporal del proceso de desecación:

Para entender mejor cómo funciona la fase de desecación, se expone el ensayo realizado por André et al. (2007), en un punto situado a 1m del pozo de inyección, sobre el cual se realiza un estudio exhaustivo de la introducción del CO₂ supercrítico en el Dogger de París. Dicho CO₂ se inyecta en el reservorio a una velocidad de aproximadamente 1kg por segundo, a una temperatura de unos 75°C durante un periodo de 10 años.

Se han identificado principalmente tres fases que se suceden en el tiempo:

- **Fase 1:** En ella el sistema pasa de estar totalmente saturado por la solución acuosa inicial de la formación (connata) a ser parcialmente invadida por el CO₂ supercrítico. El pH desciende de forma instantánea hasta un valor de 3,6, así como los índices de saturación de determinados minerales: la solución pasa a estar subsaturada en carbonatos y alumino-silicatos, creándose condiciones para la disolución de los minerales de la roca de la formación. Se produce por lo tanto un aumento de la porosidad que favorecerá la entrada de CO₂.

- **Fase 2:** En esta fase la saturación en agua es mayor a la saturación residual inicial propia de la formación almacén. La solución acuosa y el CO₂ supercrítico están presentes en el sistema. El CO₂ sustituye gradualmente a la solución acuosa, por desplazamiento.

El pH de la solución acuosa no evoluciona de manera significativa, ya que sólo se controla mediante presión del CO₂. La fuerza iónica del agua y los índices de saturación mineral permanecen constantes.

- **Fase 3:** En ella, el sistema comienza a saturarse en CO₂, y el agua todavía presente en el sistema se corresponde con agua residual inmóvil que ha quedado atrapada por capilaridad. En este caso el CO₂ no puede eliminarla por desplazamiento, pero debido a las altas presiones y al flujo continuo de CO₂ seco, se genera un proceso de evaporación por disolución (el agua se disuelve en el dióxido de carbono). El agua atrapada en el espacio de poro es así

progresivamente eliminada incrementando la concentración de solutos en la fase acuosa remanente. El pH y la fuerza iónica aumentan rápidamente (pH hasta 5,5) y es probable que se produzca precipitación de carbonatos (en el caso del acuífero del Dogger de la Cuenca de París, precipitación de dolomía, anhidrita y en menor proporción calcita) y de otros minerales como sales (halita), hasta la desaparición total de la fase acuosa del sistema. Después de esta fase, el CO₂ supercrítico rellena todos los espacios de poro (André et al., 2007) y la reactividad de la fase acuosa cesa completamente.

Reacciones entre el CO₂ y los minerales de la formación de almacenamiento

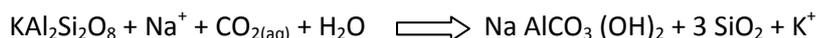
Para poder llevar a cabo el almacenamiento de cantidades industriales de CO₂ de manera eficaz, es necesario que la formación almacén, presente una buena permeabilidad así como altas porosidades. Como consecuencia, y como ya se había comentado con anterioridad, algunas de las formaciones de almacenamiento más propensas serán, o carbonatos o formaciones de arenisca. La respuesta química, y la velocidad de reacción en cada una de ellas van a ser distintas debido a sus diferentes composiciones mineralógicas. Esto es especialmente importante en términos de disolución o precipitación mineral, y en términos de amortiguación del pH (Rochelle, 2004).

A continuación se exponen una serie de reacciones que podrían inmovilizar CO₂ y en las que se ven involucrados tanto minerales silicatados (caso de las 3 primeras) como carbonatos.

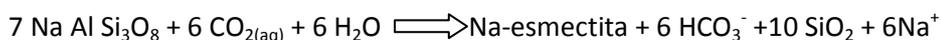
En feldespatos cálcicos, la captura en fase mineral podría ser como calcita:



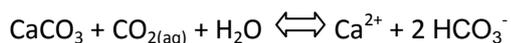
Para el feldespato potásico en soluciones salinas se ha postulado la precipitación de un carbonato diferente, la dawsonita:



Sin embargo, otras reacciones con minerales silicatados pueden atrapar CO₂ como especies disueltas tales como bicarbonato, HCO₃⁻:



Se trata de una forma de atrapamiento similar a la producida por disolución de las formaciones carbonatadas:



Observaciones en experimentos de laboratorio

Existe un gran número de estudios experimentales destinados al examen de las consecuencias de la inyección de CO₂ en una roca almacén. Se han realizado tanto en areniscas como en rocas carbonatadas y la mayoría de ellos guardan conexión con la mejora en la recuperación de petróleo.

De este modo, de los distintos ensayos desarrollados en areniscas y recogidos todos ellos en Rochelle et al. (2004), se han obtenido resultados tales como:

- El estudio llevado a cabo por Gunter et al (1997) y Hitchon (1996) en areniscas a una temperatura de 105°C y a una presión de 90bar, reveló que tras la inyección de CO₂ no se habían formado minerales secundarios, ni cambios en los minerales primarios. Además se apreció un aumento de la alcalinidad del medio, lo que significa que las reacciones entre los minerales y el fluido fueron lentas.
- En otros experimentos como los realizados por Czernichowski-Lauriol et al (1996a), a 80°C y 200 bar, se utilizaron bloques de areniscas parcialmente sumergidos en una solución de NaCl (0.55 M), con el restante volumen saturado en CO₂ supercrítico. Los resultados mostraron una corrosión de los feldespatos de potasio, especialmente de aquellos que previamente, durante la diagénesis, habían sufrido disolución. Asociada a esta disolución se había producido una precipitación de silicatos de Na, K, Ca y Al. También se observó precipitación de calcita. Además se sugirió que las muestras ricas en cemento de anhidrita, podrían favorecer el atrapamiento mineral por neoformación de calcita secundaria. Finalmente se llegó a la conclusión de que la liberación de calcio puede llevar asociada la precipitación de calcita.
- Shiraki & Dunn (2000) realizaron experimentos con areniscas cementadas con anhidrita o dolomía, lavadas previamente con un agua de formación sintética saturada en CO₂, a una temperatura de 80° y una presión de 166bar. Se produjo la disolución de dolomita y de los feldespatos de potasio, con una precipitación posterior de caolinita. A pesar de las disoluciones, en estas muestras se observó una reducción de la porosidad por formación de caolinita en los poros.
- Bowker & Shuler (1991) llevaron a cabo experimentos en los que simulaban la inyección de CO₂ en muestras de areniscas cementadas con carbonatos. La permeabilidad de las areniscas permanecía estable incluso cuando tenía lugar la disolución del carbonato. Esto se debía principalmente a la migración de arcillas que actuaban disminuyendo la permeabilidad.
- Ross et al. (1985) analizaron el comportamiento de areniscas cementadas por calcita y dolomía así como el de calizas oolíticas a temperatura de 80°C y presiones entre los 70-170bar. En ellas la permeabilidad aumentaba en las zonas que presentaban Ca²⁺ en disolución. Observaron un posible frente de reacción dentro de los experimentos a escala de laboratorio, lo que significa que puede formarse rápidamente y en espacios pequeños. Aunque reflejaron la posibilidad de que la migración de pequeñas partículas pudiera reducir la inyectividad, no lo tuvieron en cuenta.

- Omole & Osoba (1983) realizaron ensayos en dolomías a 27°C y 70-170 bar con, CO₂ disuelto en una solución 0.1N de KCl. Observaron que en general el grado de permeabilidad aumentaba con los incrementos de la presión de CO₂ y las disoluciones, principalmente de carbonatos. En los bloques que presentaban gradientes de presión mayores, la permeabilidad descendía por reprecipitación de la fase carbonatada. Esto era debido a que el carbonato que había sufrido disolución en la zona de inyección, volvía a precipitar al enfrentarse a presiones menores a las registradas próximas al pozo de inyección.

De los resultados de las distintas simulaciones se obtiene que el estado geoquímico final va a depender de la cantidad de CO₂ que se inyecte. De este modo el máximo de CO₂ tomado por el agua de formación y por las reacciones minerales, se alcanzará cuando la presión parcial propia del dióxido de carbono se iguale a la de la formación (se desprecia la presión del vapor de agua).

En general se ha observado que las rocas siliciclásticas toman una cantidad notablemente mayor de CO₂, que la retenida en formaciones carbonatadas. Esta diferencia disminuye ligeramente al suponer una presión estable, y aún más cuando no se consideran las reacciones de solubilidad mineral. Incluso aunque la formación de areniscas se encontrara a mayores temperaturas y tuviera una mayor salinidad que la carbonatada, la cantidad de CO₂ almacenada en la primera seguiría siendo mayor. Esto se debe a que las areniscas son capaces de amortiguar mucho mejor el pH del sistema. De ahí que la mayoría de los estudios realizados hasta el momento se hayan llevado a cabo sobre ellas. (Rochelle et al., 2004)

Sin embargo en el desarrollo de este proyecto se ha optado por el estudio de rocas carbonatadas ya que en España resulta mucho más viable, tanto por cantidad como por la profundidad a la que se encuentran el almacenamiento en este tipo de formaciones.

3.6.2. Interacciones del CO₂ con la roca sello

Cuando se inyecta CO₂ supercrítico en el interior de una roca almacén, al ser menos denso que la fase acuosa presente en ella, tenderá a ascender, de forma que una fracción de este CO₂ va a quedar atrapada en la porosidad (atrapamiento capilar) y el resto alcanzará la roca sello (trampa estratigráfica) (Bildstein et al., 2010).

La introducción de una fase potencialmente reactiva, en contacto con la roca sello no expuesta previamente a estas condiciones, podría degradarla causando la migración del CO₂. De igual modo fisuras en la roca sello o en otras formaciones suprayacentes, ya sean de origen natural como por acciones antrópicas (sobrepresión por inyección del CO₂), podrían constituir una vía de escape, facilitando la liberación de CO₂.

A pesar de ser tan importante, existen pocos estudios en los que se considere la interacción CO₂-agua-roca para la roca sello, ya que habitualmente los intereses de la industria de hidrocarburos por maximizar su producción de petróleo conlleva el estudio únicamente de la roca almacén. La información sobre la roca sello ha sido mucho más limitada y generalmente siempre con fines de almacenamiento de residuos nucleares. Los pocos estudios llevados a

cabo para el almacenamiento de gas, suelen permanecer como confidenciales por las empresas que los han realizado (Rochelle, 2004).

Los resultados de las distintas modelizaciones, en las que si se ha estudiado la interacción entre CO₂ y roca sello, muestran que la inyección de dicho gas puede tener un efecto significativo, dando lugar a cambios en la porosidad por procesos de disolución y precipitación mineral. Sin embargo, el impacto está limitado a una zona que va de unos cuantos decímetros a algunos metros (los más próximos a la interfase entre la roca sello y el reservorio) (Bildstein et al., 2010).

Normalmente se entiende como roca sello una formación de baja o muy baja permeabilidad y, a veces, aunque no necesariamente con baja porosidad (<15%) (Fleury et al., 2011). Suele ser un material rico en arcillas, saturado en agua y con una presión de entrada de gas alta (Bildstein et al., 2010). Sin embargo, en ocasiones se han observado migraciones de CO₂ en capas algo permeables, que a escalas geológicas de tiempo no tienen impacto significativo, y que por lo tanto serían válidas para el almacenamiento (Fleury et al., 2011).

La migración del CO₂ hacia la roca sello puede producirse por:

- Difusión molecular del CO₂ disuelto en el agua intersticial.
- Flujo de CO₂ bifásico por avance capilar.
- Flujo de CO₂ a través de fracturas existentes.

Estos mecanismos pueden a su vez, verse afectados por procesos como:

- Alteración química de la mineralogía de la roca sello bajo la influencia de agua acidificada por disolución de CO₂.
- Re-apertura de fracturas pre-existentes o microfisuras inducidas por sobrepresión.
- Una combinación de las anteriores (alteración química del mineral de relleno de las fracturas) (Fleury et al., 2010).

De este modo, se tiene que, si la sobrepresión en la interfase entre el nivel de inyección y la roca sello supera la presión de entrada, el CO₂ supercrítico penetrará en dicha roca sello debido al gradiente de presión y a las fuerzas de flotación, desplazando la salmuera que se encontraba en ella.

Por otra parte, cualquier heterogeneidad en la roca sello, como pequeñas grietas o fracturas, pueden facilitar la migración de CO₂ al interior de la formación.

Además la disolución de la fase mineral que constituye el cemento de la roca sello (por ejemplo, carbonatos) puede abrir o cerrar la porosidad y afectar a la permeabilidad de la matriz, así como a las grietas y fracturas. El mismo efecto se puede conseguir mediante la alteración principal de las arcillas expansivas y la formación secundaria de arcillas no expansivas (Bildstein et al., 2010).

A la hora de analizar el potencial de retención de la roca sello, resultan interesantes tanto las variaciones de espesor que presenta, como los cambios laterales de facies. Esta información puede ser proporcionada por el registro de datos y la información sísmica y petrofísica.

La petrología y las propiedades petrofísicas, como son la permeabilidad (parámetro de mayor importancia a la hora de caracterizar la roca sello) y la presión capilar de entrada o su umbral (diferencia mínima de presión entre el agua y el gas necesaria para que el gas pueda penetrar en el medio poroso) resultan imprescindibles a la hora de establecer el impacto de la inyección de CO₂ sobre la formación que actúa como sello.

También la difusión molecular es importante, ya que a pesar de tratarse de un proceso de transporte relativamente lento comparado con el tiempo de inyección en un almacenamiento, la rápida migración del CO₂ hacia la base de la roca sello, provoca que a largo plazo deba ser evaluada (Fleury et al., 2010).

Al igual que sucedía en el caso del estudio de la roca almacén, se consideran distintos escenarios en los que se ha inyectado tanto CO₂ en disolución como en estado supercrítico, para observar las diferentes interacciones que tienen lugar en el sistema.

Inyección de CO₂ supercrítico:

A pesar de que el CO₂ al ser inyectado en estado supercrítico puede absorber algo de agua de la formación almacén, habitualmente se comporta como una “chimenea” de CO₂ seco, rodeada por un halo de un dióxido de carbono cada vez más hidratado, hasta llegar a ser el agua de la formación enriquecida en CO₂. Esto puede tener consecuencias importantes, ya que si el potencial químico del agua en el CO₂ seco, es lo suficientemente bajo, puede iniciarse, una pérdida de agua de la roca sello por disolución en el CO₂ inyectado (proceso de desecación, ya citado anteriormente al hablar de la roca almacén). Como ya se ha expuesto, la roca sello suele poseer grandes cantidades de arcillas. En ellas el proceso de deshidratación, puede generar grietas de retracción o pequeñas fracturas que permitan la penetración del CO₂ en la roca sello de una forma más sencilla.

Un buen ejemplo para observar que sucede cuando entran en contacto el CO₂ y la roca sello, es el estudio realizado por Bildstein et al. (2010) en la cuenca de San Martin de Bossenay en París, en el que fue inyectado CO₂ supercrítico bajo condiciones de presión y temperatura de 63°C y 145 bar. Fueron considerados los siguientes escenarios:

- **Escenario 1 difusivo / advectivo:** la sobrepresión del CO₂ supercrítico en la parte superior del nivel de almacenamiento es menor que la presión capilar de entrada en la roca sello. Como consecuencia, el dióxido de carbono (CO₂(g)) no puede penetrar en ella. Sin embargo el CO₂ disuelto en el agua de formación, CO₂(aq), puede hacerlo por difusión, provocando la alteración geoquímica de la roca sello. En este primer escenario se ensayaron a su vez tres casos diferentes:

Caso 1a: difusión pura, composición de agua diferente para reservorio y roca sello:

Suponiendo que la base de la formación sello, está en contacto permanentemente con el agua del reservorio, se tiene que una vez disuelto, el CO₂ es transportado por difusión molecular dentro de la roca sello. El agua acidificada penetra en ella a una distancia que aumenta con el valor del coeficiente de difusión. En general, e independientemente de las porosidades y los coeficientes de difusión utilizados, se observa un primer incremento de porosidad (hasta el 2,2%) en de los primeros decímetros de la roca, seguido por una ligera disminución de aproximadamente 0,2% entre el metro y los 3m.

Si el contraste entre el agua inicial de la roca sello y la original del reservorio es significativo, las diferencias no llegan a ser completamente equilibradas por la difusión.

Caso 1b: difusión pura, misma composición del agua en depósito y roca sello.

Primeramente se ha considerado un efecto de la acidificación limitado y una cierta capacidad de amortiguación a corto plazo debido a diferentes reacciones minerales (pH = 4,6), esencialmente entre carbonatos o sulfatos, con la pluma de CO₂ o con la solución durante el periodo de migración de la pluma. Para el segundo caso, se considera que la acidificación es máxima (pH = 3,36, en equilibrio únicamente con el CO₂ supercrítico) con el fin de comprobar la seguridad del sistema bajo las condiciones más adversas. Este escenario corresponde a un caso hipotético en el que los minerales del depósito no amortiguan el pH.

En el ensayo con pH = 4.6, la alteración de la roca sello es bastante significativa, con una disminución de la porosidad en la interfase entre el depósito y la roca sello de hasta un 8% en el primer centímetro, descendiendo en zonas posteriores entre un 1 y un 2%.

Los cálculos sobre el escenario con pH = 3.36, muestran una gran alteración que aumenta la porosidad inicial de un 15% a un valor medio del 85% en los primeros centímetros. Un segundo frente de aumento de la porosidad (hasta del 60%) alcanza los 50 centímetros en la roca sello.

En general, en el caso difusivo, la alteración de la roca sello puede ser significativa y el impacto sobre la porosidad va a depender en gran medida de la composición del agua y, del pH de la solución acuosa. En el caso de agua agresiva con pH bajo, todos los minerales primarios son fuertemente desestabilizados directamente en la interfase entre el depósito y la roca sello.

Caso 1c: difusión/advección lenta, misma composición inicial del agua en el depósito y la roca sello

En este escenario se integra el efecto de una sobrepresión en el depósito que puede resultar de la propia inyección o de las condiciones hidrogeológicas regionales. La sobrepresión se mantiene lo suficientemente baja como para impedir un avance capilar del CO₂ supercrítico, por lo que sólo el CO₂ disuelto puede migrar por advección en la roca sello.

Se reproducen las condiciones difusivas del caso 1b (pH = 4,6), integrando además la advección lenta. Las vías de reacción obtenidas para este caso son idénticas a las anteriores, con frentes de reacción que progresan ligeramente más rápido que en el caso difusivo. Sin embargo, la

progresión de los frentes sigue estando limitada a los primeros decímetros de la roca sello. El incremento de la porosidad alcanza valores máximos de aproximadamente un 30%.

– **Escenario 2, difusivo/advectivo en fracturas discretas:** el CO₂ en estado supercrítico no entra directamente en la matriz de la roca, sino que penetra en la roca sello a través de una red de fracturas rellenas de calcita (de unos 5mm) con una permeabilidad 10⁴ veces mayor a la del resto de la formación. En este caso sólo se considera el CO₂ disuelto.

Los resultados de la simulación muestran un frente de degradación de la matriz, lejos de la fractura, similar al observado en casos anteriores. Sin embargo la degradación en las proximidades de dicha fractura es mucho mayor, y va a depender de su geometría (apertura), la permeabilidad inicial, y el llenado con gas inicial de la propia fractura.

– **Escenario 3 Roca sello no saturada: interacciones geoquímicas con SC-CO₂:** la sobrepresión del CO₂ en la parte superior del depósito es mayor que la presión de entrada capilar en la roca sello. El CO₂ se introduce en la formación, bien mediante la superación de la presión capilar de entrada o a través de una heterogeneidad.

En este caso la migración del CO₂ supercrítico está controlada por la permeabilidad eficaz de la formación que actúa como sello. Este escenario es altamente probable en la fase de inyección.

En la modelización se consideró un perfil hidrostático de presión, y temperatura uniforme de 80°C, se mantuvo la presión constante en el límite superior del dominio y la misma mineralogía y composición de salmuera inicial, similares a las presentada por la roca sello del caso anterior.

Una vez realizada la modelización puede verse que después de diez años, la pluma de CO₂ ha penetrado un metro en la roca sello, en 1000 años llega a 5 m, y en 10 000 ha entrado unos 8 m en la roca sello. El pH calculado para este escenario (pH = 4,7) es un valor muy similar al registrado en el caso 1a, al igual que el cambio de porosidad estimado para un periodo de 10000 años, aunque en este caso de un grado mayor.

Por lo tanto si el CO₂ supercrítico penetra en la roca sello, la alteración geoquímica inducida en la formación de argilitas no se diferencia mucho de la predicción realizada en el caso puramente difusivo, aunque la región afectada estará en mayor medida controlada por la geometría del penacho de gas (Bildstein et al., 2010).

Inyección de CO₂ en disolución:

Como se ha comentado anteriormente, con el fin de establecer el comportamiento ante el CO₂ de las distintas formaciones que actúan como roca sello, se van a considerar también ensayos en los que en vez de inyectarlo en estado supercrítico, sea introducido directamente como fase disuelta.

De este modo, se va a tomar el experimento llevado a cabo por Rochelle et al., (2004) en el que se consideran como rocas sello, dos formaciones diferentes compuestas principalmente o bien por anhidrita o por arcillas, y se establecen como condiciones iniciales de presión y temperatura valores de 200bar y 80°C respectivamente.

El principal proceso en las arcillas fue la disolución de dolomita (asociada con la precipitación de minerales de arcilla), y en menor proporción disolución de feldespato potásico y disoluciones de albita, clorita o moscovita. No se observa precipitación secundaria de carbonatos aunque se sospecha que pueda ocurrir en algunas zonas, asociada a la disolución de la dolomita. También son posibles reacciones de intercambio iónico entre el agua de disolución y las esmectitas. Se observan además fracturas e hinchamiento de arcillas, asociadas a la inmersión en agua y no al efecto del CO₂ como tal.

El principal proceso identificado entre la anhidrita y la solución saturada en CO₂, fue la relativamente rápida disolución de esta, con concentraciones de Ca²⁺ y SO₄⁼ que reflejan un incremento de su solubilidad con la salinidad. La disolución penetró aproximadamente unos 5mm en los ocho meses que duraron los experimentos. En general el efecto del CO₂ sobre la anhidrita es pequeño, aunque su presencia puede favorecer también la precipitación secundaria de calcita así como la formación de fases secundarias de sulfatos de calcio. Las precipitaciones pueden llegar a contrarrestar todo el efecto de las disoluciones, llegando incluso a disminuir la porosidad. Así por ejemplo, en el Bravo Dome (depósito natural de CO₂ situado en el noreste de Nuevo México), se observó una pérdida de porosidad por precipitación de dawsonita o de carbonatos de Fe o Mg. Además se considera que la forma en que los cristales precipitan puede influir en la porosidad (la formación de cristales alargados puede reducir la permeabilidad de la roca) (Rochelle, 2004).

3.6.3. Interacciones del CO₂ con los pozos

Con el fin de asegurar la permanencia del CO₂ en los almacenamientos profundos en los que ha sido inyectado, se hace necesario estudiar la estabilidad, la alteración y el comportamiento tanto del cemento, como de la tubería metálica de revestimiento de los pozos presentes en la zona de almacenamiento, especialmente de los que han sido abandonados.

La mayoría de ellos sólo están cementados en parte, y generalmente, no suele rellenarse con cemento la parte posterior de la tubería metálica de revestimiento situada entre la zona del intervalo de producción más próxima a la superficie, y unos cientos de metros de la parte más alta del pozo. Como consecuencia, el fallo del cemento en esta parte podría proporcionar una vía de migración rápida para el CO₂, con independencia del potencial de sellado de la roca sello (Rochelle, 2004).

Es muy posible que el CO₂ pueda acceder incluso a pequeños espacios de poros de las zonas cementadas, iniciándose en ellas reacciones de carbonatación. Dichas reacciones pueden tener importantes consecuencias en términos de:

- Cambio de la naturaleza física del cemento: retracción del cemento y deformaciones de la tubería metálica de revestimiento
- Cambios en la reactividad del cemento.

Los diferentes estudios llevados a cabo, especialmente por empresas dedicadas a pozos de gas y petróleo han permitido desarrollar metales más resistentes al CO₂, al menos para la escala temporal de operación correspondiente a los procesos de EOR.

En cuanto a los cementos, se ha concluido que probablemente en el caso de que se encuentren totalmente secos podrían no reaccionar ante la presencia de pequeñas cantidades de agua en la formación, no llegándose a producir reacciones entre ellos y el dióxido de carbono.

Por otro lado, el hecho de que los poros de cemento se encuentren llenos de agua (totalmente saturados) podría dificultar el acceso de CO_2 y dejar también una baja reacción. Sin embargo en los casos en los que los poros se encuentren parcialmente saturados, podría producirse el ingreso de CO_2 en ellos y facilitar la reacción.

Algunos estudios sobre minerales CSH naturales (silicatos de calcio hidratado resultado de la reacción entre las fases de silicato del cemento Portland y el agua) y geles similares a los encontrados en cementos hidratados basados en OPC (cemento Portland ordinario) muestra que en la reacción con aguas subterráneas bicarbonatadas o con CO_2 atmosférico, puede formarse una amplia variedad de minerales, incluyendo: calcita, aragonito, vaterita, scawtita e hidrotalcita (Rochelle, 2004).

