

Procesos de atrapamiento desarrollados en la captura de CO₂ en areniscas

Trapping Processes Developed in the Capture of CO₂ in Sandstone

Lucía Nogueira Pardal^{1*}

Resumen

El incremento en la emisión de gases de efecto invernadero, se considera como el principal causante del aumento de la temperatura en la superficie terrestre, siendo el dióxido de carbono (CO₂) el principal contribuyente. Reduciendo las emisiones de CO₂ al ambiente, se reducirá la concentración de este en la atmósfera y, por ende, es razonable considerar que se mitigará el ascenso de la temperatura global. Con este razonamiento en mente, se plantea la posibilidad de capturar el gas en cuestión, para luego almacenarlo en reservorios subterráneos. Así, el almacenamiento geológico de dióxido de carbono es una manera de mantener las condiciones estables, mientras se buscan alternativas al uso de los combustibles fósiles, principales productores de CO₂.

En el proceso de atrapamiento de CO₂ en el subsuelo, se desarrollan distintos mecanismos, los cuales conducen a su almacenamiento seguro y duradero en el tiempo. Los mecanismos involucrados, dependerán del tipo de roca en la cual se decida inyectar el gas de efecto invernadero. En este artículo, se estudiará la inyección de CO₂ en reservorios de petróleo y gas agotados, en el caso de formaciones constituidas por areniscas. Se analizará la variación en las propiedades de estas rocas, recurriendo a la literatura científica disponible basada en el estudio de areniscas provenientes de distintas partes del mundo. Esto último se propone considerando que las propiedades geomecánicas, hidráulicas y mineralógicas de las rocas representan un aspecto clave para el éxito del almacenamiento geológico de CO₂.

Palabras clave: cambio climático, calentamiento global, almacenamiento geológico de CO₂, reservorios de gas y petróleo agotados, areniscas, evolución de propiedades geomecánicas, ambiente rico en CO₂.

Abstract

The increase in the emission of greenhouse gases is considered the main cause of the rise in land area temperature, with carbon dioxide (CO₂) being the main contributor. Reducing CO₂ emissions into the environment will reduce the concentration of CO₂ in the atmosphere. It is reasonable to consider that this reduction of CO₂ emissions will consequently mitigate the rise in global temperature. With this reasoning in mind, the possibility of capturing the gas in question and storing it in subsurface reservoirs is proposed. Thus, the geological storage of carbon dioxide is a way to maintain stable conditions while seeking alternatives to fossil fuels, the main producers of CO₂.

In the process of CO₂ trapping in the subsurface, different mechanisms are developed, which lead to safe and long-lasting storage over time. These mechanisms involved will depend on the type of rock into which it is decided to inject the greenhouse gas. This article focuses on CO₂ injection in depleted oil and gas reservoirs in the case of sandstone formations. Emphasis will be placed on variation caused in the properties of these rocks, resorting to the available scientific literature based on the study of sandstones from different parts of the world. The latter is proposed considering that the geomechanical, hydraulic and mineralogical properties of the rock represent a key aspect for the success of the geological storage of CO₂.

Keywords: Climate change, global warming, CO₂ geological storage, oil and gas depleted reservoirs, sandstones, geomechanical property evolution, CO₂-rich environment.

1. INTRODUCCIÓN

Los procesos de atrapamiento de CO₂ en el subsuelo se desarrollan en el contexto de la necesidad manifiesta, de reducir el ritmo creciente de la temperatura global en la Tierra. El dióxido de carbono es el principal gas impulsor del cambio climático, y su gestión es fundamental para alcanzar el objetivo de neutralidad climática.

1.1. Problemática abordada

El drástico cambio climático que está sufriendo el planeta Tierra en la actualidad se evidencia a través de las modificaciones climáticas presentes, produciendo cambios significativos y duraderos, que alteran los modelos científicos del clima (IPCC, 2007; Tokarska *et al.*, 2020). Por otro lado, los procesos definidos por la humanidad para contrarrestar los efectos de estos cambios, derivados de su actividad, están definidos desde hace décadas, sin efectos visibles para controlar la problemática abordada, asociados, entre otros aspectos, a incumplimientos o falta de compromiso sobre los acuerdos en materia climática (Protocolo de Kyoto, Acuerdo de París). Esto ha llevado a ampliaciones de plazos para el cumplimiento de los objetivos y aumentos

* E-mail: lucia.pardal@gmail.com

¹ Geóloga. Universidad de Oviedo. TYLIN y GHM Consultores (Madrid).

en las metas a alcanzar (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, MITECO, 2023).

En este contexto, como ejemplo más reciente, encontramos las iniciativas políticas europeas en el Marco de Energía y Clima 2030, con plazos de cumplimientos hasta el año 2030. Entre las medidas propuestas, se incluye el objetivo de reducción de las emisiones de gases efecto invernadero en la Unión Europea en al menos un 55 % en 2030, con respecto a los niveles de 1990.

En el último informe de emisiones de CO₂ de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022) se hace mención del importante aumento que se sigue produciendo en términos de las emisiones anuales de CO₂, lo cual se puede observar notablemente en la figura 1. Con datos a fecha 2021, en esta figura, se incluyen tanto las emisiones relacionadas con el uso de los combustibles fósiles como las derivadas de la actividad industrial.

Como es sabido, la acumulación de gases de efecto invernadero, entre los que destaca el CO₂ por su abundancia en la atmósfera, en relación con otros gases de este tipo, contribuye al calentamiento del planeta asociado a un proceso de efecto invernadero. Aunque el efecto invernadero se caracteriza por ser un fenómeno natural, el mismo se ha visto potenciado por la actividad humana, incrementando así la temperatura de la Tierra de manera acelerada (hablando en escala de tiempo geológico), afectando de forma negativa al bienestar de la vida humana y el equilibrio actual de los ecosistemas (IPCC, 2014).

De acuerdo con la información aportada por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2014), el 76 % de los gases de efecto invernadero emitidos (GHG por