3.6.4. Interacción del CO_2 con fallas y fracturas.

Estructuras geológicas, como fallas y fracturas que afectan a la formación almacén o sello pueden jugar un papel relevante en el comportamiento de la pluma de CO_2 pudiendo actuar como barrera al desplazamiento de la pluma o como un conducto preferente.

Como consecuencia, un almacenamiento afectado por fallas presenta un mayor grado de incertidumbre y supone una mayor complejidad para la estimación de las propiedades dinámicas del flujo de CO_2 .

Un primer tipo de efectos se produce cuando se yuxtaponen diferentes unidades de flujo dando lugar a modificaciones en la conectividad entre niveles estratigráficos, bien desconectando niveles inicialmente permeables y provocando como consecuencia un efecto de sellado, o bien yuxtaponiendo zonas de la falla de alta permeabilidad con otros niveles litológicos de baja permeabilidad dando lugar a un efecto “channelling” en la falla.

Para que una fractura sea considerada como estructura de riesgo por constituir un camino preferente de escape no es necesario que alcance la superficie, basta con que pueda suponer una vía de fuga hacia formaciones permeables de interés como acuíferos de agua potable.

El impacto de una falla es más notable en el comportamiento de las plumas de CO_2 cuando están regidas fundamentalmente por la flotabilidad. La fuga de CO_2 en una fractura responde a tres procesos:

- Migración ascensional desde la formación almacén a lo largo del plano de falla,
- Migración lateral desde la falla a los niveles permeables atravesados
- Flujo mitigado hacia la superficie por encima de los niveles permeables.

Cuando la pluma alcance una falla que intersecte la formación almacén, las propiedades de la zona de falla, especialmente la permeabilidad, juegan un papel esencial en la determinación del flujo del CO_2 , complicando la simulación de su movimiento.

Existen distintos tipos de fallas en atención a su disposición y a su conductividad.

La conductividad de una falla está fundamentalmente definida por la permeabilidad en el plano de falla, considerando también la permeabilidad de los materiales de relleno y/o sello del mismo (alta permeabilidad, falla conductora o permeable; baja permeabilidad, falla-sello o no-permeable). Por su parte las principales características geométricas son su ubicación respecto a la formación almacén, el ángulo de inclinación y el sentido de la pendiente. En función al ángulo que la falla forma con la dirección de flujo de la pluma las fallas pueden ser de tipo “inclined” o “declined”, según el plano de falla forme un ángulo obtuso (pendiente positiva) u agudo (pendiente negativa) respecto al buzamiento de la estratificación, respectivamente.

Falla impermeable o falla –sello

Impermeable de tipo “declined”: el CO_2 se acumula contra el plano de falla, en tanto se alcanza el valor máximo de saturación, $S_g = 1$, momento en el que la pluma adquiere una dirección de flujo en dirección contraria a la inicial.

En el caso de una falla –sello de tipo “inclined”, el sello no actúa estrictamente como una trampa geológica, aunque sí altera la dirección de la migración del CO_2 . En este caso la saturación en CO_2 es mayor en la parte inferior de la formación almacén y sólo al cabo de un cierto tiempo, del orden de los cientos de años, el CO_2 almacenado asciende por el plano de falla para acumularse en la parte superior del nivel almacén.

Falla permeable

Permeable de tipo “declined”. Presenta un comportamiento doble: a lo largo del plano de falla y a través de la propia falla. Aunque podría esperarse que la pluma de CO_2 se canalizara en su totalidad por la parte interior del plano de la falla una vez que llega al mismo, las propiedades de la formación almacén, en particular su anisotropía y buzamiento, van a prevalecer sobre la geometría de la falla. En este caso se producirá una concentración preferente del CO_2 en el plano de falla, mientras que la migración principal se mantendrá paralela al buzamiento de la formación almacén,

Permeable de tipo “inclined”. La migración del CO_2 tiene lugar preferentemente en el plano de falla, en dirección ascensional hacia el contacto de la formación almacén con la formación de sello, y subsidiariamente, en la dirección del buzamiento de la formación almacén, una vez atravesado el plano de falla. El CO_2 se acumula en el diedro formado por el plano de falla y el contacto entre la formación almacén y la roca sello, dando lugar a una “fuente virtual” de CO_2 en la zona superior del reservorio y a lo largo del plano de falla. Esta acumulación favorece el atrapamiento residual y la atenuación de la posible fuga hacia los niveles permeables superiores.

Con anterioridad a que el CO_2 llegue a la falla, la migración está controlada por los flujos a contracorriente de la fase acuosa que coexisten en el interior de la pluma de CO_2 ; una vez en la zona de influencia de la falla, el comportamiento del CO_2 estará controlado por las propiedades de ésta, desapareciendo gradualmente los flujos de salmuera en el interior de la pluma de CO_2 . Estos flujos de salmuera a contracorriente de la migración de CO_2 , aumentan el

atrapamiento residual de CO₂. Por tanto, una falla que afecte a la formación almacén no necesariamente implica un efecto negativo para el atrapamiento residual de CO₂.

Aunque de las propiedades petrofísicas de una falla, la más relevante en la evaluación de la migración de CO₂ es la permeabilidad, su apertura es también esencial para determinar su funcionamiento bien como una estructura conductora, bien como un sello. En el caso de fallas permeables, la apertura de la falla es uno de los factores más significativos.

3.7. GEOMECÁNICA DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Aparte de los problemas geoquímicos que puedan derivarse de la inyección de CO₂, se producen también alteraciones geomecánicas debidas a las sobrepresiones que pueden formarse en el sistema.

A la hora de establecer cómo influye el CO₂ en la mecánica del sistema, los principales objetivos son predecir la posibilidad de que se formen fracturas a tracción o se reactiven fracturas pre-existentes (Fleury et al., 2010). Así por ejemplo, se ha determinado que microfisuras presentes en argilítas (rocas sello), en un primer momento, al ser inyectado el CO₂, crecen rápidamente, para después ser lentamente constreñidas por la presión y por su dependencia de la evolución de la tensión efectiva. El efecto neto de estas contribuciones, inicialmente opuestas, sobre la permeabilidad de la roca sello puede mejorar o degradar la integridad del sellado, dependiendo de la hidrogeología, de la geomecánica, de la composición y de las características de la inyección (Johnson, Nitao, Morris, & Blair, 2003).

Para analizar los efectos geomecánicos de la inyección CO₂ resulta necesario estudiar todas las capas por encima y por debajo de las formaciones de la roca sello y del depósito. Como hay muchos datos que no se conocen, estos deben de suponerse. Además, ha de tenerse en cuenta que la propagación de la sobrepresión es mucho más rápida que el desplazamiento del CO₂ (Fleury et al., 2010). El frente de presiones abarca mayor espacio que el propiamente ocupado por la pluma de CO₂ debido al desplazamiento de la salmuera.

Las deformaciones geomecánicas potenciales de la roca sello son analizadas como función de la permeabilidad del reservorio y la continuidad lateral, dos parámetros que resultan claves para distinguir la típica EOR, de los escenarios de secuestro puro.

En general en situaciones en donde las deformaciones geomecánicas son dominantes, la integridad de la roca puede verse seriamente comprometida. Esto puede desencadenar en una serie de peligros ambientales de carácter geológico, como liberaciones de CO₂ a gran escala desde la roca almacén (Johnson et al., 2003), llegando incluso en el peor de los casos a alcanzar la atmósfera.

Se han realizado numerosas modelizaciones para predecir el comportamiento de las rocas almacén y sello ante el incremento de presiones que se produce al inyectar el dióxido de carbono en el sistema. Un ejemplo de ellas es el estudio de una inyección de CO₂ llevada a

cabo en el acuífero Dogger bajo diferentes escenarios. La tasa de inyección fue de 10 Mt/año en un yacimiento de una permeabilidad aproximada de 90 mD, con una capa de alta permeabilidad (40 m) a 700 mD presente a media altura (espesor total de 150 m). La sobrepresión máxima, alcanzó valores de 34bar en la vertical sobre el punto de inyección, en el límite del nivel de almacenamiento y la roca sello. La mayor parte del aumento de presión tuvo lugar dentro del primer año de la inyección, en el que la extensión lateral de la columna es limitada. En general, en este caso, no se observa la reactivación de fracturas incluso en los ensayos en los que fueron establecidas permeabilidades inferiores (Fleury et al. 2011).

En general, la magnitud, duración y la perturbación de la presión, va a depender además de las características del CO₂, de la permeabilidad de la roca almacén, de su continuidad lateral, de la altura, profundidad y espesor del reservorio. Va a venir condicionada también por la concentración de cationes susceptibles de precipitar como carbonatos, principalmente del Fe, Mg, Ca, Na y Al.

Si se evalúan las modelizaciones realizadas para la inyección de CO₂ en el Mar del Norte, Sleipner, en las cuales se han realizado cuatro simulaciones diferentes dentro de dos dominios espaciales, se observa que el rendimiento del almacenamiento es directamente proporcional a la permeabilidad y a la continuidad lateral del reservorio. En estos casos consideraron permeabilidades diferentes y se varió también la continuidad lateral desde los 3000md e infinito para el modelo UHP (no confinado lateralmente, alta permeabilidad), lo que representa a lugares de almacenamiento deseables en acuíferos salinos, y entre 300md y 2000m en el modelo CLP (lateralmente-confinado, baja permeabilidad) lo que representa una EOR típica.

También cabe destacar la dependencia de la capacidad de almacenamiento de CO₂ de la permeabilidad del yacimiento. Se observó que en ocasiones resulta más rentable inyectar en formaciones de menor permeabilidad. Esta proporcionalidad inversa sugiere que para escenarios de secuestro puros el coste energético adicional de explotación en reservorios menos permeables, y que por lo tanto requieren mayores presiones de inyección, puede ser parcialmente compensado por el beneficio de un almacenamiento mayor y una migración mucho más lenta, dando lugar a que la roca sello no se vea significativamente comprometida.

En estos ensayos se observó también, que la perturbación de la presión generada por la inyección de CO₂ era inversamente proporcional a la permeabilidad y a la continuidad lateral del reservorio. Se establece además la existencia de dos fases bien diferenciadas, la fase progradada y la fase retrogradada.

La fase progradada se caracteriza por el rápido aumento de la presión asociado con el desplazamiento hacia arriba de la fase acuosa durante el ascenso inicial del penacho hacia la roca sello, seguido de una disminución asintótica hacia un estado estacionario de valor intermedio entre la presión máxima y la presión hidrostática.

La fase retrógrada se caracteriza por su inicial rápida disminución de la presión, de nuevo seguida por disminución asintótica, ahora hacia la presión hidrostática.

La evolución de la presión en, y sobre la roca sello puede asignarse a una evolución correspondiente a la tensión efectiva y a la abertura de microfracturas dependientes, con un rendimiento de primer orden estimada a partir de la deformación geomecánica inducida por la inyección.

Durante la fase progradada, las aberturas aumentarán rápidamente durante el ascenso inicial del penacho, y a continuación, disminuyen asintóticamente a un valor de estado estacionario que refleja la ampliación neta. Durante la fase de retroceso, primero disminuirán rápidamente desde el estado de equilibrio de la fase progradada, y a continuación, continuarán disminuyendo asintóticamente hacia un valor de estado estacionario retrogrado, que aún refleja un cierto grado de ampliación neta general. Por lo tanto, la deformación geomecánica degrada la integridad de la roca sello sólo durante las primeras etapas de la fase progradada, tras la cual poco a poco pero constantemente mitiga este evento inicial de degradación.

En general se sugiere que las primeras etapas de deformación geomecánica máxima pueden ser eventualmente contrarrestadas por la alteración geoquímica. Esto plantea la posibilidad de que por ejemplo en los casos en los que las rocas sello en los depósitos naturales de CO₂ (los llamados análogos naturales a los sitios de disposición de ingeniería), que estén formadas por esquistos pueden haber evolucionado a sellos efectivos tras un cierto grado de migración de CO₂ a través de ellos.

Puede concluirse que para rocas sello típicas, de esquistos, los procesos geoquímicos mejoran continuamente el aislamiento, mientras que los procesos geomecánicos al principio rápidamente degradan y luego poco a poco lo mejoran. La medida en que la degradación geomecánica inicial puede ocurrir, se ha demostrado inversamente proporcional a la permeabilidad del yacimiento y a la continuidad lateral (Johnson et al., 2003).

3.8. LAS GEOTECNOLOGÍAS APLICADAS AL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Como se ha podido apreciar anteriormente, el comportamiento de las formaciones de almacenamiento profundas ante la inyección de CO₂ resulta complicado de predecir, debido a la cantidad de factores que influyen en el proceso y la dificultad de estimar muchos de ellos. Por esto resulta de suma importancia la utilización de las nuevas tecnologías para calcular o estimar dichos parámetros.

Existen diferentes tipos de modelizaciones. Estas son especialmente importantes para estimar el comportamiento geoquímico del sistema (modelado geoquímico o transporte de solutos), el movimiento de la pluma o la variación de presiones.

Durante las últimas décadas, los modelos computacionales en general han avanzado significativamente, hasta convertirse en modelos tridimensionales completamente acoplados y modelos de flujo capaces de captar la complejidad geológica del depósito de almacenamiento y de su roca sello (Gaus et al., 2008).

En general las modelizaciones pueden ser muy exigentes en términos de tiempo de CPU y memoria, y los resultados pueden ser difícil de obtener o poco precisos.

Actualmente los modelados numéricos para aplicaciones de almacenamiento de CO₂ pueden dividirse, tal y como se recoge en Gaus et al. (2008), en tres categorías:

Modelado hidrodinámico: simuladores de yacimientos de petróleo que constituyen un instrumento eficaz para realizar simulaciones hidrodinámicas. Así con el código ECLIPSE, desarrollado por Schlumberger, Lindeberg et al. (2000) y Lindeberg y Bergmo (2003) se ha simulado la migración ascendente de la burbuja de CO₂ en la formación Utsira para el proyecto Sleipner. También fue utilizado por Zhou et al. (2004) para modelar el almacenamiento de CO₂ en un depósito de petróleo con EOR en el proyecto Weyburn.

La familia de códigos TOUGH desarrollados en el Lawrence Berkeley National Laboratory (Pruess, 1987, 1991, 2004) ha sido recientemente adaptada para el almacenamiento geológico de CO₂. Este código permite simulaciones de inyección de CO₂ en acuíferos salinos profundos. El almacenamiento de CO₂ en depósitos de gas natural en combinación con la producción mejorada de gas ha sido simulado utilizando el simulador SIMED desarrollado por el CSIRO Petroleum (Australia), así como una versión adaptada de TOUGH2 para modelar la mezcla de gas de CH₄ y CO₂ (Oldenburg y Benson, 2002).

Modelado del sistema geoquímico: proporciona una estimación de las interacciones geoquímicas fluido-roca que ocurren dentro de la formación cuando la salmuera se satura con CO₂. Durante este proceso no se tiene en cuenta el flujo. En general se basa en una composición mineral dada y la especiación inicial de la fase acuosa enriquecida en CO₂ disuelto. Se calcula la disolución mineral y/o las reacciones de precipitación controladas con una tasa cinética. Los cambios en la porosidad debido al volumen mineral también son

calculados. Los primeros estudios de modelado geoquímico por CO₂ fueron publicados por Gunter et al. (1997). Gaus et al. (2004) que presentaron un estudio a largo plazo de dos análogos naturales de almacenamiento de CO₂ en Montmiral (Francia) y Messokampos (Grecia) mediante el código de PHREEQC desarrollado por el USGS (Parkhurst y Appelo, 1999).

Modelado del transporte reactivo: es ideal para modelizar experimentos de laboratorio. Sin embargo, es limitado cuando se considera la inyección de CO₂ en una formación de almacenamiento geológico en la que la hidrodinámica desempeña un papel dominante en los diferentes procesos de atrapamiento. El código TOUGHREACT es una mejora del código TOUGH2. Su última versión (Xu et al., 2006), es capaz de modelar la inyección de CO₂ supercrítico en un depósito, considerando procesos hidráulicos, variaciones térmicas y fenómenos químicos. Procesos de disolución y de precipitación se integran en este código con una retroalimentación en los cambios de porosidad y permeabilidad. Así por ejemplo André et al. (2007) utilizaron TOUGHREACT para simular las interacciones roca-fluido durante la inyección de CO₂. Simularon el proceso completo de vaporización de la fase líquida cerca del pozo donde la salinidad y mineralización total de la salmuera es demasiado alta para los modelos geoquímicos convencionales.

Otros modelos, que son capaces de incorporar estas condiciones son el código SIMUSCOPP (Le Thiez et al., 1996) y el código STOMP (Blanco y Oostrom, 2006).

Lagneau et al. (2005) han simulado la inyección de CO₂ en el Dogger (Paris Basin) utilizando el código HYTEC el cual no considera el flujo de dos fases.

Ohnson et al. (2001, 2004) han simulado la inyección de CO₂ en Sleipner, desarrollando un paquete de software basado en los códigos de NUFT para la parte del transporte reactivo, y en los de SUPCRT92 y GEMBOCHS para la geoquímica y la termodinámica / cinética.

Otras modificaciones, del código TOUGH2 son el TOUGH2/EOS7C (desarrollado por Audigane et al.) que se utiliza para modelizar la mezcla sin reactividad geoquímica del CO₂ /CH₄, o el código de transporte reactivo CHEMTOUGH de Blanco et al. (2001, 2005), para modelos de transporte reactivo usando un enfoque totalmente dirigido a resolver la hidrodinámica y la reactividad geoquímica (Yeh y Tripathi, 1991). Nghiem et al. (2004) han desarrollado y utilizado el código comercial GEM-GEI, que es una combinación de un simulador para petróleo y un código del sistema geoquímico.

Aplicaciones de los modelos

Estos modelos pueden ser aplicados principalmente en cuatro dominios, todos ellos esenciales en el ámbito de evaluación del almacenamiento de CO₂, cada uno con su propia escala espacial y con su propio período de tiempo de interés.

- Modelos para la integridad a largo tiempo: En este caso se han de tener en cuenta los diferentes métodos de atrapamiento, y el tiempo que implican cada uno de ellos.

- Modelos de inyectividad: En él la escala de tiempo de interés es el propio periodo de inyección y su principal objetivo es evaluar si el entorno próximo al pozo de inyección cambia en términos de propiedades físicas y químicas.
- Modelos de integridad del pozo: Se centra en los impactos geoquímicos del CO₂ sobre el pozo en sí, bien sea en el pozo de inyección construido con el propósito de almacenamiento o en un pozo abandonado, cuando la roca almacén son yacimientos agotados de petróleo o gas, o en el caso de los acuíferos salinos profundos, de pozos de exploración y producción.
- Modelos de laboratorio o experimentos de campo a pequeña escala: Estos modelos podrían permitir la calibración de los modelos geoquímicos y de transporte de solutos, la identificación de casos específicos de ciertos parámetros químicos o físicos y la validación a corto plazo de nuevos códigos desarrollados para casos excepcionales (Gaus et al., 2008).

3.8.1. Geotecnologías cartográficas en el almacenamiento de CO₂

En general el proceso de almacenamiento de CO₂, está muy ligado al uso de las Geotecnologías Cartográficas.

Desde las primeras etapas de selección del emplazamiento en profundidad del CO₂, hasta las últimas en la que los resultados son tratados y representados, suelen utilizarse diferentes tecnologías relacionadas con la cartografía.

De este modo, en el proceso de selección del lugar de almacenamiento se llevan a cabo estudios muy similares a los utilizados por la exploración minera. Inicialmente y a través de mapas del subsuelo, fotos aéreas, columnas estratigráficas, datos hidrográficos, datos de sondeos, etc. se lleva a cabo la selección de los posibles emplazamientos para el CO₂. Para ello se buscan pares de formaciones, que posean las características necesarias, es decir, como lugar de almacenamiento una formación permeable profunda, que se corresponde en este caso con un acuífero profundo en rocas carbonatadas y una formación sello impermeable habitualmente rica en arcillas, que evite que el CO₂ pueda migrar a la superficie.

Tras este proceso habría de calcularse el volumen de los posibles emplazamientos. En esta fase muy frecuentemente son utilizadas tecnologías SIG.

Los SIG forman un sistema integrado para trabajar con información espacial donde coexisten, dentro de un mismo concepto, tanto los componentes como las funciones, y abarcan aspectos de bases de datos, herramientas de toma de decisiones, funcionalidades, etc. El uso de un SIG permite realizar las siguientes tareas dentro del proceso de selección y estimación de la capacidad de un almacenamiento: Organización de datos, visualización de datos, producción de mapas, consulta espacial, análisis espacial, verificación de escenarios y creación de modelos.

En este contexto los SIG son utilizados como herramientas para la captura, almacenamiento, manejo y presentación de datos en forma de mapas. Acoplados a métodos geoestadísticos permiten generar los modelos digitales del terreno. Dichos modelos junto a la descripción del comportamiento termodinámico del CO₂ mediante la aplicación de Ecuaciones de Estado, permite la selección de las zonas validas para el almacenamiento geológico y, con ello, la estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ a escala regional.

La utilización de un Sistema de Información Geográfica junto con la consideración de los métodos geoestadísticos, ha demostrado ser una herramienta adecuada para la estimación de la Capacidad de Almacenamiento de CO₂ y de las incertidumbres asociadas al cálculo. En general permite integrar, de manera sistemática, toda la información que se posea y la actualización del conocimiento, produciendo modelos con una mayor precisión y menor incertidumbre a medida que se genere nueva información (Hurtado, 2009).

Tras la selección del emplazamiento en el cual va a tener lugar la inyección de CO₂, resulta necesario llevar a cabo de forma paralela las modelizaciones que van a determinar el comportamiento de éste en el interior de las rocas (tanto de carácter geoquímico, como geomecánico, similares a las desarrolladas en este proyecto, o las de riesgos mediante métodos probabilísticos), junto con la caracterización de las formaciones implicadas en el proceso de almacenamiento.

Las modelizaciones pueden realizarse bien a través de programas específicos como son Eclipse, TOUGH, PhreeqC... , o bien mediante programas de carácter más genérico como pueden ser Mathematica, Matlab, o Fortran. Este tipo de programas permiten realizar cálculos de forma sencilla a la vez que se representan gráficamente los resultados que van siendo obtenidos. Son muchos los trabajos en los cuales se han utilizado para analizar numéricamente el comportamiento de la pluma dentro del sistema, o como en el caso de este proyecto, para determinar las presiones y la tasa máxima de inyección de CO₂, o las propiedades físicas de los fluidos presentes en el sistema (salmuera y CO₂).

Por su parte para la caracterización de las formaciones se emplean métodos de muy diversos:

- Métodos gravimétricos: que permiten caracterizar el subsuelo a través de la distribución de la densidad de masa de los distintos materiales del subsuelo. Son métodos muy utilizados para la geometría de cuencas sedimentarias.
- Métodos sísmicos: comprenden el estudio de las vibraciones y la detección del frente de ondas elásticas. En el caso del almacenamiento de CO₂, la más utilizada es la sísmica de reflexión que permite obtener información como la saturación o la porosidad de los acuíferos a pesar de que estos se encuentren a grandes profundidades. También se utiliza la sísmica de refracción.
- Métodos eléctricos y electromagnéticos: los cuales tienen por objeto determinar la resistividad eléctrica de las rocas que constituyen el subsuelo. Esto permite conocer la distribución del medio, establecer la presencia de fluidos conductores como el agua y el contenido mineralógico capaz de alterar la resistividad. Dentro de estos podemos destacar la tomografía con la que se obtienen distribuciones reales de la permeabilidad.

- Sondeos: se trata de una herramienta vital para este tipo de procesos, ya que permiten constatar las interpretaciones realizadas en los procedimientos anteriores. En ellos se pueden obtener muestras del subsuelo en profundidad, lo que permite realizar todo tipo de estudios y ensayos.
- Pozos hidráulicos: mediante los que poder estudiar la hidrología de la zona, determinando el nivel piezométrico.

De igual modo se utiliza también la teledetección con el fin de encontrar afloramientos en superficie, de las rocas en las que se pretende realizar la inyección de CO₂ (en el subsuelo), para poder así realizar los ensayos de laboratorio pertinentes y caracterizar las formaciones implicadas en el proceso.

Posteriormente, durante y después de la inyección tiene lugar la fase que se conoce como monitorización del proceso. En ella, es necesario llevar a cabo una observación técnica de la evolución de la inyección, así como el desplazamiento de la pluma en su interior. Se trata de una etapa sumamente importante, en la que ha de hacerse especial hincapié en la detección de anomalías en el medio (mediante la utilización de algunos de los procedimientos anteriormente descritos) que puedan indicar que una fuga de CO₂ está teniendo lugar.

Finalmente se lleva a cabo también la representación gráfica del proceso. Para ello se utilizan los Sistemas de Información Geográfica, con el fin de representar sobre la zona de estudio el desplazamiento de la pluma de CO₂, las formaciones en 3D implicadas en el proceso con las fracturas o fallas que puedan presentar, o como en el caso del proyecto Geocapacity, para determinar sobre el mapa los posibles emplazamientos de CO₂. Además, a nivel internacional, especialmente dentro del ámbito europeo y norteamericano, existen actualmente proyectos en marcha cuyo objetivo es generar SIG en los que se incluyan los datos procedentes de las distintas actividades integradas en un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂, es decir, las fuentes de emisión de CO₂, los posibles lugares de almacenamiento de CO₂, el transporte de CO₂, el uso de la tierra, la cantidad de CO₂ emitida por fuentes de emisión, etc (Hurtado, 2009).

En este proyecto y debido al estadio inicial en el que se encuentra la tesis, se ha optado por la primera etapa del análisis de riesgos, en la que se lleva a cabo el estudio de cómo influyen en el sistema las diferentes variables; que sucede cuando se inyecta el CO₂, o que supone en el proceso la consideración de los distintos escenarios que puedan darse. Más adelante se pretende desarrollar modelos más complejos mediante la utilización de SIG.

4. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es desarrollar un estudio geomecánico sobre los riesgos asociados a la inyección de CO₂ en formaciones carbonatadas profundas como medida de mitigación del cambio climático.

Para ello se va a llevar a cabo una modelización de las presiones a las que la roca almacén se ve sometida, en función de la variación de los distintos parámetros que influyen en el proceso de almacenamiento (tasa de inyección de CO₂, densidad de los fluidos, permeabilidad...), estableciendo un análisis de sensibilidad de algunos de dichos parámetros.

El objetivo final es conocer las posibles sobrepresiones del sistema que podrían favorecer la fuga de CO₂ de la formación de confinamiento, así como determinar el valor máximo de la tasa de inyección que el reservorio podría asumir sin que se llegara a producir en él algún tipo de fractura. Estas fracturas en la roca almacén, podrían crear puntos de concentración de CO₂ y variaciones en el desplazamiento de la pluma que podrían dar lugar a vías preferentes para la fuga del dióxido de carbono a niveles superiores.

Para poder llevar a cabo el estudio, se han supuesto dos escenarios, descritos más adelante, en uno de los cuales se ha considerado que la inyección no genera el proceso conocido como desecación, mientras que en el otro si se ha tenido en cuenta la posibilidad de que la desecación pueda producirse.

Se han establecido una serie de objetivos más concretos que a continuación se detallan:

- Análisis minucioso de la información ya disponible, con el fin de obtener una aproximación teórica al problema a abordar.
- Estudio teórico del comportamiento geoquímico del sistema de almacenamiento que permita determinar los puntos en los que, atendiendo a las reacciones que pudieran establecerse entre las distintas formaciones y el CO₂ inyectado, la rotura sería más probable.
- Estimación del efecto geomecánico de la inyección del CO₂ sobre el conjunto del sistema en el cual es almacenado. Para ello va a ser calculado la variación de las presiones dentro del sistema así como las tensiones máximas que la formación podría albergar.
- Cálculo de la tasa de inyección más apropiada para que sin que se produzca la rotura, el tiempo de inyección de un determinado volumen sea mínimo, reduciendo con ello al máximo los costes que conlleva esta operación.
- Estudio del sistema tanto en condiciones de desecación como en condiciones normales en las que este proceso tiene lugar.

5. CONTEXTO

En España las formaciones permeables profundas constituyen la opción de almacenamiento de CO₂ más viable debido principalmente a los grandes volúmenes que ocupan, y al hecho de que es posible encontrarlas casi en cualquier cuenca sedimentaria. Del total de estas formaciones sólo pueden considerarse como opción para el almacenamiento aquellas cuyos fluidos tienen un elevado contenido salino, con el fin de evitar la inutilización de recursos de agua potable.

El emplazamiento de CO₂ en formaciones profundas, va a precisar de una serie de estudios como son:

- Identificación de las posibles vías de fuga del CO₂ de la formación almacén debido a heterogeneidades y variaciones de la permeabilidad.
- Análisis de las características geomecánicas de la zona.
- Interpretación de las heterogeneidades e incertidumbres que presenta la formación de almacenamiento (Hurtado, 2009).

Para poder llevar a cabo los estudios anteriormente comentados resulta necesario conocer parámetros como la extensión, profundidad o potencia del reservorio, su porosidad y permeabilidad, el volumen disponible para el almacenamiento o la salinidad de las aguas presentes en él. Así como tener un profundo conocimiento de las características de la roca sello, ya que esta formación va a determinar en gran medida si se producen o no fugas de CO₂ a niveles superiores. Los escapes de CO₂ pueden producirse también a través de pozos, spilt-points...

En general en España no existe demasiada información del subsuelo a ciertas profundidades, debido a que no se trata de un país en el que se hallen reservas importantes de petróleo. Además los pocos sondeos profundos de los que se tiene constancia se concentran en áreas muy concretas en las que existen intereses de petróleo o en algunos otros casos intereses relacionados con la industria gasística.

El IGME, llevó a cabo un programa de Geología del subsuelo y Almacenamiento geológico de CO₂, que se ha plasmado, durante los años 2009-2010 en el denominado "Plan de selección y caracterización de áreas y estructuras favorables para el Almacenamiento Geológico de CO₂ en España".

En él se realizó la delimitación y caracterización geológica de unas 70 áreas con 103 estructuras concretas que, conteniendo pares de formaciones almacén-sello adecuados, reunían además las condiciones de disposición geométrica, estructura, y profundidad necesarias para ser tenidas en cuenta como áreas favorables para el almacenamiento geológico de CO₂. En este estudio lo que se hizo fue recopilar datos de sondeos, estudios sísmicos, geofísicos, hidrogeológicos... llevados a cabo por las diferentes empresas gasísticas, petroleras, mineras o dedicadas al almacenamiento de residuos radiactivos, y ponerlos en común, para finalmente terminar reuniendo todos ellos en un mapa geológico de la cartografía subterránea del país.

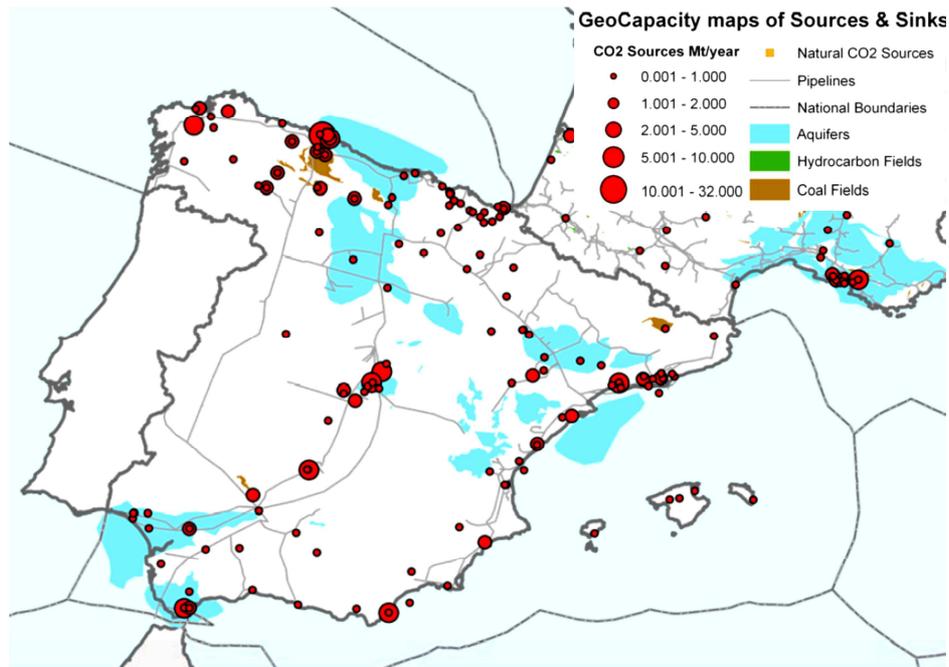


Fig. 16: Mapa de fuentes y lugares de almacenamiento de CO₂ en España (Informe proyecto Geocapacity).

Actualmente en España, se está desarrollando un pequeño proceso piloto de almacenamiento geológico de CO₂, de características no industriales en el interior de la Cuenca del Duero, en el municipio burgalés de Hontomín. En él está proyectado introducir un total de 20000 toneladas de CO₂, en formaciones carbonatadas de tipo Dolomítico.

Estas dolomías pertenecientes al Paleozoico se encuentran a profundidades de unos 1400m y sobre ellas se asientan, en la Cuenca del Duero, depósitos del Terciario, los cuales en su parte más profunda presentan facies anhidrítico arcillosas en el centro de la cuenca, pasando a facies elásticas en el borde Oeste (afloramientos de Salamanca y Ciudad Rodrigo).

A la hora de plantear el desarrollo de este proyecto se pensó en la posibilidad de tomar como emplazamiento el municipio de Hontomín. Sin embargo como se ha comentado anteriormente los datos del subsuelo en España son muy escasos, y en cuanto al proyecto en sí, aún se encuentra en fase de estudio, por lo que no se han determinado algunos de los parámetros necesarios para llevar a cabo las modelizaciones.

Por lo tanto, y al no contar con datos reales suficientes de dicha zona, se ha optado por establecer el proyecto en un emplazamiento análogo al anterior, situado en la Cuenca de París y cuyas características han sido ampliamente estudiadas a lo largo de los años.

En general el término de análogo en el contexto del almacenamiento hace referencia a lugares en los que se da la existencia de materiales o procesos semejantes a los esperados en un determinado emplazamiento.

De este modo la esencia es el poder validar los modelos conceptuales o matemáticos y no aspectos propios de los sistemas. Los análogos en estos casos se definen mas por la metodología usada para estudiarlos y validarlos que por cualquiera de las propiedades

fisicoquímicas intrínsecas que puedan poseer (Pérez Del Villar, L., Pelayo, M., and Recreo, 2007)

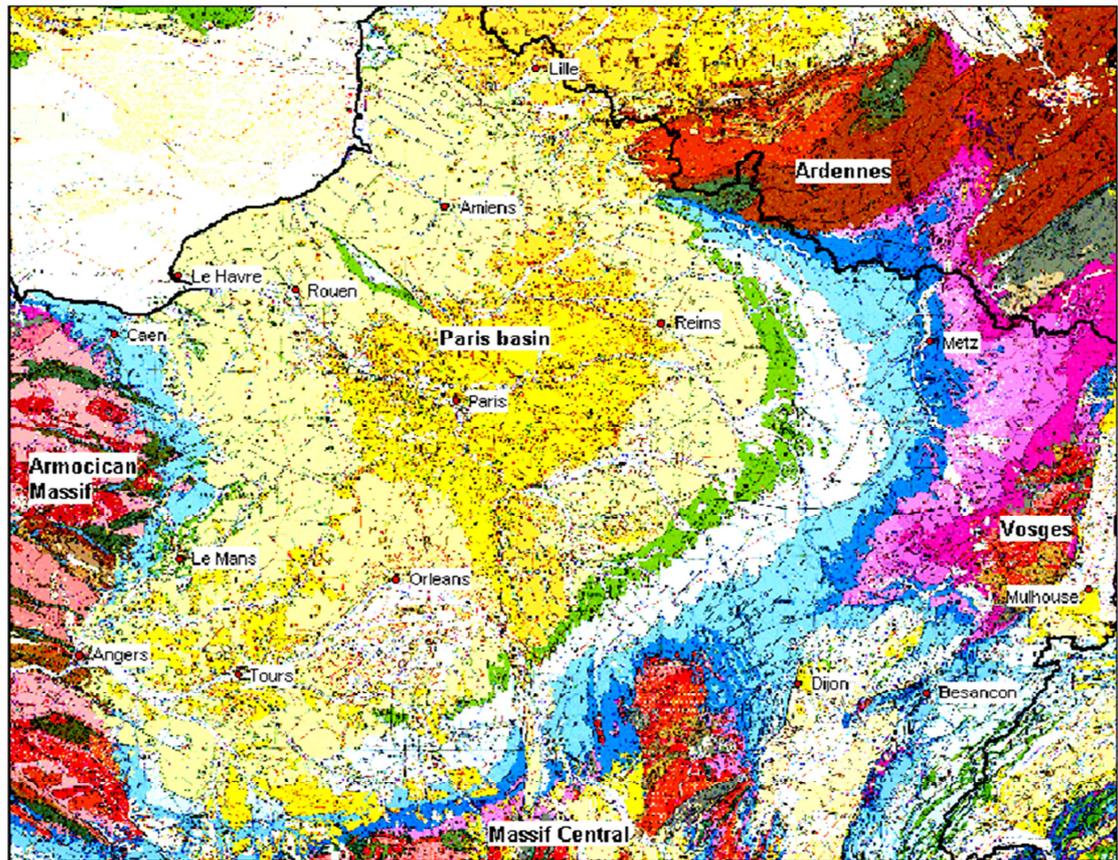


Fig. 17: Mapa Geológico de la Cuenca de París (Bonijoly et al., 2003).

En general la Cuenca de París ocupa gran parte de la zona norte de Francia, y está formada por un apilamiento de capas sedimentarias depositadas en el transcurso de las tres últimas eras geológicas, sobre un zócalo cristalino o granítico más antiguo.

Se trata de una Cuenca templada, que presenta una temperatura media de unos 11°C.

A continuación se detalla la columna estratigráfica que conformaría la Cuenca de París.

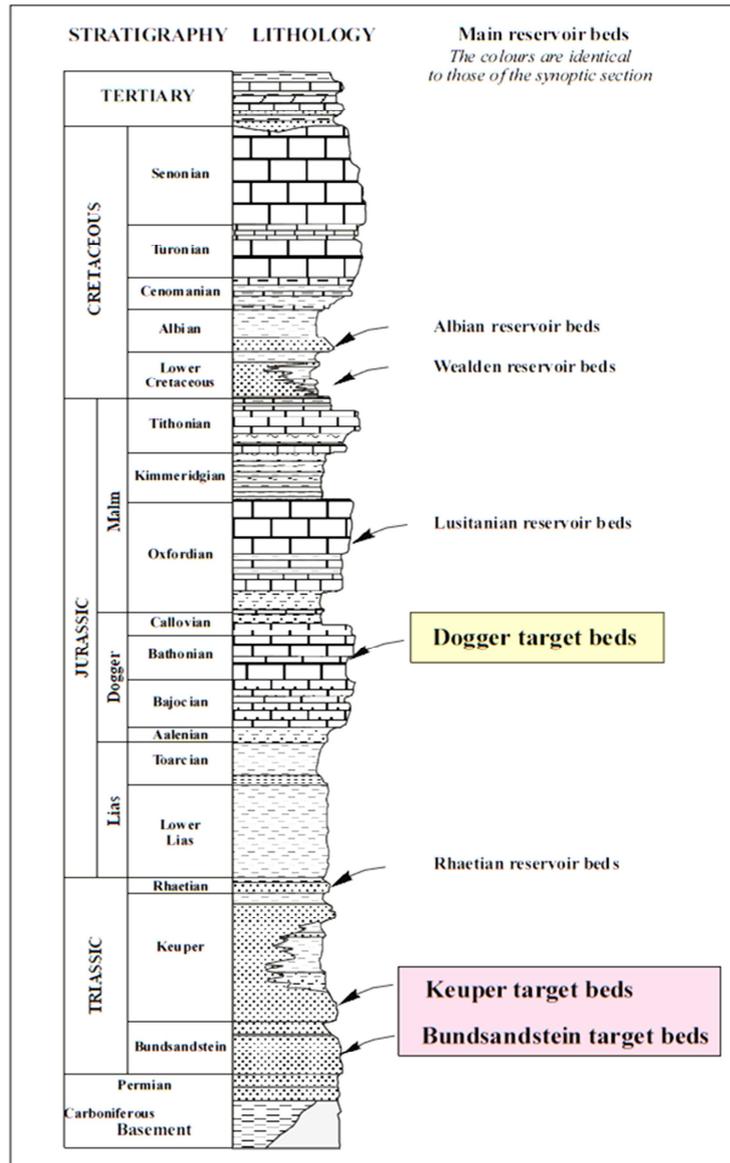


Fig. 18: Columna estratigráfica de la Cuenca de París (Bonijoly et al., 2003).

La inyección de CO₂ se llevaría a cabo en las facies del Dogger que constituyen un acuífero salino profundo, formado principalmente por rocas carbonatadas oolíticas de naturaleza calcítica que se localizan a profundidades que varían desde los 1800 a los 2000m. Posee una superficie aproximada de unos 15.000 km² y un gran potencial geotérmico (Bonijoly et al., 2003).

A continuación se ha añadido una tabla en la que se comparan las características propias tanto de los carbonatos de Hontomín como de los presentes en el Dogger de París. Algunos de los datos del emplazamiento español son provisionales estando pendiente su confirmación mediante los resultados de ensayos que se están llevando a cabo hoy en día.

Parámetro	Valor del Parámetro	
	Carbonatos Hontomín	Dogger de París
Composición mineralógica	Dolomita	Calcita 70%
Porosidad de la formación almacén (Φ)	0.2	0.12
Potencia de la formación almacén (H)	20m	20m
Densidad de la roca	2900 kg/m ³	2700 kg/m ³
Permeabilidad (k)	5.0x10 ⁻¹⁴ m ²	10 ⁻¹³
Compresibilidad de la roca (cr)	4.5x10 ⁻¹⁰ Pa ⁻¹	4.5x10 ⁻¹⁰ Pa ⁻¹
Gradiente Geotérmico (bares/km)	30°C/km	35,5°C/km
Temperatura en superficie	15°C	11°C
Temperatura en profundidad	57°C	75°C
Gradiente Hidrostática	100bar/km	100bar/km
Presión inicial	141 bares	180bares
Profundidad de a formación almacén (z)	1400m	1800m

Tabla 1 Comparación entre los carbonatos Paleozoicos de Hontomín y el Dogger de la Cuenca de París.

Como puede observarse en la Tabla 1, la principal diferencia reside en su composición, ya que a pesar de estar formadas ambas formaciones principalmente por carbonatos, Hontomín presenta una mayor proporción en Dolomita mientras que el Dogger de París es más rico en calcita. Esto hace que las densidades entre un acuífero y otro varíen ligeramente.

La compresibilidad por su parte es exactamente igual en ambos casos, mientras que la variación en la presión y temperatura inicial del reservorio, se debe principalmente a las diferentes profundidades a las que se encuentran los acuíferos.

En cuanto a la porosidad y la permeabilidad, se observa que el Dogger de París cuenta con una menor porosidad, pero sin embargo presenta valores de permeabilidad mayores a los de Hontomín. Por lo tanto, a pesar de tener un número menor de poros, estos se encuentran mejor conectados entre sí.

En general y a pesar de las pequeñas diferencias que se acaban de marcar, ambos acuíferos van a presentar comportamientos muy similares.

6. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para poder determinar los posibles riesgos derivados de la inyección de CO₂ en formaciones permeables profundas, así como para determinar la máxima tasa de inyección que la formación sería capaz de aguantar sin fracturaciones, debe realizarse un cuidadoso estudio de todos los parámetros que intervienen en el proceso de inyección y modelizar dicho proceso. Para llevar esto a cabo se han realizado las siguientes etapas:

- Revisión bibliográfica.
- Determinación del modelo y de las herramientas a utilizar en el desarrollo del proyecto.
- Cálculo de los parámetros iniciales de los fluidos que intervienen en él.
- Modelización del proceso, análisis de sensibilidad de los distintos parámetros y discusión de resultados.
- Conclusiones y redacción de la memoria final.

Tanto la revisión bibliográfica como la determinación del modelo a desarrollar, podrían agruparse en los denominados estudios previos, que tienen como objetivo desarrollar un conocimiento global del tema que va a tratarse y estipular las pautas a partir de las cuales va a realizarse el proyecto.

6.1. Determinación del modelo y de las herramientas a utilizar en el desarrollo del proyecto

Si el almacenamiento geológico de CO₂, va a ser utilizado como un método de reducción de emisiones en el esfuerzo global para mitigar el cambio climático, es necesario conocer los riesgos técnicos, económicos y medioambientales asociados a él. Para ello se han desarrollado una serie de herramientas de evaluación que permitan describir el comportamiento del reservorio durante los procesos de inyección y almacenamiento (Simon Mathias, Hardisty, Trudell, & Zimmerman, 2008).

Como ya se ha comentado anteriormente, la inyección de CO₂ en el reservorio causa un incremento en la presión del fluido y desplaza lateralmente la salmuera presente en la formación. En el caso de depósitos abiertos, no confinados, esta salmuera puede migrar fuera del acuífero dando lugar a la posible salinización de formaciones tales como depósitos de agua potable, presentes en facies menos profundas. En este caso la capacidad de almacenamiento viene determinada por la extensión y permeabilidad de la roca almacén.

Sin embargo, cuando el acuífero está limitado por formaciones de muy baja permeabilidad (acuífero confinado) la presión del fluido al ser inyectado se incrementará drásticamente, de

forma que por el movimiento que describe dentro del reservorio podría dañar geomecánicamente la roca sello. La capacidad de la formación para retener el CO₂ en este caso va a depender, casi exclusivamente de la compresibilidad propia del fluido y de la roca.

A continuación podemos ver el desplazamiento habitual de la pluma de CO₂ dentro de la roca almacén, siempre y cuando no encuentre en su camino algún obstáculo, como puede ser algún tipo de variación de permeabilidades, que le impida deslizarse de este modo.

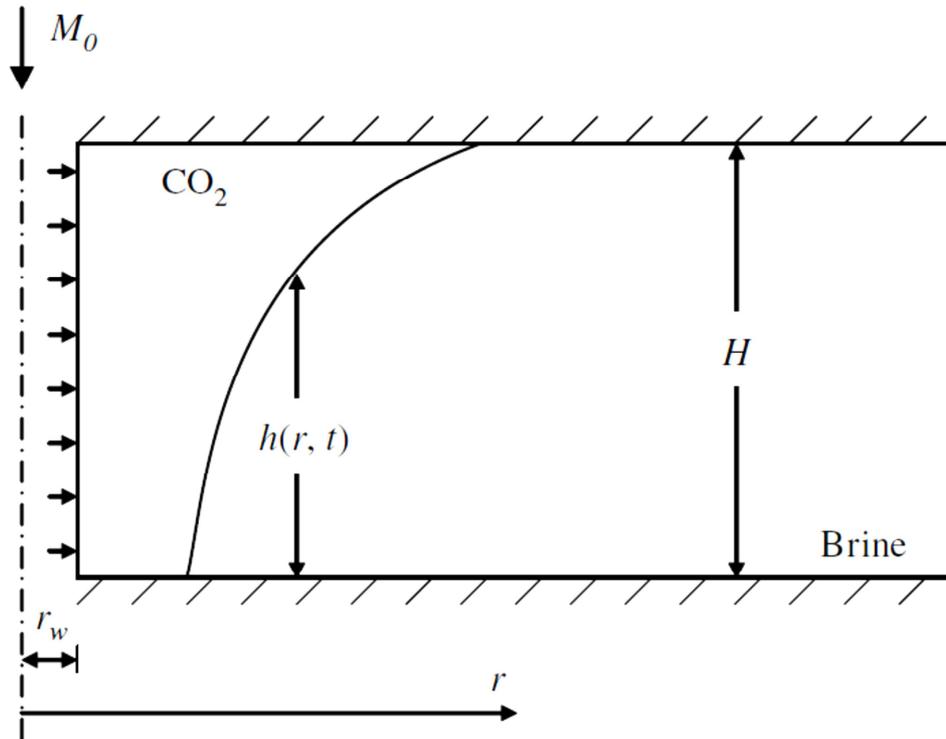


Fig. 19: Diagrama esquemático del movimiento de la pluma del CO₂ dentro del reservorio, siendo M_0 la tasa de inyección, r_w el radio del pozo e inyección, r el desplazamiento radial del CO₂, H la potencia del reservorio y h la altura de la interfase entre el CO₂ y la salmuera que depende del tiempo y de la distancia de desplazamiento (Simon Mathias et al., 2008)

Además la distribución de presiones durante la inyección de CO₂ va a dar lugar a una variación de valores de densidad dentro de la pluma. Debido a que los cambios de densidad están directamente relacionados con cambios en el volumen, la posición de la interfase va a verse afectada por la compresibilidad del sistema. A continuación se detallan algunos de los modelos que han sido desarrollados con el fin de encontrar soluciones a algunos de los problemas expuestos anteriormente (Vilarrasa, 2012).

6.1.1. Modelos disponibles para el cálculo de las presiones en el sistema

A lo largo de estos últimos años, han sido varios los modelos numéricos que han permitido representar el reservorio y proporcionar valores de un rango de procesos de características diferentes, entre los que se incluyen la atenuación de la zona no saturada, la histéresis, la transferencia de calor o la precipitación de sales. Sin embargo, estos modelos son computacionalmente intensos y requieren un conocimiento detallado de procesos fisicoquímicos relevantes, en ocasiones complicados de conocer (Mathias et al., 2008).

Consecuentemente, y de forma paralela se han desarrollado también, modelos analíticos o semi-analíticos para apoyar el análisis de detección y evaluación del rendimiento de los posibles emplazamientos para el secuestro de carbono. Estas técnicas han sido utilizadas habitualmente para calcular el tamaño y distribución de la pluma de CO₂ así como para estimar la posible tasa de fuga (Mathias et al., 2008). También la evolución de las presiones durante la inyección ha sido ampliamente estudiada por algunos autores, que han determinado las sobrepresiones medias dadas a lo largo del espesor del reservorio (Vilarrasa, 2012).

Habitualmente muchas de estas técnicas suponen que tanto los fluidos como la formación geológica son incompresibles. Como resultado, los cálculos de la distribución de presiones requieren la especificación de un radio de influencia ordinario. Zhou et al. (2008) desarrolló un método semi-analítico aproximado para la estimación de la acumulación de presiones recurriendo a la capacidad de almacenamiento en función de la compresibilidad de la formación. Sin embargo este método se encuentra limitado en sus análisis por el hecho de que la distribución de las presiones es uniforme espacialmente e independiente de la permeabilidad de la formación (Mathias et al., 2008).

A continuación se va a realizar un repaso por algunos de los métodos disponibles hoy en día para la modelización del proceso de inyección de CO₂ en formaciones permeables profundas, escogiéndose finalmente uno de ellos para el desarrollo de este proyecto.

➤ *Métodos analíticos*

Estos métodos suponen que los dos fluidos presentes en el proceso de inyección, el CO₂ y el agua de la formación son inmiscibles, considerando entre ellos la existencia de una marcada interfase. Al despreciar la disolución del CO₂ en la salmuera, no se tiene en cuenta el efecto de las células convectivas en el frente de propagación de las presiones. La saturación de cada fluido es considerada contante en cada una de las regiones que se describen en el proceso de inyección y los efectos de capilaridad son habitualmente desestimados. También suele tomarse como despreciable la compresibilidad y se considera que el movimiento de los frentes es casi estable. En estos métodos para el cálculo de la variación de presiones, se supone que tanto la viscosidad como la densidad son constantes a lo largo de toda la pluma. Los métodos analíticos más destacados son:

- **Aproximación de Nordbotten et al. (2005):** en este caso la forma de la solución depende de la viscosidad tanto del CO₂ como de la salmuera. El modelo despreja el término de la gravedad y aproxima la respuesta del sistema a la inyección de CO₂ en un acuífero infinito por la solución de un problema de estado estacionario con un radio de influencia que aumenta en proporción a la raíz cuadrada del tiempo. Además se establece un balance de volumen, se considera despreciable el hecho de que la pluma se desplace preferentemente por la parte superior de la formación almacén y se minimiza la energía en el pozo.
- **Aproximación de Dentz y Tartakovsky (2009a):** consideran también una interfase abrupta, aunque en este caso la distribución de presiones va a depender de las distintas densidades y viscosidades entre las dos fases. Incluye también los efectos de flotabilidad que en Nordbotten eran despreciados. En este método, el ratio de movilidad es particularmente relevante en la parte en la que ambas fases cohesisten. Sin embargo cuando una fase desplaza a la otra, es la diferencia entre las viscosidades la que gobierna el proceso (Vilarrasa, 2012).

Como puede observarse en los dos casos anteriormente citados, no se tiene en cuenta ni la compresibilidad de la salmuera, ni la del CO₂, ni tampoco la presentada por el reservorio. Por lo que sería necesaria en ellos la especificación de un radio de influencia ordinario.

Habitualmente la inyección de CO₂ suele extenderse a lo largo de algunas décadas. Esto implica que el radio final de la pluma, el cual puede ser calculado con las soluciones analíticas anteriores puede alcanzar escalas de kilómetros. La omisión de los efectos de la compresibilidad puede suponer errores significativos en estas magnitudes, reduciendo con ello la exactitud de la evaluación de riesgos.

- **Aproximación de (Mathias, Hardisty, Trudell, & Zimmerman, 2009):** se trata de un modelo analítico, que va a depender tanto de la viscosidad como de la densidad de ambos fluidos. Además, en este caso, si que se considera la existencia de pequeñas compresibilidades en los fluidos y en la roca, en vez del radio de influencia tomado en las aproximaciones anteriores. En él, la presión fluida vertical media varía con el logaritmo de la distancia al pozo en las regiones donde una única fase está presente. Sin embargo varía linealmente en la región donde ambas fases coexisten.

➤ *Métodos semi-analíticos*

Al igual que en los modelos anteriores se supone que la fase rica en CO₂ y la salmuera de formación están separadas por una interfase, asunción que es razonable desde una perspectiva analítica en el contexto del secuestro de CO₂. En este caso si se tiene en cuenta las presiones capilares en la interfase, por lo que se obtendrá un salto entre la presión del fluido y

la interfase correspondiente a la presión de entrada. Además se desprecia la disolución de CO_2 en la salmuera, lo cual puede inducir células convectivas de densidad-transporte.

- **Aproximación de Vilarrasa** (Vilarrasa, 2012): se trata de un método iterativo que permite determinar la posición de la interfase considerando las posibles compresibilidades. En él se realiza una discretización vertical que divide el reservorio y con ello la pluma de CO_2 que se desplaza por él, en diferentes capas. Lo mismo ocurre con el tiempo, para el cual se determinan una serie de intervalos discretos. En este método se considera un movimiento de pluma de manera que la interfase avanza lateralmente en las capas que contienen CO_2 , pero también asciende verticalmente hacia capas superiores.

6.1.2. Elección del modelo

Para llevar a cabo las modelizaciones de este proyecto se ha elegido como método de análisis el desarrollado por Mathias. Se ha optado por él por varios motivos.

Primeramente porque dentro de los métodos analíticos considerados como posibles opciones, es el que presenta una mayor exactitud. Como se ha podido ver, en él se consideran las compresiones de fluidos y formaciones, las cuales pueden llegar a ser especialmente importantes en escalas de tiempo prolongadas, mientras que en el resto de los métodos propuestos estas son despreciadas. No considerar las compresibilidades, como concluye Vilarrasa (2012) puede dar lugar en inyecciones de décadas a grandes errores, poniendo en entredicho los análisis de riesgo realizados para el proceso de almacenamiento.

Por otra parte, el modelo de Mathias permite desacoplar las ecuaciones de presión, lo cual supone una gran ventaja frente a otros métodos a la hora de llevar a cabo los cálculos de esta, que al final es uno de los objetivos principales del proyecto.

Por su parte, el método de Vilarrasa, siendo el más exacto de los cuatro, introduce una complejidad que no compensa las mejores aportadas. Así por ejemplo el modelo de Mathias, encontrándose dentro de los valores de error aceptables resulta mucho más sencillo que el de Vilarrasa. Este último se fundamenta en ecuaciones muy elaboradas y complejas, difíciles de desarrollar y que además requieren de unas altas capacidades en lo que a CPU se refiere. También el tiempo de cálculo de esta última es mucho mayor que el presentado por cualquiera de los modelos analíticos, en los que el tiempo empleado se considera despreciable. El nivel de complejidad y de precisión es elevado comparado con las incertidumbres asociadas a estos cálculos

6.1.3. Herramientas para la modelización (Software)

Para programar el modelo y poder realizar los cálculos necesarios se ha optado por la utilización de Matlab. Su nombre es un acrónimo de “MATrix LABoratory”, y se trata de un programa muy potente, con un entorno amigable, que incluye herramientas de cálculo científico y técnico y de visualización gráfica, así como un lenguaje de programación de alto nivel. Computacionalmente es bastante simple y versátil, y de gran poder para aplicaciones numéricas, simbólicas y gráficas y contiene además una gran cantidad de funciones predefinidas para aplicaciones en ciencia y en tecnología.

Por lo tanto podrían resumirse sus características principales en:

- Cálculo numérico rápido y con alta precisión
- Capacidad para manejo matemático complejo
- Funciones para graficación y visualización avanzada
- Programación mediante un lenguaje de alto nivel
- Soporte para programación estructurada y orientada a objetos
- Facilidades básicas para diseño de interfaz gráfica
- Extensa biblioteca de funciones
- Paquetes especializados para algunas ramas de ciencias e ingeniería.

Cuenta con una gran diversidad de usos, de entre los cuales destacan por su importancia: simulaciones, modelizaciones, creación de prototipos, análisis de datos y la posibilidad de encontrar soluciones más o menos sencillas a sistemas realmente complejos.

En el estudio aquí realizado se ha utilizado tanto para programar el modelo seleccionado, calculando los valores para los distintos parámetros considerados, como para su posterior visualización gráfica.

6.2. Modelización del proceso, análisis de sensibilidad de los distintos parámetros y discusión de resultados:

➤ Exposición del problema (Sobrepresiones en el sistema)

Como se ha comentado anteriormente el objetivo planteado para el desarrollo de este proyecto consiste en el estudio de la inyección de CO₂ en un emplazamiento concreto y sus efectos geomecánicos sobre la formación almacén, con el fin de estimar la relación existente entre la inyección y los riesgos asociados a ella, bajo unos supuestos iniciales determinados.

En general, al ser inyectado el dióxido de carbono, la presión que va a generar cerca del pozo de inyección hace que desplace el fluido *in situ* ocupando los espacios de poro en los que este se encontraba. La cantidad y la distribución espacial de presiones en el reservorio van a venir determinada por la tasa de inyección, la permeabilidad y el grosor de la formación en la que es

inyectado, la presencia o ausencia de barreras impermeables dentro de ella y por las características del sistema de aguas profundas regionales.

Se ha supuesto que tanto la roca almacén como la que actúa como sello son formaciones homogéneas, isotrópicas, sin cambios en su continuidad lateral, y con permeabilidades y porosidades constantes a lo largo de todo el reservorio. Por su parte se ha considerado también que las densidades y las viscosidades no varían con la profundidad. Además se considera que el sistema es no inercial, por lo que los cambios generados por la inyección de CO₂ en él se observan prácticamente de manera instantánea. En general se trata de simplificaciones válidas que reducen la complejidad del sistema y permiten centrarse en el objetivo final.

El objetivo final es conocer las posibles sobrepresiones del sistema que podrían favorecer la fuga de CO₂ de la formación de confinamiento, y determinar los valores límite de los parámetros, a partir de los cuales dicha fuga tendría lugar. Debido a que los parámetros que caracterizan el emplazamiento no son seleccionables, con lo único que se puede trabajar es con la ingeniería de inyección. Además, como el modelo utilizado para el cálculo de la variación de presión supone ciertas simplificaciones se calculará la tasa máxima de inyección que el reservorio es capaz de soportar en las condiciones anteriormente descritas.

Primeramente se ha calculado las presiones máximas soportadas por la roca, las cuales van a venir determinadas tanto por sus propiedades petrofísicas, como por las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran.

Posteriormente, y tras calcular las condiciones de los fluidos que intervienen en el proceso de inyección, se han establecido dos escenarios a partir de los cuales se van a desarrollar los análisis de las sobrepresiones y el cálculo de la tasa máxima.

Escenario sin desecación: se considera que al inyectar el CO₂ en la roca almacén este moviliza la salmuera que se encontraba rellenando sus poros, ocupando su lugar. A pesar de que se supone que en la zona más próxima al pozo de inyección, la formación se encuentra saturada en CO₂, no se considera que se de desecación, es decir, no se contempla el hecho de que parte del agua residual pueda disolverse en el CO₂, dando lugar a una precipitación de carbonatos.

Escenario con desecación: en este segundo escenario sí que se supone que tiene lugar el proceso de desecación. De este modo, parte del agua residual retenida en los poros por capilaridad se disolvería en la fase gaseosa, generando una precipitación de sales en los carbonatos. Este proceso que tiene lugar a escasa distancia del pozo de inyección, produce en la roca almacén una variación de sus propiedades, de manera que se reduce su porosidad y con ello la permeabilidad del sistema. Esto, previsiblemente va a dar lugar a un aumento de las presiones, ya que al disminuir la permeabilidad, las fases fluidas van a tener más dificultades para poder desplazarse.

Para cada uno de los escenarios, se han calculado las sobrepresiones generadas en función de distintas tasas de inyección, con el fin de comparar las presiones introducidas en el sistema en función del caudal de CO₂ seleccionado. Se ha estudiado tanto la distribución de sobrepresiones en el espacio, como su evolución en el tiempo.

Se han estudiado y calculado también las variaciones de la densidad y la viscosidad de los fluidos (salmuera y CO₂) según las sobrepresiones introducidas en el sistema por el proceso de inyección.

A continuación se ha procedido a iterar entre ambas ecuaciones, la que determina las presiones y las que establecen las propiedades de densidad, viscosidad y compresibilidad de los fluidos, calculándose con ello las sobrepresiones reales generadas, con un error por debajo del 10⁻⁴.

Por último se ha calculado para ambos escenarios, la tasa de inyección máxima que el sistema sería capaz de asumir sin que se produjeran fracturas en su interior.

6.2.1. ESTIMACIÓN DE LA MÁXIMA PRESIÓN SOTENIBLE POR LA ROCA ALMACÉN.

Cuando se lleva a cabo la inyección de CO₂, estamos perturbando por un lado el campo de presiones y por otro el de flujos del complejo de almacenamiento. El aumento de presiones puede afectar a la integridad geomecánica del complejo, por la posible creación y/o reactivación de fracturas y/o fallas, generación de sismos, etc.

La Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (EPA, 2008, p. 43510) ha establecido recientemente que durante el proceso de inyección, la presión en el zona afectada por esta, no debe exceder el 90% de la presión de fractura. Esto es así debido a las incertidumbres, tanto de datos como de procesos, que caracterizan a este tipo de estudios.

En general, los tres modos de fallo por sobrepresión que se considera que pueden producirse en la formación, son rotura cortante de la roca intacta, reactivación de fracturas preexistentes, y apertura de nuevas fracturas por insuficiencia a tracción (Mathias et al., 2009a).

Según el criterio de rotura de Morh-Coulomb la reactivación de fracturas preexistentes se produciría antes que el fallo por tensión en la parte de la roca intacta, en el caso que se suponga, de manera conservativa, el hecho de que existen fracturas en todas las direcciones.

Sin embargo en Mathias et al. (2009b) se demuestra que esta afirmación es fuertemente dependiente del ratio entre las tensiones principales, de forma que podría darse el caso en el que se rompiera antes la roca intacta de que se reactivaran las fracturas.

A continuación se han hallado las diferentes presiones de rotura para rocas carbonatadas de naturaleza calcítica.

PRESIÓN CRÍTICA POR DESLIZAMIENTO DE FRACTURAS PREEXISTENTES

Dicha presión va a depender de la tensión vertical que se ejerza sobre el sistema. Esta presión en el caso del almacenamiento geológico de CO₂, sería infringida, principalmente por la presión de inyección, influyendo ligeramente las fuerzas de flotación que hacen que la pluma se desplace hacia arriba dentro del reservorio. La presión crítica por deslizamiento de fracturas preexistentes vendría dada por la expresión:

$$\sigma_v = \int_0^D \rho_s g dz \quad (1)$$

Siendo ρ_s la densidad de la roca saturada, g la aceleración de la gravedad, y D la profundidad a la cual se inyecta el CO₂.

En el caso del Dogger de Paris, la densidad promedio hallada para las rocas carbonatadas allí presentes, es de unos 2700kg/m³ (André et al., 2007).

Considerando que se va a introducir el dióxido de carbono aproximadamente en el centro del espesor del reservorio, D sería igual al valor de la profundidad a la que se encuentra la formación almacén ($z=1800m$), más la mitad de su potencia. Como la formación presenta un espesor de 20m, se tiene que $D=1810m$. Sustituyendo en la ecuación (1) se obtiene que la tensión vertical sería:

$$\sigma_v = 479,4147 \text{ bares}$$

A continuación se calcula la presión crítica por deslizamiento de fracturas preexistentes a partir de la tensión vertical, la cual va a depender principalmente del ángulo de fricción de la roca y de un parámetro empírico función de la profundidad a la que se encuentra el sistema:

$$P_s = \left(\frac{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} - k}{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} - 1} \right) \sigma_v, \quad k < 1 \quad (2)$$

$$P_s = \left(\frac{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} k - 1}{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} - 1} \right) \sigma_v, \quad k > 1 \quad (3)$$

Donde μ es el coeficiente de fricción, y k un parámetro empírico que viene dado por la siguiente ecuación:

$$0,3 + \frac{100}{z} \leq k \leq 0,5 + \frac{1500}{z} \quad (4)$$

Considerando que $z = 1800m$ tendríamos que: $0,36 \leq k \leq 1,33$

El valor de $k=0,36$ se correspondería con un régimen extensivo, mientras que para $k=1,33$ el régimen sería compresivo.

Teniendo en cuenta que se ha tomado un $\mu = 0,6$ lo que equivale a decir que la formación almacén posee un ángulo de fricción próximo a 31° (se considera uno de los ángulos más

pequeños encontrados para carbonatos en la bibliografía, caso más desfavorable), sustituimos en la ecuación correspondiente a la presión:

Para $k = 0,36$ (régimen extensivo) se obtiene un valor de $P_s = 24,6852$ bares

Para $k = 1,33$ (régimen compresivo) se obtiene un valor de $P_s = 625,1880$ bares

Al hallar estas presiones puede verse como en el caso de $k=0,36$ los resultados de la presión de rotura no son aceptables ya que están muy por debajo de la presión hidrostática, la cual se corresponde con valores de 180 bares, por lo que solo debido a ella la roca ya rompería.

En Mathias (2009b) ya se contemplaba este caso, por lo que se utilizaba para hallar la P_s la siguiente ecuación que viene de considerar iguales en el sistema, las dos tensiones principales:

$$P_s = \left(\frac{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} - v(1 - v)^{-1}}{[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^{-2} - [v(1 - v)^{-1} - 1]\eta - 1} \right) \quad (5)$$

A partir de ella se obtendrían valores de $P_{sa} = 479,4147$ bares

PRESIÓN CRÍTICA DE FALLO POR TENSIÓN

En este caso es necesario hallar la tensión horizontal mínima. Si se asume que el esfuerzo uniaxial se produce en la dirección del esfuerzo máximo principal:

$$\frac{\sigma_3 - \eta P_s}{\sigma_1 - \eta P_s} = \frac{v}{1 - v} \quad (6)$$

Con $\sigma_1 = \sigma_v$ y $\sigma_3 = \sigma_h$, y siendo v el coeficiente de Poisson, y η el coeficiente de Biot.

Para el coeficiente de Poisson se ha tomado un valor igual a 0,25 que se ajusta al comportamiento general de las rocas, y suele ser uno de los más utilizados en la bibliografía, y para el coeficiente de Biot un valor igual a 1, por ser también el habitual de los artículos en los que se desarrollan cálculos similares (Mathias et al., 2009b).

Primero se halla la tensión horizontal:

$$\sigma_h = \left(\frac{v}{1 - v} \right) (\sigma_v - \eta P_s) + \eta P_s \quad (7)$$

De manera que tendríamos que:

Para $k = 0,36$	➡	$P_s = 24,6852$ bares	➡	$\sigma_h = 176,2617$ bares
Para $k = 1,33$	➡	$P_s = 625,1880$ bares	➡	$\sigma_h = 576,5969$ bares
Para P_{sa}	➡	$\sigma_h = 479,4147$ bares		

Una vez que se ha obtenido la tensión horizontal habría que hallar la presión crítica de fallo por tensión (P_t). Para ello se tiene que en el peor de los casos, en el más conservativo, en el cual se produciría antes el fallo por tensión en la roca intacta que la reactivación de fracturas:

$$P_t = \sigma_h \quad (8)$$

Por lo que;

Para $k = 0,36$ \longrightarrow $P_t = \sigma_h = 176,2617$ bares

Para $k = 1,33$ \longrightarrow $P_t = \sigma_h = 576,5969$ bares

ESFUERZO CORTANTE MÁXIMO

Se halla a partir de las tensiones principales. Este tipo de esfuerzo no sería relevante en el caso de la inyección de CO_2 , ya que no entraña riesgos para la condición de almacenamiento, con todo y con eso se ha estimado su valor:

$$\tau_{max} = \frac{|\sigma_1 - \sigma_3|}{2} \quad (9)$$

Sustituyendo con los valores ya conocidos de σ_1 y σ_3 en la ecuación (9) se obtiene que :

Para $k = 0,36$ \longrightarrow $\tau_{max} = 151,5765$ bares

Para $k = 1,33$ \longrightarrow $\tau_{max} = 48,5911$ bares

Como se ha considerado para el desarrollo del cálculo de las presiones las condiciones más desfavorables, según se establece en el artículo de Mathias et al. (2009b), a la hora de suponer la presión máxima aceptable por la roca, no habría de considerarse el 90% de las presiones de rotura, si no que podría compararse directamente con el valor de σ_h .

De todos modos, y con el fin de asegurar la seguridad del almacenamiento, a la hora de hallar la tasa máxima, si se tendrá en cuenta la restricción del 90% dada por La Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (EPA, 2008, p. 43510). Esta restricción resulta necesaria por el hecho de que nos encontramos en un entorno de incertidumbre, de ahí la importancia de la reducción de las presiones.

6.2.2. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS INICIALES DE LOS FLUIDOS

Para llevar a cabo la modelización los valores de los parámetros como la permeabilidad o la porosidad han sido obtenidos de bibliografía sobre ensayos y modelizaciones realizadas anteriormente en el área de estudio.

Se parte, de formaciones almacén y sello, homogéneas e isotrópicas, cuyas propiedades se mantienen constantes a lo largo de toda su extensión.

En cuanto a las propiedades de los diferentes fluidos presentes en el acuífero, estas han sido calculadas mediante la utilización de Ecuaciones de Estado en función de la presión hidrostática y la temperatura a la que se ven sometidas por la profundidad a la que se sitúan. Se ha calculado la compresibilidad de la salmuera, así como su densidad y viscosidad a través de relaciones empíricas. Para el CO₂, los cálculos se han hecho mediante la Ecuación de Readlich-Kwong que se trata de una ecuación de amplio uso considerada en diferentes fuentes como la mejor de dos constantes, motivo por el cual se ha optado por ella. Proporciona la presión como función de la temperatura y del volumen específico (Hurtado, 2009). Se trata de una ecuación sencilla, pero lo suficientemente precisa por lo que es una buena opción para el cálculo de densidades.

De este modo, la densidad de la salmuera, ρ_w , en g/m³ vendría dada, según Batzle & Wang (1992) por la siguiente función, la cual a su vez dependería de la densidad del agua, ρ_W :

$$\rho_w = \rho_W + C\{0,668 + 0,44C + 10^{-6}[300P - 2400PC + T_C(80 + 3T_C - 3300C - 13P + 47PC)]\} \quad (10)$$

En donde la densidad del agua es igual:

$$\rho_W = 1 + 10^{-6} T(80T_C - 3,3T_C^2 + 0,00175T_C^3 + 489P - 2T_C P + 0,016T_C^2 P - 1,3 * 10^{-5} T_C^3 P - 0,333P^2 - 0,002T_C P^2) \quad (11)$$

Al tratarse de ecuaciones empíricas la temperatura viene dada en °C, la presión en MPa y la concentración en cloruro sódico en kg/l⁻¹. Para este último dato se han tomado los valores pertenecientes al Dogger de la Cuenca de Paris hallados por Castillo et al. (2011); c= 0,035kg/l.

Considerando los siguientes gradientes:

- Gradiente hidrostático de presión : 100 bar/ km
- Gradiente geotérmico: 35,5°C/km

La densidad de la salmuera sería:

- Densidad de la salmuera= 1007,7 kg/m³

Por su parte la viscosidad, ya sea dinámica o cinemática en el caso de los fluidos, se considera independiente tanto de la presión como de la temperatura. Esta va a depender solo y

exclusivamente del valor de la densidad y se calcula mediante la siguiente ecuación empírica (cMathias et al. 2009):

$$\mu_w = 1 + 0,333C + (1.65 + 91.9C^3)\exp\{-[0.42(C^{0.8} - 0.17)^2 + 0.045]T_c^{0.8}\} \quad (12)$$

Tras realizar los cálculos pertinentes se obtiene que la viscosidad del agua

- Viscosidad de la salmuera (μ_w) = $4,5913 * 10^{-4}$ Pa*s

Ecuaciones de Redlich-Kwong:

Esta ecuación viene dada por la siguiente expresión:

$$P = \left(\frac{RT_K}{V - b_2} \right) - \left(\frac{b_1}{T_K^{0.5}V(V + b_2)} \right) \quad (13)$$

Donde b_1 y b_2 representan las medidas de la atracción y la repulsión intermolecular respectivamente, V es el volumen molar del gas comprimido a una presión P (en bares) y a temperatura T (en grados Kelvin), R es la constante de los gases igual a $23,1447 \text{ bar cm}^3/\text{mol}\cdot\text{k}$ y T_k la temperatura en Kelvin.

Por su parte $b_1 = 7,54 * 10^7 - 4,13 * 10^4 T_k$ siendo $b_2 = 27,80$.

A partir de la presión hidrostática y de la temperatura correspondiente a su profundidad se halla el volumen molar, a partir del cual se calcula la densidad del dióxido de carbono:

$$\rho_0 = M/V \implies \text{Densidad de CO}_2 = 564,3376 \text{ kg/m}^3$$

A la hora de calcular la viscosidad, se ha utilizado la ecuación de Spycher, la cual se encuentra validada para temperaturas entre $283\text{k} \leq T_k \leq 380\text{K}$ y en la que la viscosidad depende solo y exclusivamente de la densidad y de la temperatura.

Por lo tanto tenemos que en el caso del CO_2 , si es posible apreciar variaciones de viscosidad en función de la variabilidad de la densidad en el reservorio.

$$\mu_0 = 16,485 + (0,0094870\rho_0)^2 + (0,0025939\rho_0)^4 + (0,0019815\rho_0)^6 \quad (14)$$

$$\text{Viscosidad de CO}_2 = 5.0450 * 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

A continuación se presenta una tabla resumen con el valor de todos los parámetros utilizados.

Parámetro	Valor del Parámetro
Tiempo de simulación (t)	160 días
Extensión radial considerada (r)	1000m
Inyección de tasa de CO ₂ (M0)	2.0 kg/s
Porosidad de la formación almacén (Φ)	0.12
Potencia de la formación almacén (H)	20m
Radio de pozo (rw)	0.1m
Densidad de CO ₂ (ρ0)	564,3376 kg/m ³
Densidad de la salmuera (ρw)	1007,7 kg/m ³
Densidad de la roca (ρc)	2700 kg/m ³
Viscosidad de CO ₂ (μ0)	5.0450 * 10 ⁻⁵ Pa*s
Viscosidad de H ₂ O (μw)	4,5913 * 10 ⁻⁴ Pa*s
Permeabilidad (k)	10 ⁻¹³ m ²
Parámetro de Fochheimer (b)	0
Compresibilidad de la salmuera (cw)	3.8096 * 10 ⁻¹⁰ Pa ⁻¹
Compresibilidad de la roca (cr)	4.5x10 ⁻¹⁰ Pa ⁻¹
Temperatura superficial	11°C
Gradiente Geotérmico	35.5°C/km
Temperatura del reservorio	75°C
Gradiente Hidrostático	100bar/km
Presión del reservorio	180 bares
Profundidad de a formación almacén (z)	1800m

Tabla 2 Parámetros característicos del almacenamiento en el Dogger de la Cuenca de Paris.

6.2.3. Escenario sin desecación

ESTIMACIÓN DE LAS SOBREPRESIONES DEBIDAS A LA INYECCIÓN DE CO₂

Para poder calcular la distribución de sobrepresiones es necesario modelizar la inyección de CO₂ supercrítico en el interior de la formación salina (S. Mathias et al., 2009).

Para ello se ha utilizado el modelo de Mathias (Simon Mathias et al., 2008), el cual mejora los métodos anteriores en la medida en que incorpora la compresibilidad de los fluidos y de la formación. Este modelo contempla además los efectos inerciales aplicando la ecuación de Forchheimer, aunque en el caso de este proyecto dichos efectos han sido despreciados.

Modelo de Mathias:

Según define el propio modelo de Mathias, se considera que las fuerzas capilares son despreciables a lo largo de toda la formación de almacenamiento. Como supuestos del modelo, se toma que el CO₂ y la salmuera se encuentran separados por una marcada interfase, localizada a una altura h de la base de la formación, y que las zonas en las que solo uno de los fluidos está presente, se encuentran saturadas en él.

Este método asume también que tanto la permeabilidad relativa como la viscosidad son constantes en cada una de las zonas, y que los fluidos y la formación porosa son ligeramente compresibles. Además no tiene en cuenta las variaciones de la densidad con la profundidad dentro de la roca almacén y considera la compresibilidad del reservorio constante.

Según el modelo de Mathias los flujos de salmuera y CO₂ estarían gobernados por la ecuación de Forchheimer de forma que:

$$\frac{\mu_0}{k} * q_0 + b\rho_0 * q_0 * |q_0| = -\frac{\partial P}{\partial r}$$

$$\frac{\mu_w}{k} * q_w + b\rho_w * q_w * |q_w| = -\frac{\partial P}{\partial r}$$

Estudios de análisis adimensionales revelan que este problema anteriormente propuesto quedaría controlado por un total de siete grupos paramétricos adimensionales (S Mathias et al., 2009):

$$P_0 = \frac{M_0 * \mu_0}{2\pi H \rho_0 k} \quad \alpha = \frac{M_0 * \mu_0 (c_r + c_w)}{2\pi H \rho_0 k}$$

$$t_0 = \frac{2\pi H \phi \rho_0 r_w^2}{M_0} \quad \beta = \frac{M_0 * kb}{2\pi H r_w \mu_0}$$

$$\gamma = \frac{\mu_0}{\mu_w} \quad \epsilon = \frac{(c_0 - c_w)}{(c_r + c_w)} \quad \sigma = \frac{\rho_0}{\rho_w}$$

De entre ellos destacan por su importancia: α , que representa el parámetro de compresibilidad, β o parámetro inercial, y γ que constituye el ratio de viscosidades. En este caso como se supone un sistema no inercial, el término β sería igual a cero, ya que el parámetro de Forchheimer, b se considera nulo.

Además partiendo de un radio de pozo de inyección pequeño ($r_w \rightarrow 0$) esto permite aplicar la transformada de Boltzmann: $x = r^2/t$.

Expandiendo la dependencia de variables a α y asumiendo $\alpha \ll 1$ entonces quedaría todo simplificado a dos problemas, uno para la zona próxima al pozo y otra para la más lejana, ambos más fácilmente resolubles y los cuales pueden ser además unidos mediante la siguiente ecuación:

$$P_D = \begin{cases} -\frac{1}{2} \ln\left(\frac{x}{2\gamma}\right) - 1 + \frac{1}{\gamma} - \frac{1}{2\gamma} \left[\ln\left(\frac{\alpha}{2\gamma^2}\right) + 0.5772 \right], & x \leq 2\gamma \\ -\left(\frac{x}{2\gamma}\right)^{1/2} + \frac{1}{\gamma} - \frac{1}{2\gamma} \left[\ln\left(\frac{\alpha}{2\gamma^2}\right) + 0.5772 \right], & 2\gamma \leq x \leq \frac{2}{\gamma} \\ -\frac{1}{2\gamma} \left[\ln\left(\frac{\alpha}{2\gamma}\right) + 0.5772 \right], & x \geq \frac{2}{\gamma} \end{cases} \quad (15)$$

El método de Mathias permite determinar también la localización de la interfase entre el CO₂ y la salmuera, a través de una serie de ecuaciones que como en el caso anterior van a ser función de la distancia al pozo de inyección.

$$h = \begin{cases} 0, & x \leq 2\gamma \\ -\frac{\left(\frac{x}{2\gamma}\right)^{\frac{1}{2}} - 1}{\gamma - 1}, & 2\gamma \leq x \leq \frac{2}{\gamma} \\ 1, & x \geq \frac{2}{\gamma} \end{cases} \quad (16)$$

A continuación se presentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de este modelo para la inyección de CO₂ en una formación carbonatada profunda (Simon Mathias et al., 2008).

REPRESENTACIÓN DE LA INTERFASE

Primero y con el fin de ver como se distribuye la curva que separa los dos fluidos presentes en la roca (CO₂ y salmuera) se ha llevado a cabo la representación gráfica de la interfase a lo largo de parte de la formación. Para ello se ha considerado un tiempo determinado de inyección y una distancia radial cuyos valores se han tomado con el fin de que pudiera observarse bien la forma descrita por la interfase.

A continuación se ha procedido a la representación de la elevación de dicha interfase con respecto a la distancia r al pozo inyector. Para el primero de los casos, se ha supuesto un tiempo de inyección de un día, mientras que la segunda figura (Fig. 21) se corresponde con un periodo de inyección de CO₂ en el reservorio de 160 días. En ambos se ha considerado la misma distancia radial.

Además de las ecuaciones para la interfase expuestas anteriormente es necesario considerar la siguiente relación adimensional con el fin de poder resolver el problema de manera adimensional (S. Mathias et al., 2009):

$$h_D = \frac{h}{H} \quad (17)$$

siendo h_D la altura adimensional, h la altura real y H la potencia de la formación.

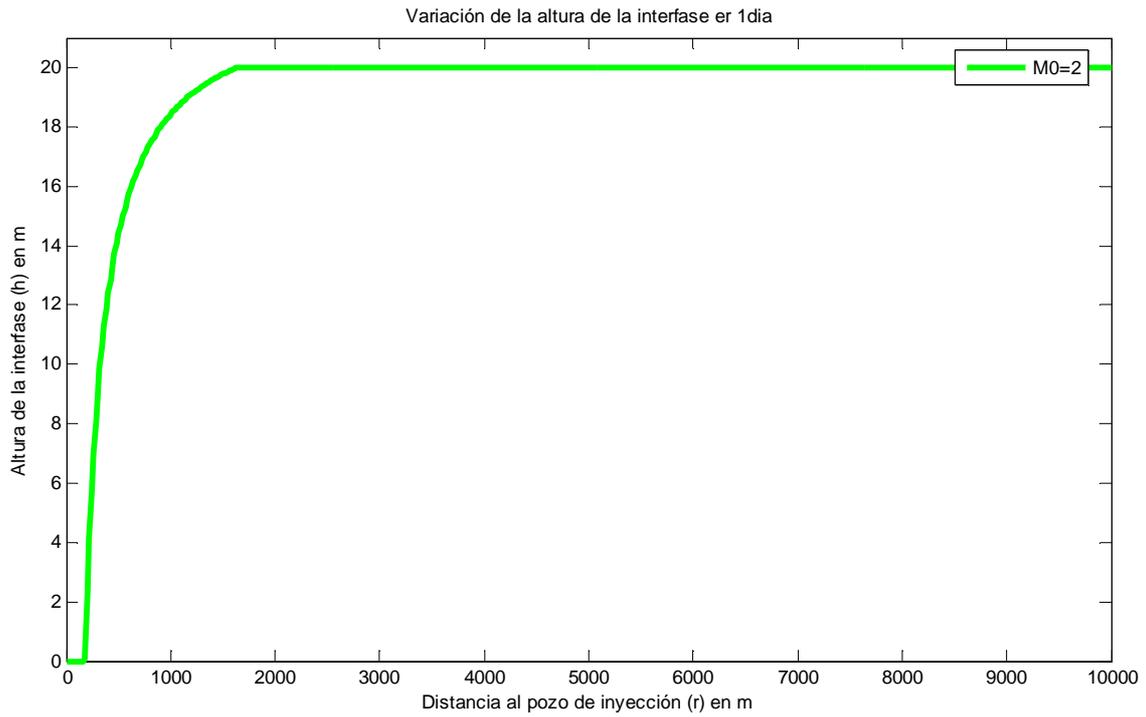


Fig. 20: Posición de la interfase después del primer día en el escenario sin desecación

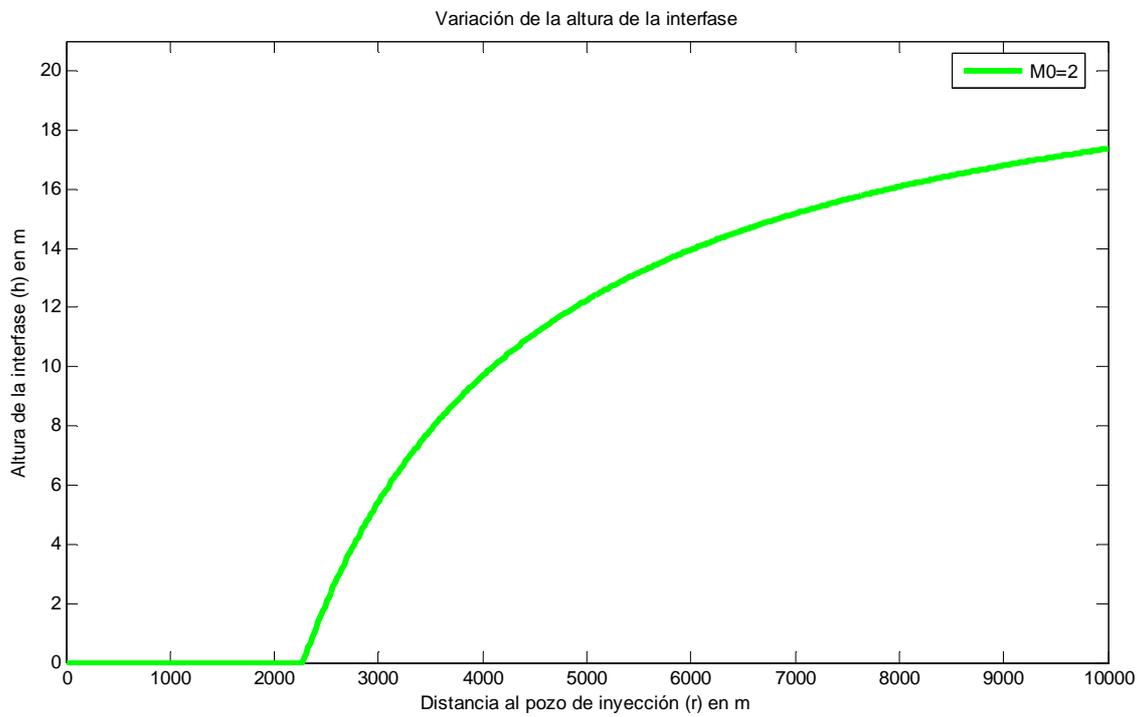


Fig. 21: Posición de la interfase tras 160 días en el escenario sin desecación

Ambas gráficas muestran que la pluma de CO₂ tiende a desplazarse hacia arriba por las fuerzas de flotabilidad al mismo tiempo que avanza por la formación almacén longitudinalmente alejándose del pozo de inyección.

Al principio se observa una pequeña zona en la que el CO₂ ha desplazado absolutamente toda la salmuera, quedando saturado el reservorio en esta sustancia supercrítica. La comparación entre las Fig. 20 y 21 permite visualizar la evolución temporal de la pluma de CO₂, donde puede observarse como el límite de la zona saturada en CO₂ pasa de estar próximo al pozo de inyección a situarse con el tiempo más alejado de este.

Posteriormente se observa una zona en la que ambos fluidos, CO₂ y salmuera, coexisten, para llegar finalmente a un área en la que solo queda ya el agua de la formación presente desde un principio en esta. El punto en el que se pasa al área saturada en salmuera, puede verse fácilmente en la Fig.20 que se corresponde con un periodo de inyección y evolución de 24 horas, mientras que en la de los 160 días no aparece por darse a distancias mucho mayores. En esta última si es posible observar la forma descrita por la pluma al alcanzar la formación sello. En esta parte en donde la potencia de la pluma disminuye significativamente, la relación longitud/potencia dificulta en gran extremo la aplicación de métodos numéricos en su resolución.

CALCULO DE SOBREPRESIONES

Tiempo constante

A continuación se ha obtenido la distribución de las sobrepresiones a las que el sistema se ve sometido al inyectarse en él CO₂, a lo largo de su extensión lateral. Para este apartado se ha supuesto inicialmente un tiempo fijo (t) e igual a 160 días y se ha simulado la introducción del dióxido de carbono en el reservorio considerando distintas tasas de inyección. Por su parte, se ha establecido como espacio en el cual va a realizarse el estudio, una distancia radial (r) que varía entre 0.1m donde $r=r_w$ y 1000m.

Han sido halladas inicialmente y a través de las ecuaciones que aparecían en la descripción del modelo de Mathias, las sobrepresiones adimensionales (P_D), y posteriormente fueron despejadas, a partir de estas, las sobrepresiones reales (P) en el reservorio.

$$P = \frac{P_D * M_0 * \mu_0}{2\pi * H * \rho_0 * k} \quad (18)$$

En este caso y con el fin de ver la relación entre las sobrepresiones generadas y la tasa de inyección seleccionada, se han tomado un total de 7 tasas diferentes, que van desde valores de 1kg/s hasta 30kg/s, hallándose para cada una de ellas las sobrepresiones a las que dan lugar.

A continuación se representa la variación de la presión en el interior del reservorio en función de la distancia al pozo de inyección.

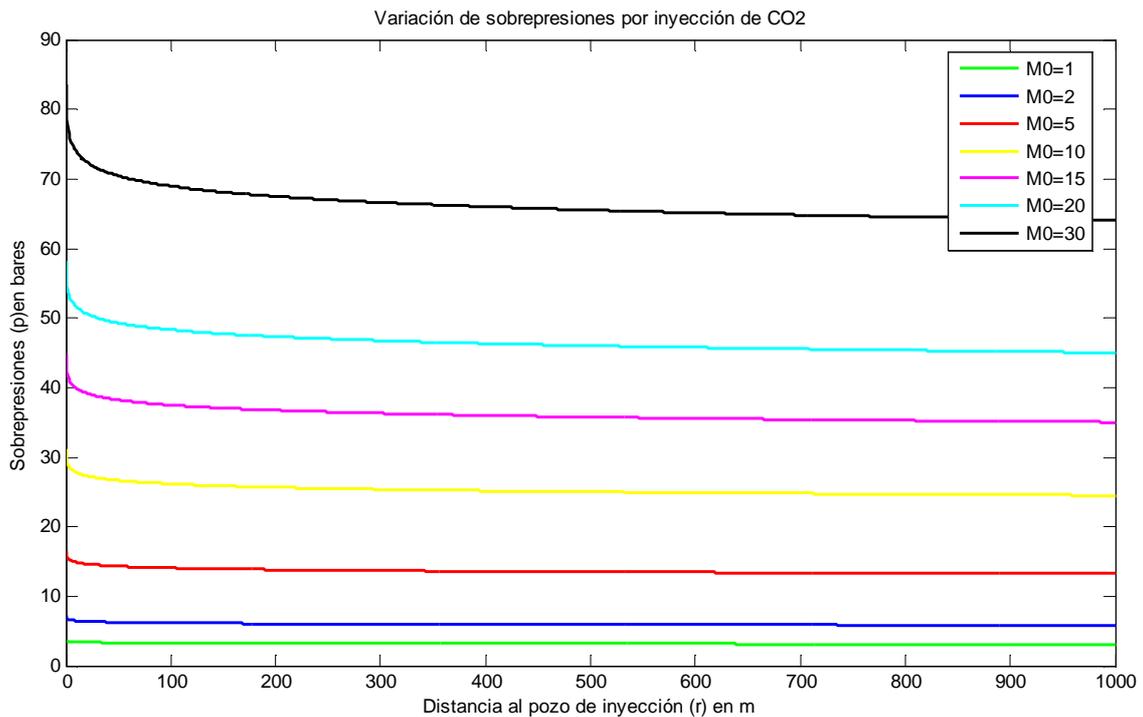


Fig. 22: Sobrepresiones en función de la distancia al pozo de inyección para distintas tasas de inyección en el escenario sin desecación

Como puede observarse en el gráfico, un aumento de la tasa conlleva grandes incrementos en las presiones generadas en la roca.

Para poder analizar de forma más detallada la variación de las sobrepresiones, se ha tomado la curva descrita por una de las tasas de inyección. Se ha seleccionado en este caso la correspondiente a una tasa $M0=2$, debido a que alrededor de dos, están las tasas que separan los procesos industriales de los que no lo son, y resulta más interesante una tasa de inyección de 2kg/s que una que considere solo 1kg/s .

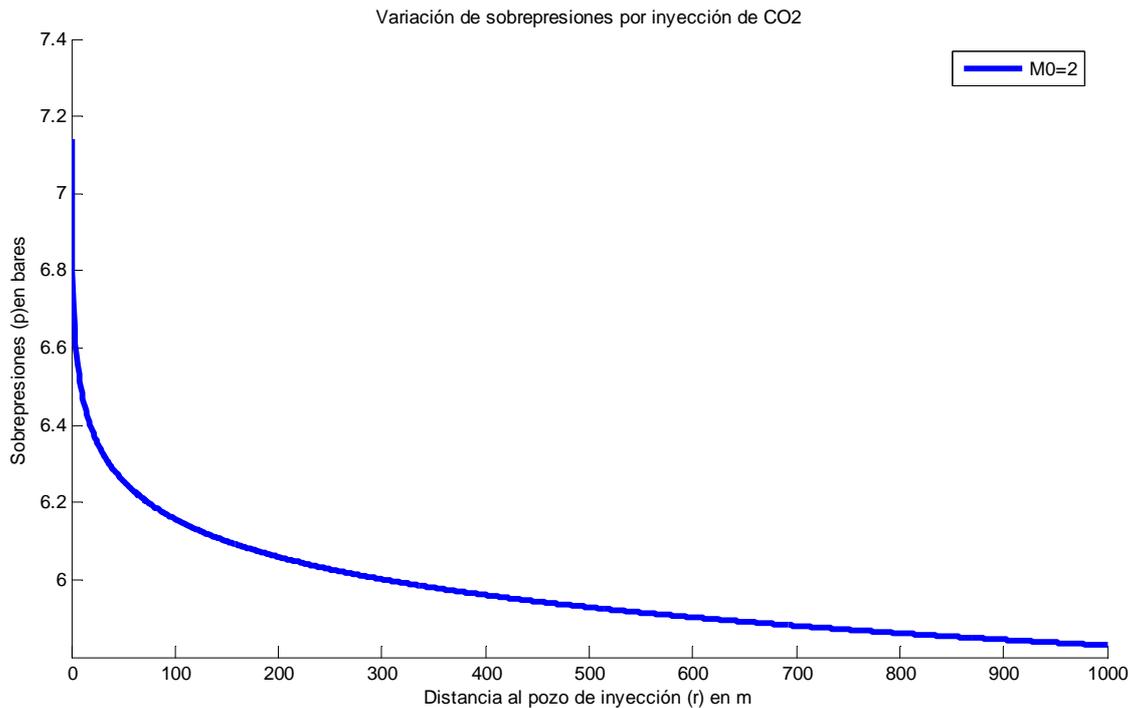


Fig. 23: Sobrepresiones en función de la distancia al pozo de inyección para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación

Como puede observarse en las gráficas todas las curvas tienden a cero con un gradiente más suave que el de la pluma de CO₂, ya que a lo largo del reservorio, y debido a que hemos considerado este como un sistema abierto, las presiones tenderán a disiparse. Con todo y con eso en todas las curvas, se observa que a los 100m la sobrepresiones que se ocasionan son todavía bastante altas, especialmente en los casos en los que se han tomado mayores tasas de inyección. Esto es debido a que cuanto más alta es la tasa, mayor será el desplazamiento del frente de sobrepresiones.

De igual modo, se observa que las mayores presiones se generan siempre próximas al pozo de inyección, para ir posteriormente disminuyendo. En este caso es así porque se ha supuesto para el desarrollo del estudio una formación almacén homogénea y continua, pero si en ella existieran cambios de permeabilidad, fracturas o cualquier otro elemento que pudiera representar un punto de mínima resistencia, esto no tendría por qué cumplirse.

Sin embargo al no haber contemplado la existencia de heterogeneidades, las sobrepresiones de mayor magnitud, que se producen en el punto de inyección, en donde el fluido inyectado ha de desplazar el agua allí presente, son las que definen en donde se localizarán los mayores riesgos de fracturación.

Distancia radial fija

De igual modo al caso anterior, se ha estudiado también la variación de la distribución de sobrepresiones a lo largo del tiempo en función de las diferentes tasas de inyección.

Para ello se ha establecido un punto fijo en el cual poder estudiar cómo influye, en cuanto a sobrepresiones generadas, la inyección del CO₂ a lo largo de un periodo tiempo de 160 días. Se ha considerado el lugar en el que $r=0,1 = r_w$, ya que al ser el punto más próximo al pozo inyector es el que va a registrar mayores presiones.

Al igual que hacíamos antes, se han hallado inicialmente las presiones adimensionales para posteriormente obtener a partir de ellas las sobrepresiones reales producidas por la inyección de CO₂ en la formación de almacenamiento.

A continuación se adjunta una representación de cómo varían, dichas sobrepresiones en función del tiempo para diferentes tasa de inyección.

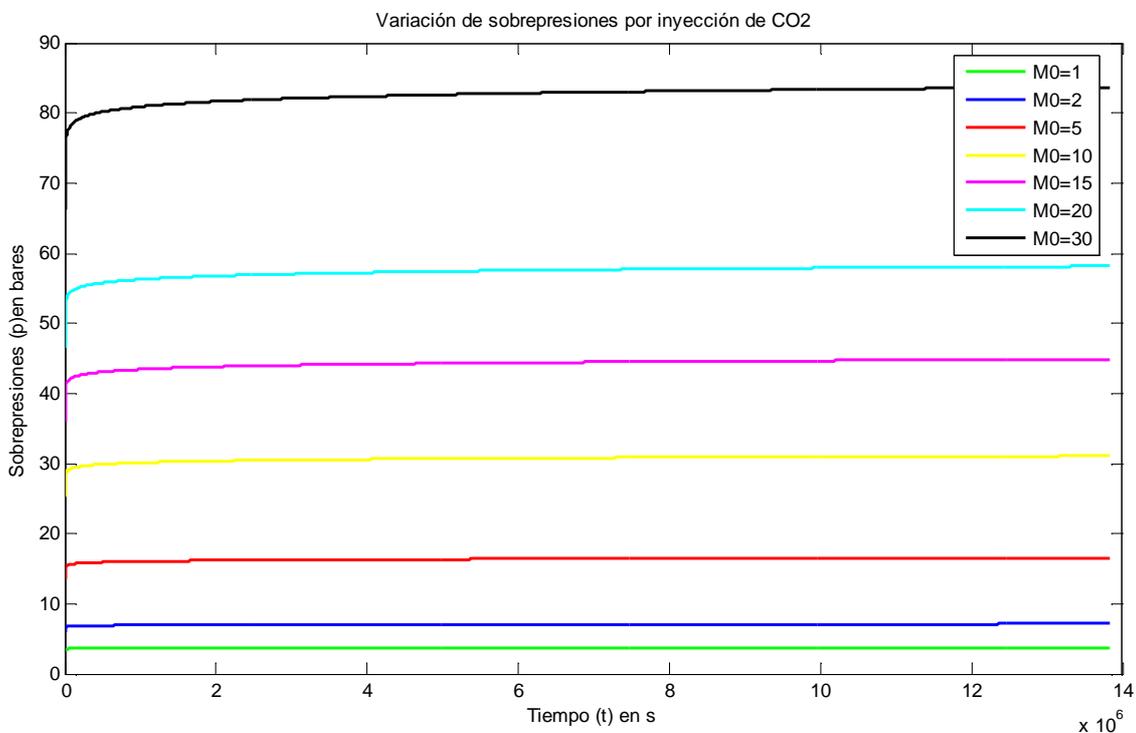


Fig. 24: Sobrepresiones en función del tiempo para distintas tasas de inyección en el escenario sin desecación

Como se realizó en el caso anterior va a añadirse un gráfico (Fig. 25) perteneciente al comportamiento de las sobrepresiones en el tiempo para el caso de una tasa de inyección más o menos baja, ya que es en esta tesitura donde más complicado resulta ver el comportamiento del sistema en el gráfico mostrado (Fig. 25).

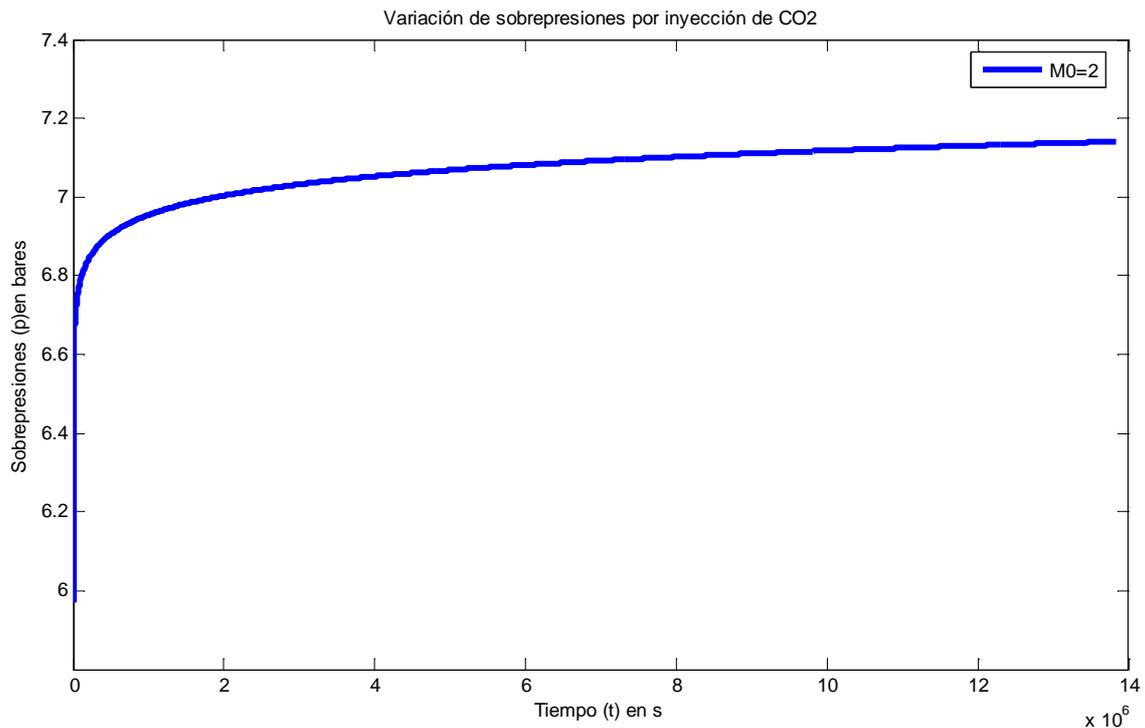


Fig. 25: Sobrepresiones en función del tiempo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación

En este caso se tiene que en los primeros momentos de la inyección las sobrepresiones generadas aumentan muy rápidamente, para después con el paso del tiempo estabilizarse tendiendo a un determinado valor de presión máxima. Como sucedía al suponer el tiempo fijo y la distancia radial variable, existe una fuerte dependencia de las sobrepresiones generadas y la tasa de inyección seleccionada, de manera que cuanto mayor es ésta, mayores son también las sobrepresiones a las que el sistema se ve sometido.

En la Fig. 24 es posible observar el rápido aumento de presión generado en el momento de la inyección, más rápido cuanto mayor es la tasa de inyección.

VARIACIÓN DE LA DENSIDAD

El estudio realizado sobre estas líneas requiere de propiedades como la viscosidad, la densidad o la compresibilidad ya sea de la salmuera o del CO₂. En un principio hemos hallado sus valores para las condiciones de presión y temperatura derivadas de la profundidad a la cual se encuentra la roca, suponiéndolos constantes en toda la formación. Sin embargo, la creación de sobrepresiones a lo largo del reservorio producidas por la inyección de CO₂, va a producir que estas propiedades varíen.

Por lo tanto y a partir de las ecuaciones empíricas así como de la Ecuación de Estado de Redlich-kwong, van a ser halladas las variaciones de la densidad, la compresibilidad y la viscosidad en función de las presiones.

A continuación se puede observar cómo responde la densidad de la salmuera a las sobrepresiones

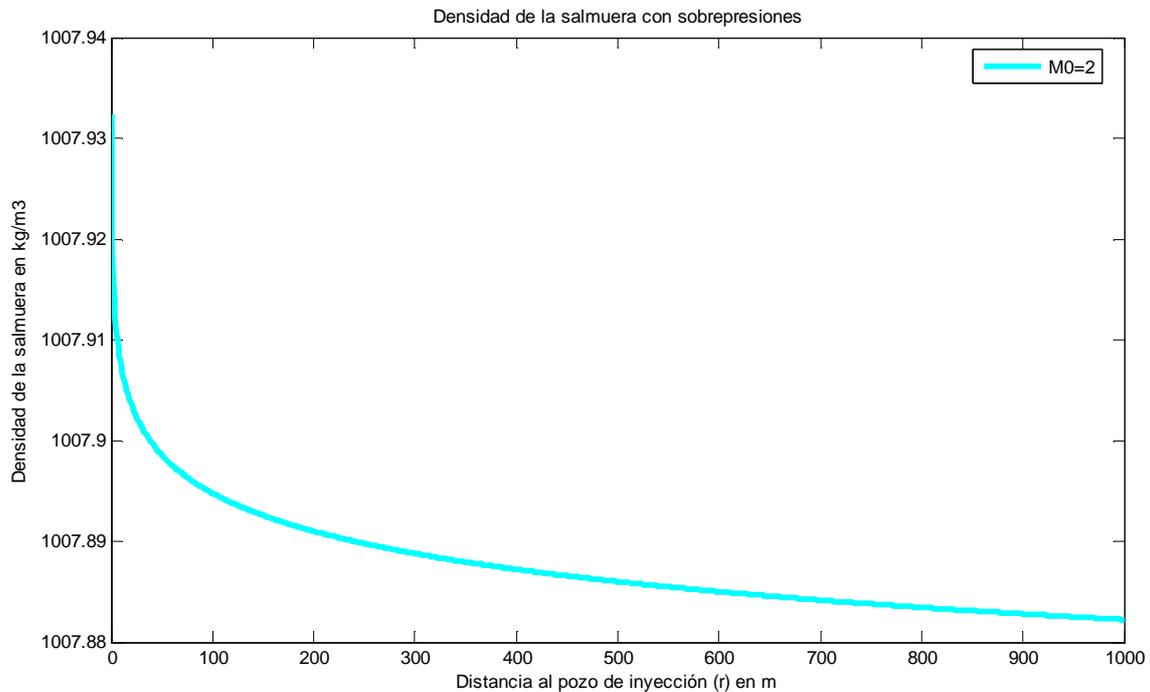


Fig. 26: Variación de densidad de la salmuera con las sobrepresiones en función de la distancia al pozo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación

Como puede verse en el gráfico superior, a medida que se avanza en la formación almacén la densidad de la salmuera desciende, tendiendo asintóticamente al valor inicial determinado por la profundidad a la que se encuentra el reservorio (densidad a presión hidrostática). Esto es, en la zona más próxima al pozo de inyección, donde se concentran las mayores presiones, la salmuera es más densa.

Esta dependencia con respecto a las presiones puede verse de forma clara en la Fig. 27, en la que queda constatada la relación, casi lineal, entre la presión y la densidad.

En este caso, en las proximidades del pozo de inyección la salmuera va a encontrarse comprimida por el CO₂ que se inyecta y la formación porosa en la que reside. Por su parte, cuando las presiones son bajas, el fluido podrá expandirse, hasta alcanzar los valores de densidad definidos por las condiciones de presión hidrostática y temperatura en las que se encuentre.

A pesar de la diferencia de presiones entre la zona más próxima y la más alejada del pozo, en la densidad de la salmuera no se aprecian variaciones significativas, apenas de 0,05 kg/m³ en 1000 metros.

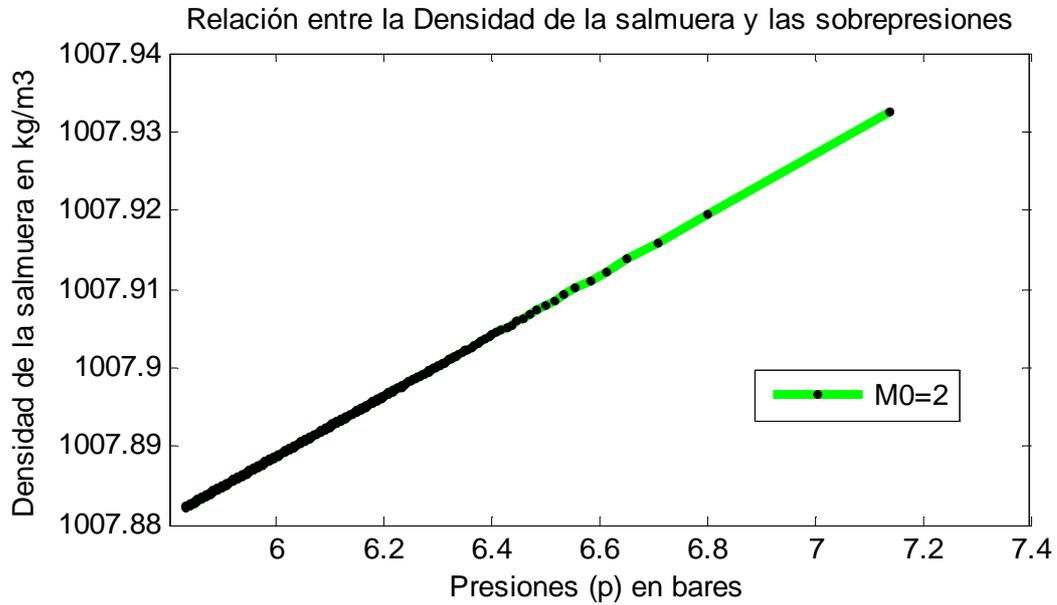


Fig. 27: Densidad de la salmuera en función de la sobrepresión en el pozo

En esta última figura (Fig. 27) se han representado en negro los datos que se hallan para la obtención de la recta. En ella puede verse como al producirse un incremento de la presión, la densidad también aumenta, aunque esta última asciende en menor proporción de lo que lo hace la presión.

Por su parte la viscosidad del agua, se considera independiente tanto de la presión como de la temperatura, por lo que la variación de las presiones dentro del reservorio no va a afectar a su valor. Seguirá por lo tanto presentando un valor constante a lo largo de toda la formación.

Para el CO₂, los cálculos de la densidad se llevarán a cabo mediante la utilización de la Ecuación de Estado de Redlich-Kwong a partir de las sobrepresiones del sistema.

A continuación se observa como varía dicha densidad frente a las presiones:

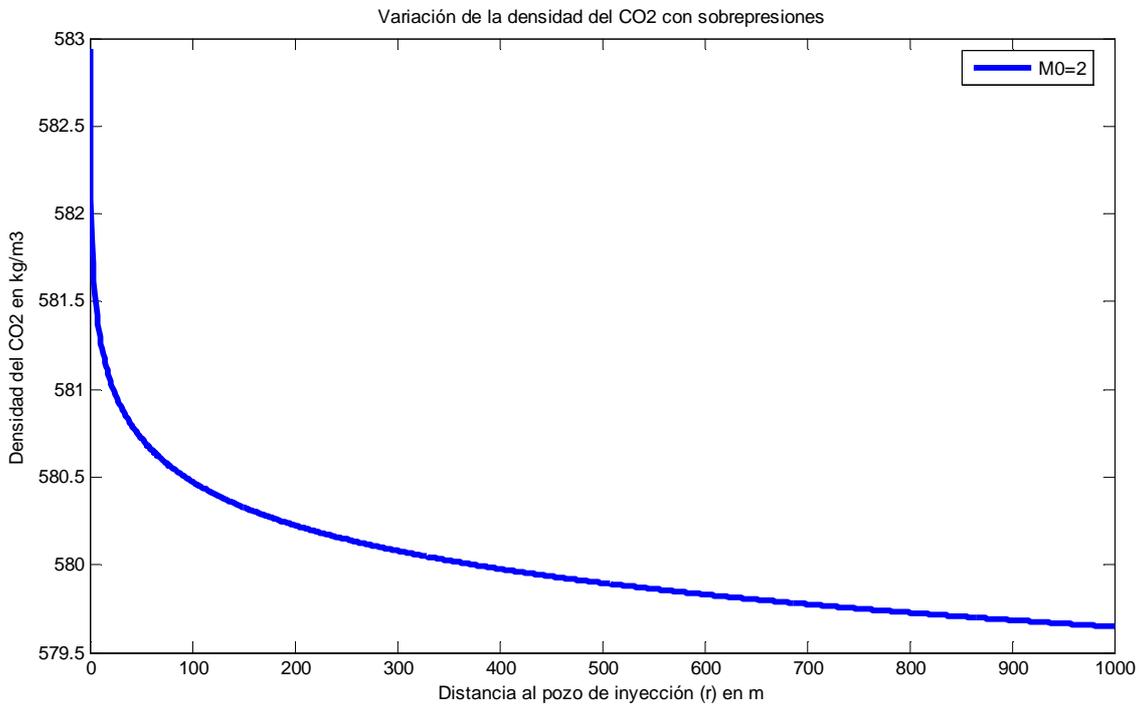


Fig. 28: Variación de la densidad del CO₂ con las sobrepresiones en función de la distancia al pozo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación

Al igual que sucedía con la densidad de la salmuera se observa que en los lugares en los que se concentran las mayores presiones, es decir, en los más próximos al pozo de inyección (r más pequeña), también se producen los aumentos más notables en cuanto a valor de densidad.

Sin embargo, y por el contrario de lo que sucedía con la salmuera, en este caso la variación de densidades para un mismo espacio, resulta más significativa. Esto queda constatado en la Fig. 29 en donde la relación entre las densidades y las presiones para el CO₂, presenta una recta de mayor pendiente a la observada en la comparación con la salmuera.

Esto puede fundamentarse en el hecho de que a pesar de que el CO₂, se encuentre en condiciones de supercriticalidad aún sigue manteniendo propiedades de gas, por lo que las presiones van a tener un mayor efecto en él, que en la salmuera.

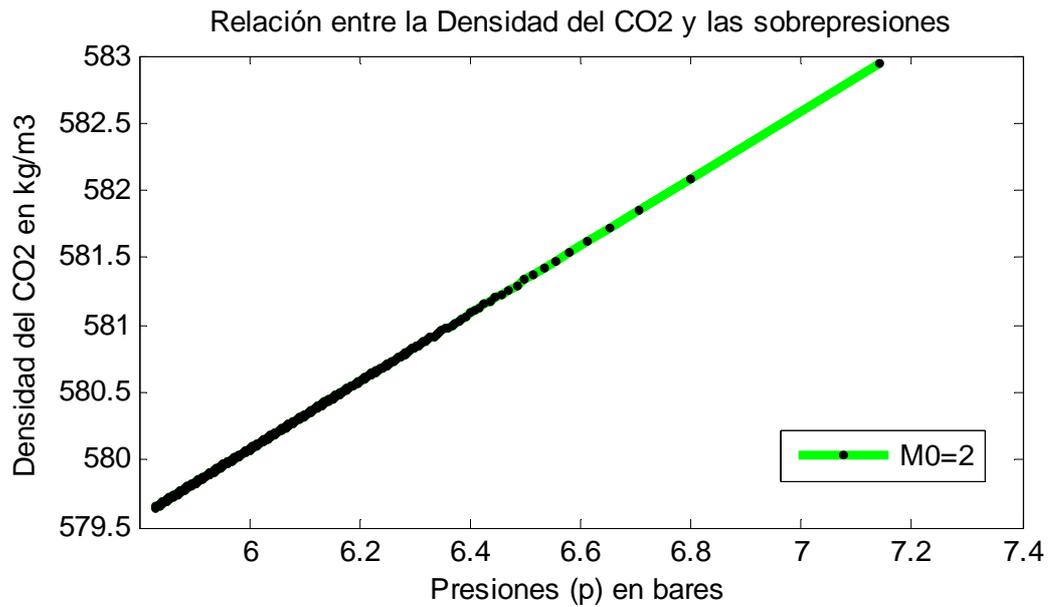


Fig. 29: Densidad del CO₂ en función de la sobrepresión en el pozo

En cuanto a la viscosidad se refiere tenemos que en el caso del CO₂, si que se va a ver modificada por el aumento de las presiones en el interior del reservorio, ya que depende directamente de la densidad.

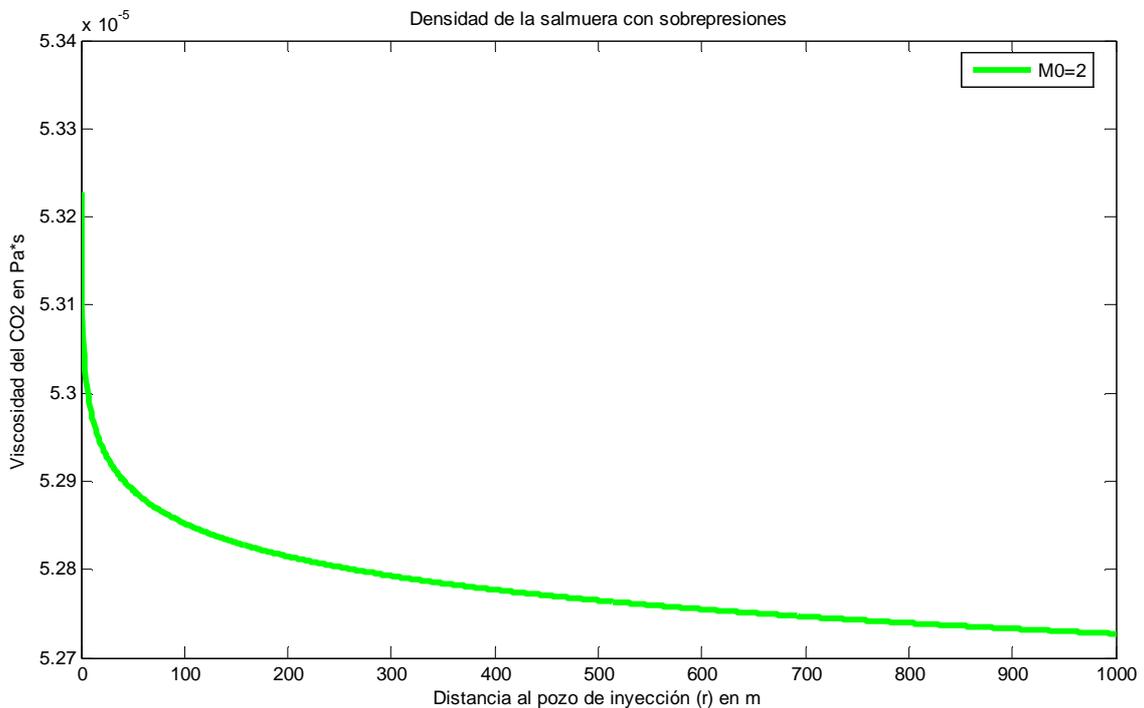


Fig. 30: Variación de la viscosidad del CO₂ con las sobrepresiones en función de la distancia al pozo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación

Al igual que sucede con la densidad, la viscosidad del CO₂ también aumenta para presiones mayores y disminuye, cuando estas lo hacen.

CALCULO DE LA TASA MÁXIMA ADMISIBLE POR LA FORMACIÓN

Una vez que han sido halladas las sobrepresiones y se ha visto la importancia en ellas de la tasa de inyección considerada, se va a calcular el valor máximo de dicha tasa para que las presiones totales a las que se ve sometido el reservorio con la inyección de CO₂, no superen la máxima presión admisible por la roca. En caso de que fueran superiores, la formación almacenaría.

Para el cálculo de esta tasa máxima de inyección se han utilizado las siguientes ecuaciones de Mathias:

$$P_D = -\frac{1}{2} \ln\left(\frac{x}{2\gamma}\right) - 1 + \frac{1}{\gamma} - \frac{1}{2\gamma} \left[\ln\left(\frac{\alpha}{2\gamma^2}\right) + 0.5772 \right], \quad x \leq 2\gamma$$

$$P_D = \frac{P * 2\pi * H * \rho_0 * k}{M_0 * \mu_0}$$

La primera ecuación se corresponde con la ecuación para las sobrepresiones adimensionales generadas en la zona próxima al pozo de inyección. Se ha considerado solo esta expresión, ya que como se ha venido observando, y debido al tipo de escenario seleccionado en el que las formaciones son homogéneas e isotrópicas, las mayores sobrepresiones se van a producir, siempre en esta zona. Por lo tanto a la hora de hallar la máxima tasa de inyección habrá que considerar solo la zona en la que los riesgos de rotura son mayores.

Además se ha fijado una $r=r_w$, y un tiempo $t=160$, por ser de igual modo, el punto y el momento en el que se concentran las mayores sobrepresiones en el sistema.

En la segunda ecuación, en donde se relaciona el valor de las sobrepresiones adimensionales con las reales que se generan en la roca almacenaría, se ha tomado la variable P, correspondiente a las sobrepresiones reales, igual a la máxima presión soportada por la roca menos la presión hidrostática, obteniéndose así la máxima sobrepresión generada por la inyección de CO₂ que la formación almacenaría podría admitir.

Como se va a considerar el 90% de las tensiones máximas soportadas por la roca, se toma dentro de las máximas presiones soportadas por la roca, la mínima con la que rompería y se calcula el porcentaje.

$$\sigma_h = 479,4147 \text{ bares} * 0.90 = 431,4732 \text{ bares}$$

Restándole la presión hidrostática la máxima sobrepresión sería: $P = 251,47323 \text{ bares}$.

Igualando las ecuaciones anteriores y dejando como única incógnita el valor de la tasa de inyección, se tiene que el máximo valor de esta se produciría cuando la ecuación resultante se igualara a cero.

La tasa máxima de inyección para el escenario en el que no se ha considerado desecación sería de 121,406 kg/s. En la Fig. 31 se representa gráficamente la evolución de la tasa de inyección con las sobrepresiones por inyección, y el punto crítico a partir del cual se produce la rotura.

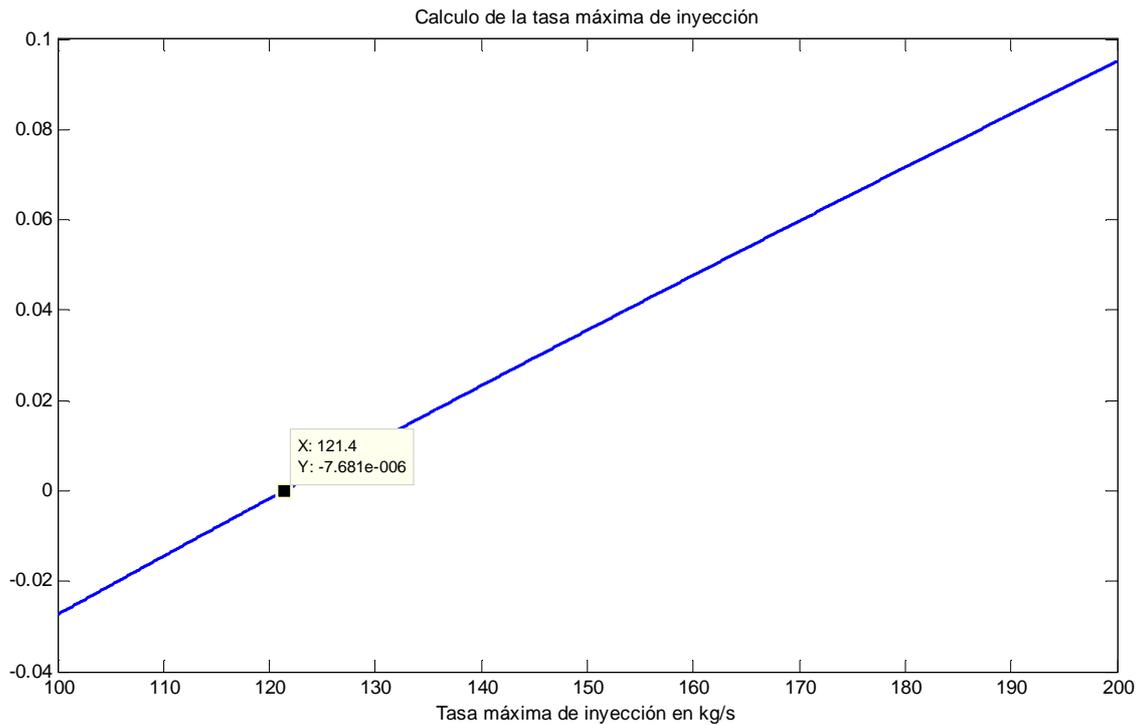


Fig. 31: Cálculo gráfico de la tasa máxima de inyección para el escenario sin desecación

SOBREPRESIONES POR ITERACIÓN

Como se ha visto hasta ahora, la generación de sobrepresiones va a dar lugar a una variación de las propiedades tanto de la salmuera como del CO₂. De este modo en el caso de la salmuera varían la densidad y la compresibilidad, mientras que para el CO₂, el aumento de presiones va a verse reflejado en un aumento de la densidad y de la viscosidad.

Estos cambios de parámetros, que a su vez influyen en el cálculo de las sobrepresiones, nos obligan a volver al modelo de Mathias, para hallar de nuevo las sobrepresiones en función de las nuevas densidades, compresibilidades y viscosidades. Y así de forma sucesiva es necesario iterar entre unas ecuaciones y otras hasta obtener unos valores que aporten errores ya muy pequeños, y cuya variación apenas introduzcan errores en el sistema.

Para ello se han programado las ecuaciones para que el error entre un valor de la presión y el inmediatamente anterior se inferior a 10⁻⁴.

Tras ejecutar el programa se obtiene que la solución converge rápidamente, pues solo son necesarias cuatro iteraciones para alcanzar una solución con un error inferior al establecido, las cuales describirían las siguientes sobrepresiones representadas en la Fig. 32 en función de la distancia radial.

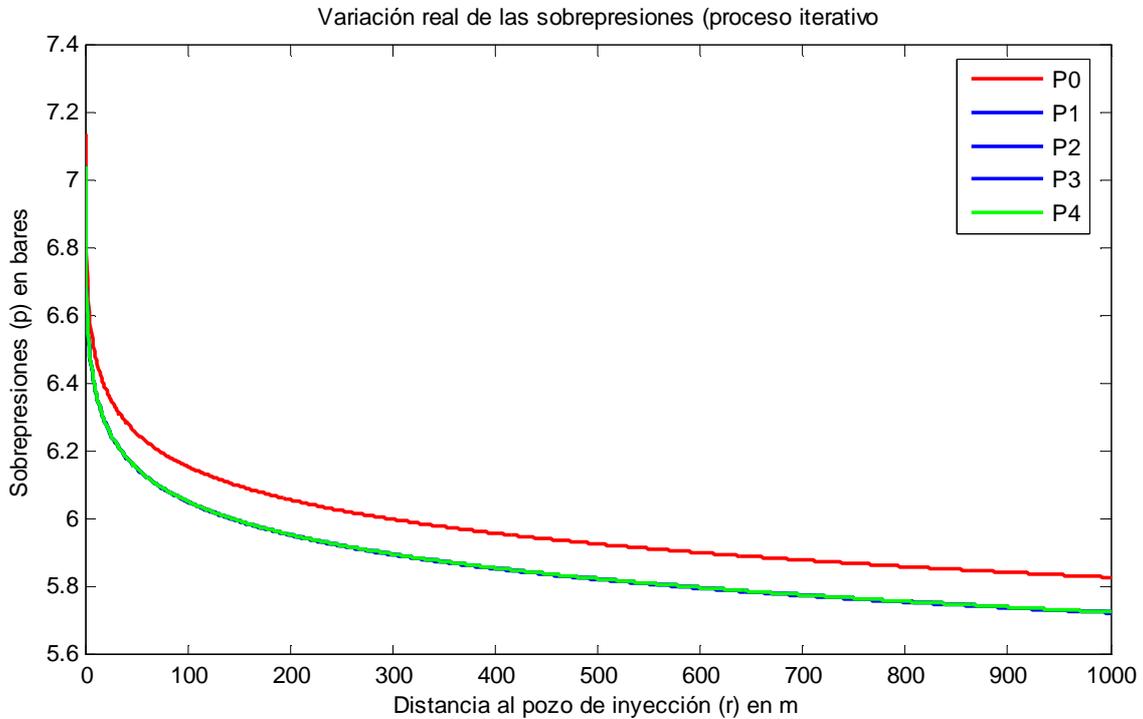


Fig. 32: Sobrepresiones en función de la distancia al pozo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario sin desecación a para cada una de las iteraciones que recalculan las propiedades de los fluidos

El cálculo de P0 es el que se ha realizado con los valores constantes iniciales de los parámetros de los fluidos, considerando solamente las condiciones de presión y temperatura en función de la profundidad.

Como puede observarse en la Fig.32 cada vez converge con menor error hasta alcanzar el mínimo establecido.

Además, podría concluirse que las diferencias entre sobrepresiones considerando las propiedades constantes o no, no son significativas. Por lo que en el caso de considerar que las densidades, las viscosidades y las compresibilidades de los fluidos son constantes a lo largo de todo el reservorio, independientemente de las sobrepresiones que en él puedan producirse, no se estaría introduciendo un gran error en los resultados.

En general se observa que, al llevar a cabo las iteraciones, las sobrepresiones obtenidas son menores que las que se conseguían suponiendo todos los parámetros constantes.

6.2.4. Escenario con desecación

A continuación se han llevado a cabo cálculos similares a los anteriores, pero suponiendo que se produce un episodio de desecación próximo al pozo de inyección.

La desecación genera una zona en la que el reservorio se encontraría totalmente saturado en CO_2 , habiéndose incluso disuelto las pequeñas cantidades de salmuera residual que pudieran haber quedado atrapadas en los poros. Como consecuencia de este proceso se produce una precipitación de carbonatos, que da lugar a una disminución de la porosidad.

En las siguientes figuras (Fig. 33 y Fig.34) puede verse tanto la evolución de la pluma de CO_2 en un almacenamiento con desecación, como la evolución del propio frente de desecación.

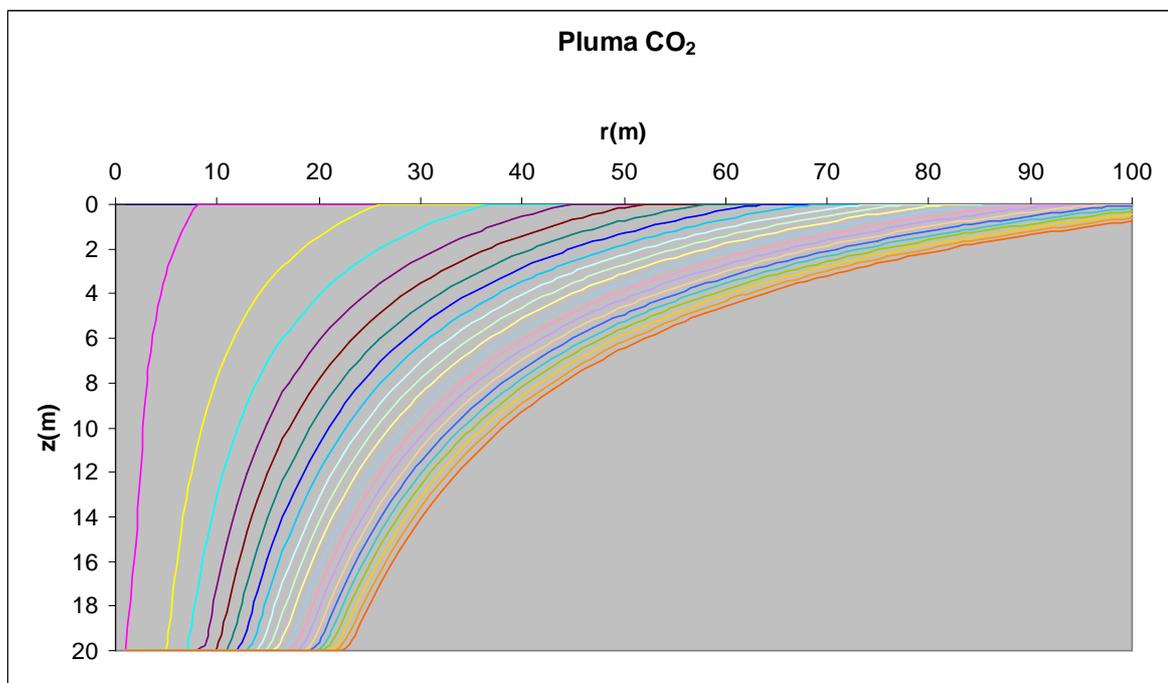


Fig. 33 Evolución de la pluma de CO_2 en un escenario de almacenamiento con desecación (Hurtado et al., 2011).

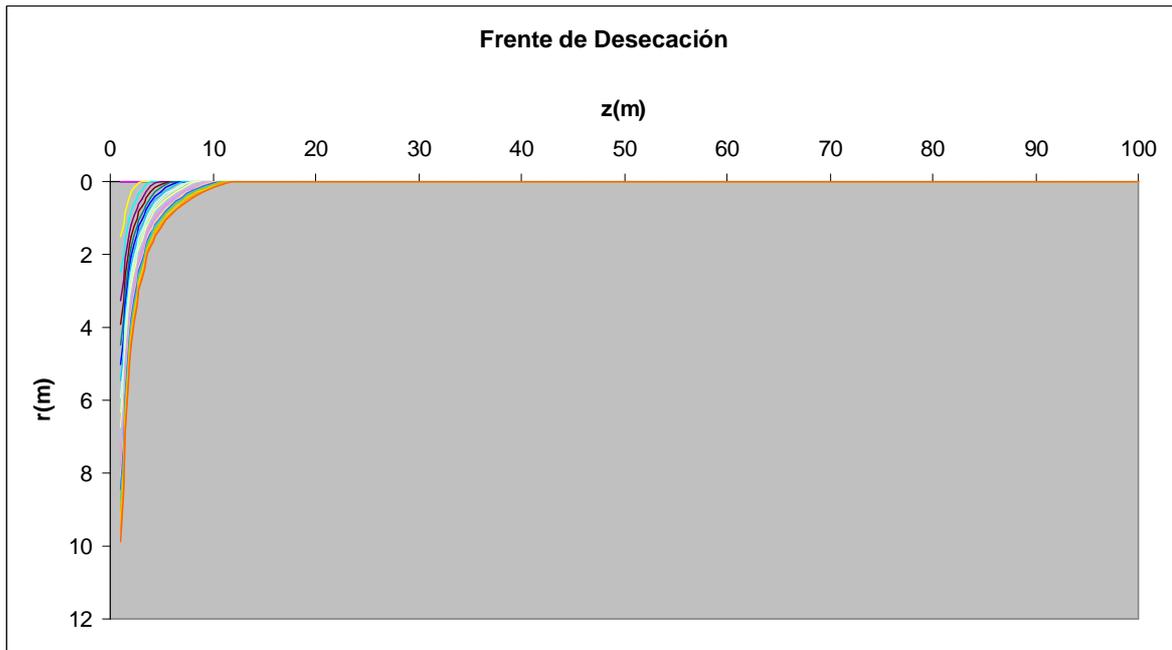


Fig. 34 Evolución del frente de desecación en un escenario de almacenamiento con desecación (Hurtado et al., 2011).

Como puede observarse en la Fig.33 la evolución de la pluma de CO_2 muestra un desplazamiento hacia el interior del reservorio en el que la zona saturada en dióxido de carbono, alcanza extensiones de hasta unos 25m, llegando la zona en la que ambos fluidos coexisten (CO_2 y salmuera), a más de 100m. Sin embargo el avance del frente de desecación se limita a no más de 10m de distancia del pozo de inyección. En este caso la extensión alcanzada por el frente de desecación, supondría algo menos del 10% de la distancia a la cual se desplaza la pluma.

Según estudios llevados a cabo por André et al. (2007) en el propio Dogger de la Cuenca de París, el episodio de desecación podría suponer una disminución de la porosidad en las proximidades del pozo de inyección de hasta un 1%.

Además de la propia reducción de porosidad es importante considerar el hecho de que la desecación se produce en el lugar en el que se acumulan las presiones más altas.

Es por esto que resulta imprescindible estudiar cómo reacciona la formación almacén ante un episodio como este.

Se van a realizar por lo tanto una serie de simulaciones que permitan determinar el valor de las sobrepresiones en el reservorio, suponiendo como válida la disminución de porosidad del 1% hallada por André et al. (2007).

El resto de parámetros y consideraciones se han tomado exactamente igual a los del escenario anterior, a excepción de la permeabilidad la cual se verá modificada por el cambio de porosidad. Dado que la relación entre ambos parámetros no es lineal se han tomado para el cálculo de la permeabilidad la ecuación (19) y la Fig. 35 presentes en el artículo (Luquot and

Gouze, 2009). En ellas se establece la relación entre estos dos parámetros a través de ensayos de inyección de CO₂ en formaciones carbonatadas.

Siendo α y n parámetros constantes que caracterizan la roca y el proceso de transferencia de masa.

Como se ha considerado un tiempo $t=160$ días, se toma según aparece en el texto un valor para $\phi_c \approx 0,059$, y $n= 0,79$ (valores que se demostraron válidos en los ensayos en los que se tomaron tiempo superiores a 600 minutos)

Junto con el siguiente gráfico (Fig. 35) a partir del cual es posible obtener el valor de α , se tiene que la permeabilidad es igual a $k= 9,8443 \cdot 10^{-14}$. Si se compara este valor con el inicial de la permeabilidad, se obtiene que para un descenso del 1% de la porosidad, la permeabilidad disminuye casi un 3% (2,7%).

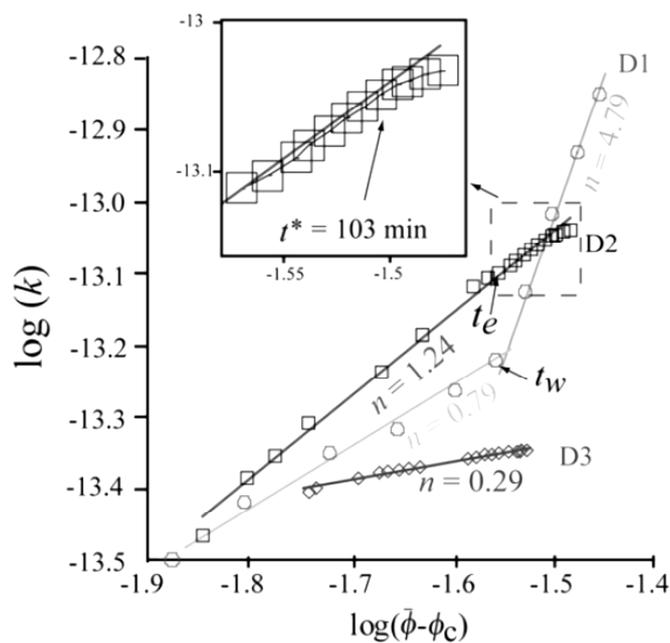


Fig. 35: Variación de la permeabilidad con la porosidad (Luquot & Gouze 2009)

CÁLCULO DE LAS SOBREPRESIONES

Tiempo constante

A continuación se han obtenido, al igual que se hacía en el escenario sin desecación, las sobrepresiones a las que el sistema se ve sometido al inyectarse en él el CO_2 , considerando distintas tasas de inyección. Se ha establecido el tiempo como constante e igual a 160 días, ya que en el último día de inyección, es cuando van a producirse las mayores presiones. Para el espacio r , se ha considerado un vector que varía entre 0.1m donde $r=r_w$ y 1000m.

También en este caso se han hallado inicialmente las sobrepresiones adimensionales (P_D) mediante la aplicación de las ecuaciones de Mathias y posteriormente las sobrepresiones reales (P) presentes en el reservorio.

A continuación se añade un gráfico (Fig.36) que representa la variación de la presión en el interior del reservorio en función de la distancia al pozo de inyección, para las 7 tasas que habían sido ya considerados en el escenario anterior.

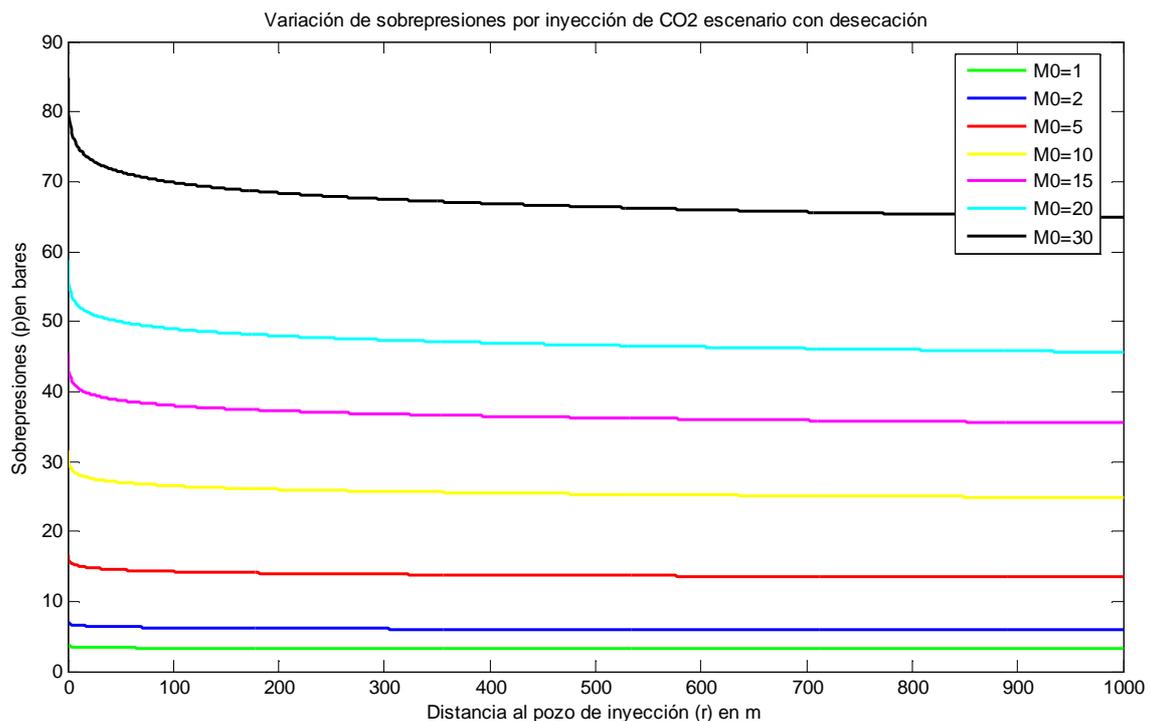


Fig. 36: Sobrepresiones en función de la distancia al pozo de inyección para distintas tasas de inyección en el escenario con desecación

Como puede observarse en la Fig.36, al tratarse de una variación tan pequeña de la porosidad y de la permeabilidad, si comparamos estos gráficos con los obtenidos en el primer escenario (Fig. 22) apenas se observan diferencias. Dado que a simple vista estas son imposibles de apreciar, se van a analizar de forma numérica las sobrepresiones en el punto inicial y final, obtenidas para las distintas tasas en ambos escenarios.

	Escenario sin desecación		Escenario con desecación	
	Presión (r=r _w)	Presión (r=1000)	Presión (r=r _w)	Presión (r=1000)
M=1kg/s	3,770	3,1149	3,8242	3,158
M=2 kg/s	7,14	5,8304	7,243	5,9116
M=5 kg/s	16,532	13,256	16,766	13,438
M=10 kg/s	31,067	24,514	31,503	24,847
M=15 kg/s	44,847	35,019	45,474	35,49
M=20 kg/s	58,139	45,034	58,948	45,636
M=30 kg/s	83,703	64,046	84,61	64,894

Tabla 3 Comparación entre las presiones máximas y mínimas para distintas tasas de inyección en un escenario sin desecación y otro con desecación. Se ha tomado un valor de r=1000m

A raíz de la tabla 3 pueden diferenciarse pequeños aumentos de la presión con el descenso de la permeabilidad. Dicha variación se hace más notable, cuanto mayor es la tasa de inyección considerada. De este modo, para las mayores sobrepresiones, las que se dan próximas al pozo de inyección (r=r_w), se tiene que si se toma una tasa de 30kg/s, la desecación supone un aumento de algo más de 1 bar, frente los escasos 0,2 bares que se observan por ejemplo con una tasa de inyección de 2 kg/s, de la cual se adjunta gráfica a continuación (Fig. 37).

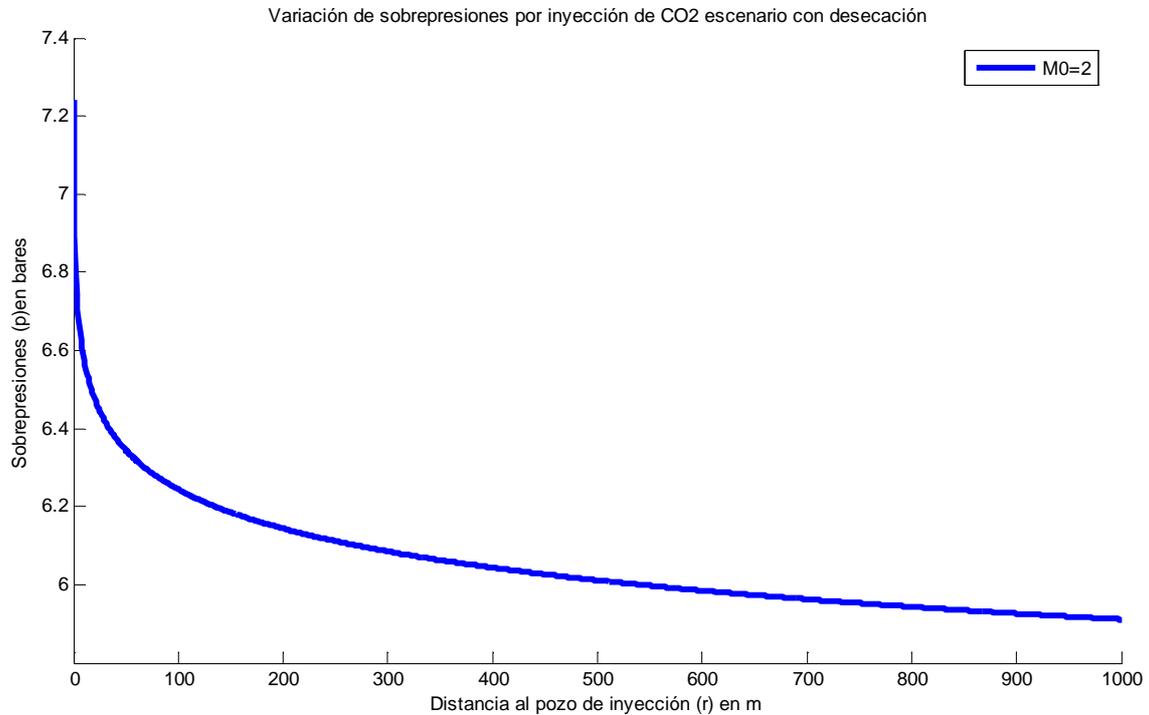


Fig. 37: Sobrepresiones en función de la distancia al pozo de inyección para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario con desecación

Por lo tanto, la presión que el CO₂ ejerce al ser inyectado va a ser fuertemente dependiente de la permeabilidad. De este modo, el escenario de desecación, daría lugar a un mayor incremento de las presiones, aumentando con ello el riesgo de fracturación de la roca almacén para una misma tasa de inyección.

Distancia radial fija

Se ha estudiado también la variación de la distribución de sobrepresiones en este escenario de desecación, para distintas tasas de inyección, a lo largo de un periodo de tiempo determinado.

Para ello se ha establecido como punto fijo de estudio $r=0,1 = r_w$, y se ha considerado la inyección del CO₂ en un periodo de tiempo que va desde el momento inicial, a 160 días después.

Al igual que hacíamos antes, se han hallado inicialmente las presiones adimensionales para posteriormente obtener a partir de ellas las presiones reales producidas.

A continuación se adjunta una representación de cómo varían, dichas sobrepresiones con respecto al tiempo para diferentes tasa de inyección.

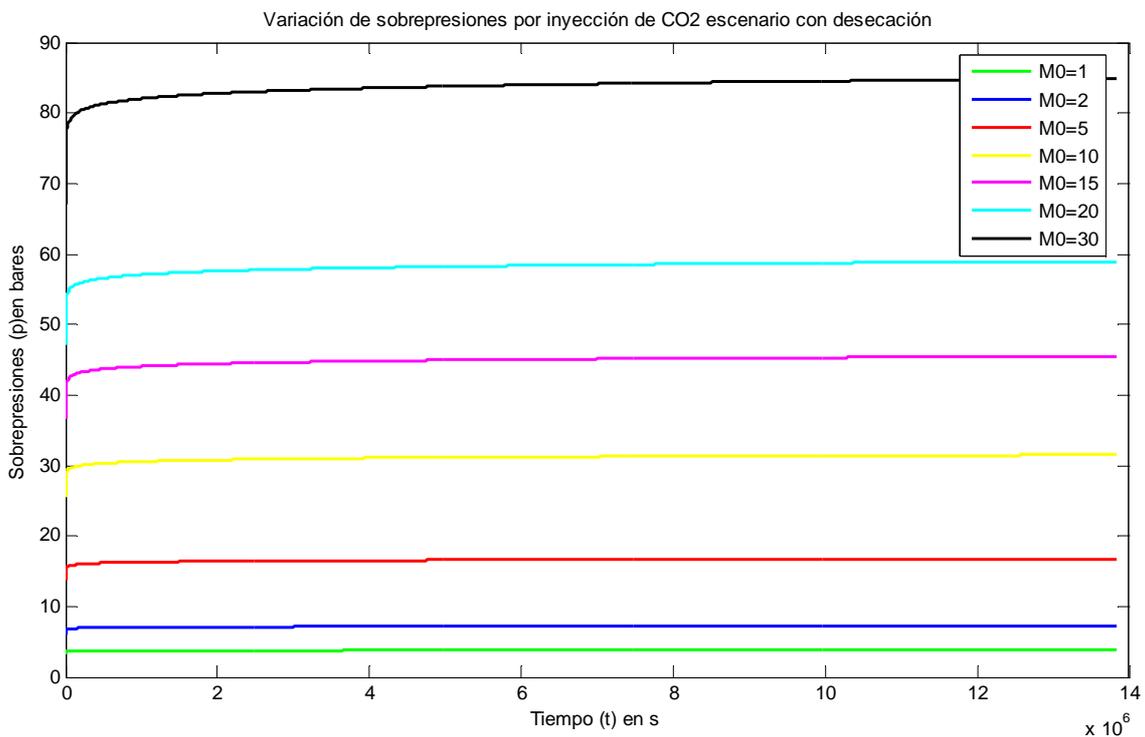


Fig. 38: Sobrepresiones en función del tiempo para distintas tasas de inyección en el escenario con desecación

Como en el caso anterior se va a añadir también un gráfico con el fin de representar el comportamiento de las sobrepresiones en función del tiempo, para una tasa de inyección $M0=2$ kg/s.

En este caso no se adjunta tabla, ya que al estar considerando los casos en los que se producirían mayores presiones tanto en el tiempo como en el espacio, los valores máximos y mínimos de las sobrepresiones van a ser los mismos a los obtenidos en el apartado anterior.

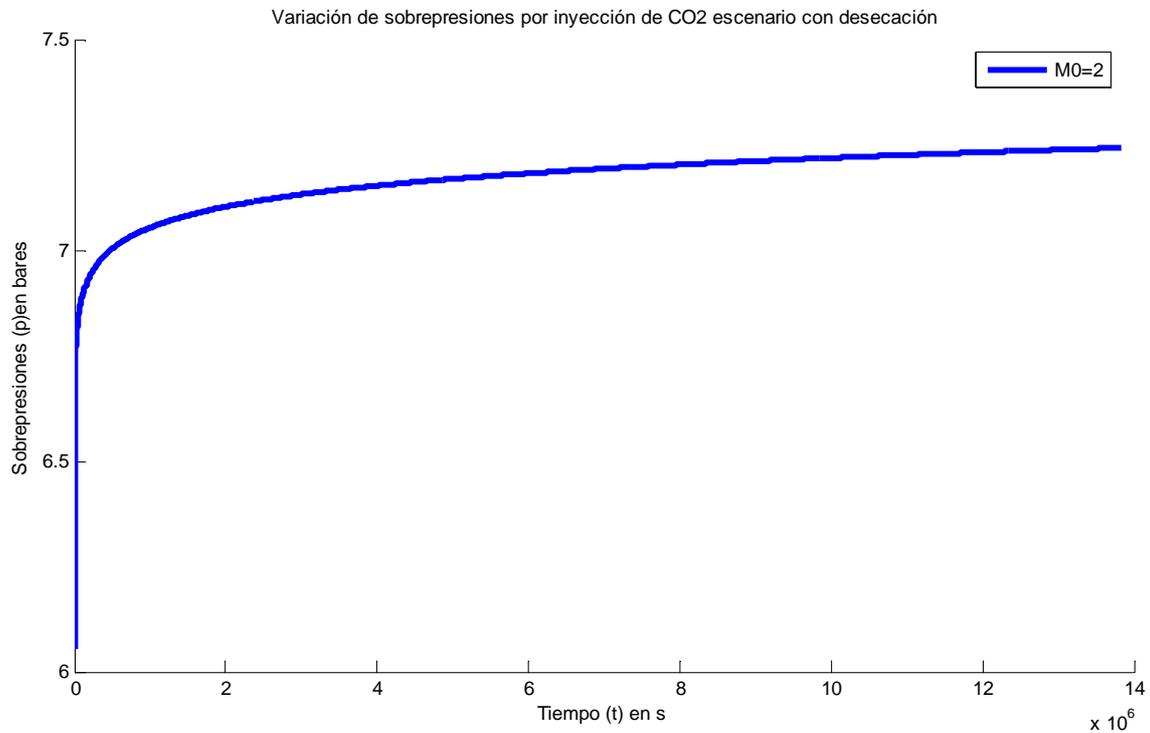


Fig. 39: Sobrepresiones en función del tiempo para una tasa de inyección de 2 kg/s en el escenario con desecación

En ambas figuras (Fig.38 y Fig.39) puede observarse que el aumento inicial de presión, que se da en t próximo a cero, es ahora más pronunciado y por lo tanto más rápido que en el caso en el que no se consideraba la desecación. De igual modo, también es más marcado este ascenso en los casos en los que se suponen mayores tasas de inyección.

Quitando este último apunte, la forma descrita para las curvas en el escenario de no desecación y en este, es exactamente la misma, alcanzándose las máximas presiones el último día de inyección considerado. Esto es así porque las sobrepresiones van siendo acumuladas con el paso del tiempo.

CALCULO DE LA TASA MÁXIMA ADMISIBLE POR LA FORMACIÓN

Al igual que se hizo en el escenario sin desecación, para este en el que si se ha considerado dicha desecación, también se ha calculado la tasa máxima admisible por la roca almacén.

A pesar de que el escenario considerado no es el mismo, la presión máxima que el reservorio es capaz de soportar sí que va a serlo, ya que se trata de un dato que es independiente a la porosidad y a la permeabilidad de la formación almacén.

Partiendo por lo tanto de un valor para la presión máxima soportada de

$\sigma_h = 479,4147 \text{ bares} * 0.90 = 431,4732 \text{ bares}$, la sobrepresión máxima admitida por la roca sería, al igual que en el escenario anterior de 251,47323 bares.

El valor la de tasa máxima calculada para este caso es de 119,539 kg/s, esto es, un 1.54% menor que la del anterior escenario, significativo desde el punto vista de inyecciones industriales de duración de unos 50 años.

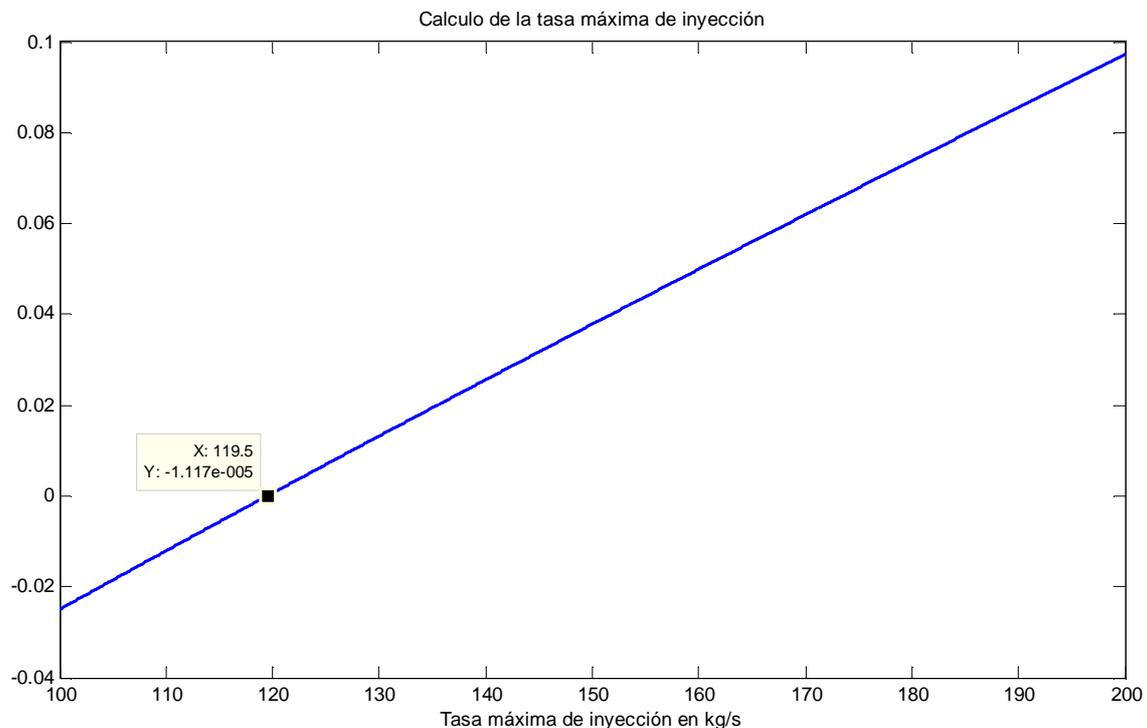


Fig. 40: Cálculo gráfico de la tasa máxima de inyección para el escenario con desecación

Por lo tanto, a la hora de determinar en el proyecto cual sería la tasa máxima que podría ser inyectada en el Dogger de París se tomaría este último valor como el válido, ya que se trata de un valor más conservador y que se sitúa del lado de la seguridad

SOBREPRESIONES POR ITERACIÓN

A pesar de que en este escenario no se ha concretado como es la variación de la densidad o de la viscosidad, ya que la tendencia que van a seguir es exactamente igual a la descrita en el caso sin desecación, si se han calculado cuales serían las sobrepresiones reales, mediante un proceso iterativo en el que se han considerado tanto las variaciones de densidad, como las de viscosidad o compresibilidad de los fluidos.

De este modo la generación de sobrepresiones daría lugar a cambios en las propiedades de los fluidos, las cuales a su vez modificarían las sobrepresiones inducidas sobre el sistema y así sucesivamente. Por este motivo resulta necesario realizar iteraciones entre todas las ecuaciones con el fin de obtener valores que aporten errores muy pequeños.

Tras un total de cuatro iteraciones (mismo número que en el escenario anterior) se obtienen resultados cuyo error es ya menor a 10^{-4} .

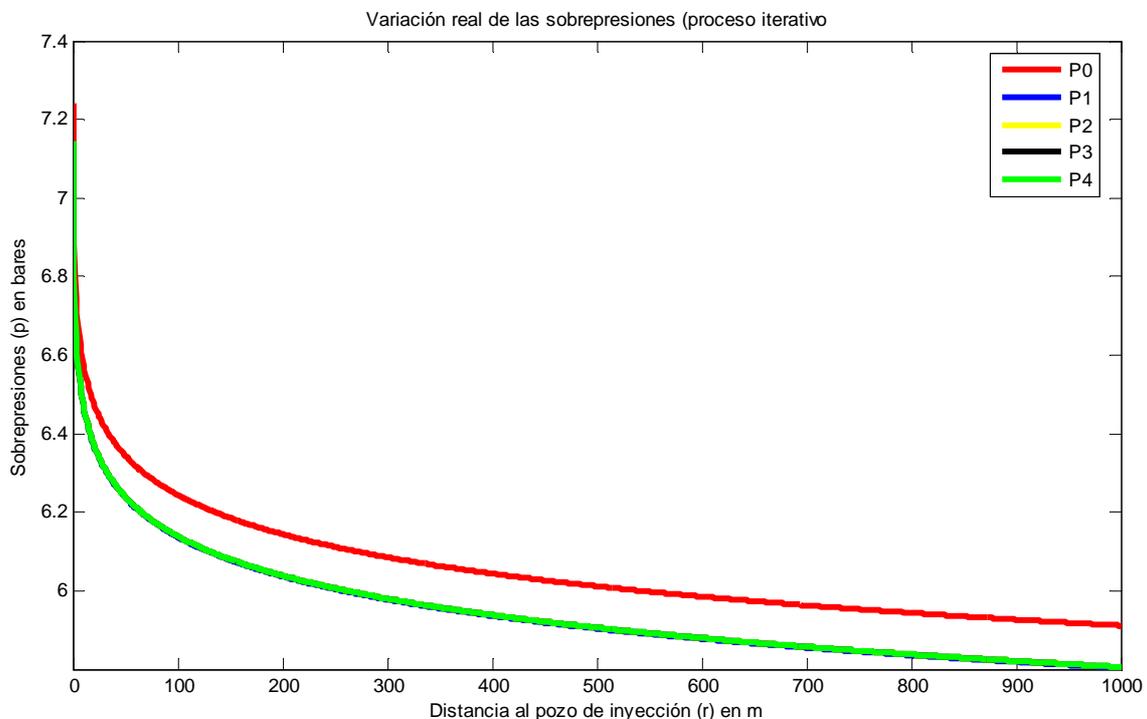


Fig. 41: Cálculo gráfico de la tasa máxima de inyección para el escenario con desecación

En la Fig.41 es posible observar la diferencia entre los valores de las sobrepresiones suponiendo que las propiedades del fluido permanecen constantes a lo largo de toda la formación (supuesto que se correspondería con P0) y el resultado final considerando la variación de todas ellas. Al igual que sucedía cuando no se consideraba la desecación, la diferencia de sobrepresiones no es significativa.

Si tomamos los valores en cada una de las iteraciones halladas, se tiene que entre los dos casos más dispares (P0 y P4) la diferencia de sobrepresiones entre ellos apenas alcanza el valor de 0,1 bares.

Además, como puede observarse en la Fig.41, las presiones reales finales obtenidas son menores que las que se producían inicialmente con los valores constantes. La tasa máxima de inyección no ha sido calculada a partir de los datos obtenidos mediante iteración, ya que el supuesto de no dependencia de los parámetros con la presión significa la obtención de resultados más conservadores desde el punto de vista de la seguridad.

7. CONCLUSIONES

En general y según los resultados obtenidos, la inyección de CO₂ genera una serie de sobrepresiones en la formación almacén que aumentan con el incremento de la tasa de inyección. También aumenta de forma proporcional a la tasa de inyección, la distancia recorrida por el frente de sobrepresiones.

Además al considerar la formación homogénea e isotrópica, el lugar donde se producen las mayores sobrepresiones coincide con la localización de las zonas con mayor “riesgo” de ruptura. Dichas sobrepresiones máximas se generan en la zona más próxima al pozo de inyección, y aumentan conforme se avanza en el proceso de inyección. En el caso de haber supuesto unas condiciones de heterogeneidad, el punto de máxima sobrepresión y de máximo “riesgo” de ruptura, no tendrían por qué coincidir.

De este modo, se tiene que al alejarse del pozo de inyección, las sobrepresiones se atenúan tendiendo a cero (tienden a disiparse). La variación en el campo de presiones puede extenderse a lo largo de incluso decenas de kilómetros, mucho más lejos de lo que lo hace la propia pluma de CO₂.

Con respecto al tiempo, se tiene que al inicio del proceso de inyección las sobrepresiones aumentan rápidamente, estabilizándose posteriormente y tendiendo a un valor máximo, siempre que se mantengan constantes las condiciones de inyección.

En referencia a como varían con las propiedades de los fluidos, cuanto menores son los valores de la viscosidad o la densidad, ya sea de la salmuera o del CO₂, más pequeñas son las presiones generadas en el sistema. Esto es así porque ambas fases se desplazarán con mayor facilidad, oponiendo una menor resistencia.

Por su parte, en lo que a la permeabilidad se refiere, cuanto más permeable sea el reservorio, las sobrepresiones generadas presentarán valores más pequeños, siendo más difícil que se generen fracturas en la roca.

Por este motivo el escenario de desecación entraña mayores riesgos que un escenario en el que está no se produzca, debido a la disminución de la porosidad, y por lo tanto de la permeabilidad por la precipitación de sales en los carbonatos que lleva asociada.

Aunque la disminución de la porosidad considerada en el proyecto para el escenario de desecación, ha sido de apenas un 1%, con una reducción de la permeabilidad asociada de aproximadamente un 2,7%, se tiene que el aumento de sobrepresiones, especialmente en los casos en los que se utiliza una tasa de inyección más alta, puede alcanzar en la zona próxima al pozo de inyección hasta los 2 bares (para una tasa de inyección de M0=30kg/s).

Los resultados obtenidos al calcular las sobrepresiones considerando o no las propiedades de los fluidos dependientes de la presión muestran que la variación en los resultados es pequeña, por lo que no compensa desde el punto de vista de tiempo de manipulación y recursos de computación. Además, se ha comprobado que resulta conservativo desde el punto de vista de

la seguridad el suponer los valores no dependientes con la presión, lo que reafirma la idea anterior.

Como conclusión final se obtiene que a la hora de modelizar la inyección de CO₂ en una formación permeable profunda (en este caso en rocas carbonatadas ricas en calcita) se deben de tener en cuenta los procesos de desecación, debido a que influyen significativamente en los valores de inyección máxima admisibles según los criterios de seguridad.

La disminución de la tasa máxima que genera el proceso de desecación resulta especialmente importante en proyectos de carácter industrial en los que los tiempos de inyección se extienden a lo largo de decenas de años.

8. BIBLIOGRAFÍA

- André, L., Audigane, P., Azarouzal, M., & Menjoz, A. (2007). Numerical modelling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO₂-liquid interface during CO₂ injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Conversion and Management*, 48, 1782–1797.
- Assayag, N., Matter, J., Ader, M., Goldberg, D., & Agrinier, P. (2009). Water–rock interactions during a CO₂ injection field-test: Implications on host rock dissolution and alteration effects. *Chemical geology*. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0009254109000850>
- Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, 1396–1408.
- Bildstein, O., Kervévan, C., Lagneau, V., Delaplace, P., Crédoz, A., Audigane, P., ... M., J. (2010). Integrative modeling of caprock integrity in the context of CO₂ storage: evolution of transport and geochemical properties and impact on performance and. *Oil & Gas Science ...*. Retrieved from <http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/2010/03/ogst09109/ogst09109.htm>
- Castillo, C., Kervévan, C., Jacquemet, N., Hamm, V., Bouchot, V., & Sanjuan, B. (2011). Assessing the Geochemical Impact of Injection of Cooled Triassic Brines into the Dogger Aquifer (Paris Basin, France): a 2D Reactive Transport Modeling Study. In *Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford (California). Retrieved from <http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00614829/>
- Fleury, M., Pironon, J., Nindre, Y. Le, Bildstein, O., Berne, P., Lagneau, V., ... Vidal, O. (2010). Evaluating sealing efficiency of caprocks for CO₂ storage: An overview of the Geocarbone Integrity program and results. *Oil & Gas Science ...*
- Fleury, M., Pironon, J., Nindre, Y. Le, Bildstein, O., Berne, P., Lagneau, V., ... Vidal, O. (2011). Evaluating sealing efficiency of caprocks for CO₂ storage: An overview of the Geocarbone Integrity program and results. *Energy Procedia*. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211007806>
- Gaus, I., Audigane, P., & André, L. (2008). Geochemical and solute transport modelling for CO₂ storage, what to expect from it? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2, 605–625. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583608000145>
- Hurtado, A. (2009). *Metodología para la estimación regional de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres*. Universidad de León.
- Hurtado, A., Eguilior, S., & Recreo, F. (2013). Análisis de seguridad en un almacenamiento geológico de CO₂ mediante modelos probabilísticos. In *Curso en tecnologías CAC: captura, transporte y almacenamiento geológico de CO₂*.

- IPCC. (2005). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. (L. Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H.; Loos, M.; y Meyer, Ed.). Cambridge University Press, U.K. and New York, NY, U.S.A.,.
- Johnson, J., Nitao, J., Morris, J., & Blair, S. (2003). Reactive transport modeling of geohazards associated with offshore CO₂ injection for EOR and geologic sequestration: Proc. *Offshore Technology Conf., Houston, TX*. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Reactive+transport+modelling+of+geohazards+associated+with+offshore+CO2+injection+for+EOR+and+geologic+sequestration#2>
- Luquot, L., & Gouze, P. (2009). Experimental determination of porosity and permeability changes induced by injection of CO₂ into carbonate rocks. *Chemical Geology*, 265(1-2), 148–159. doi:10.1016/j.chemgeo.2009.03.028
- Mathias, S, Hardisty, P., Trudell, M., & Zimmerman, R. (2009). Screening and selection of sites for CO₂ sequestration based on pressure buildup. *International Journal of ...*, 3, 577–585. doi:10.1007/s11242-008-9316-7
- Mathias, S., Hardisty, P., Trudell, M., & Zimmerman, R. (2009). Approximate Solutions for Pressure Buildup During CO₂ Injection in Brine Aquifers. *Transport in Porous Media*, (79), 265–284. doi:10.1007/s11242-008-9316-7
- Mathias, Simon, Hardisty, P., Trudell, M., & Zimmerman, R. (2008). Pressure buildup during CO₂ injection in brine aquifers using the Forchheimer equation.
- Metz, B., Davidson, O., Coninck, H. de, Loos, M., & Meyer, L. (Eds.). (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. New York, USA: Cambridge University Press.
- Pérez Del Villar, L., Pelayo, M., and Recreo, F. (2007). Análogos naturales del Almacenamiento Geológico de CO₂ (fundamentos, ejemplos y aplicaciones para la predicción de riesgos y la evaluación del comportamiento a largo plazo). *Informes Técnicos Ciemat*, 1102.
- Rochelle, C. (2004). The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations: a brief review. *Geological Society, ...*, (233), 87–106. Retrieved from <http://sp.lyellcollection.org/content/233/1/87.short>
- Vilarrasa, V. (2012). *Thermo-Hydro-Mechanical Impacts of Carbon Dioxide (CO₂) Injection in Deep Saline Aquifers*. Technical University of Catalonia (UPC-BarcelonaTech).

REFERENCIAS CITADAS

- Bowker, K A. and Shuler, P. J. (1991). Carbon dioxide injection and resultant alteration of the Weber Sandstone, Rangely Field, Colorado. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 75, 1489-1499.
- Czernichowski-Lauriol, I., Sanjuan, B., Rochelle, C., Bateman, K, Pearce, J. and Blackwell, P. (1996a). Inorganic geochemistry. In: S. Holloway (ed.) The Underground Disposal of Carbon Dioxide Final Report of Joule II Project Number CT92-0031.
- Gunter, W. D., Wiwchar, B. and Perkins, E. H. (1997). Aquifer disposal of CO₂-rich greenhouse gases: extension of the time scale of experiment for CO₂ sequestering reactions by geochemical modelling. Mineralogy and Petrology 59, 121-140.
- Hitchon, B. (ed.) (1996). Aquifer Disposal of Carbon Dioxide. Hydrodynamic and Mineral Trapping Proof of Concept. Geoscience Publishing Ltd, Alberta, Canada, 165p.
- Law, D. H.-S. and Bachu, S. (1996). Hydrogeological and numerical analysis of CO₂ disposal in deep aquifers in the Alberta sedimentary basin. Energy Conversion and Management 37, 1167-1174.
- Omole, O. and Osoba, J. S. (1983). Carbon dioxide-dolomite rock interaction during CO₂ flooding process. Petroleum Society of Canada Institute of Mining and Metallurgy, paper 83-34-17, 13p.
- Ross, G.D, Todd, A. C. and TWEEDIE, J, A. 1981. The effect of CO₂ flooding on the permeability of reservoir rocks. In: F. J. Fayers (ed.) Enhanced oil recovery, Developments in Petroleum Science volume 13, Elsevier, Amsterdam, 351-366.
- Shiraki, R and Dunn, T. L. 2000. Experimental study on water-rock interactions during CO₂ flooding in the Tensleep Formation, Wyoming, USA Applied geochemistry 15, 265-279.
- Zhou Q., Birkholzaer J.T., Tsang C.F., Rutqvist J. 2008. A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations. Int. J. Greenhouse Gas Control 2(4), 626-639.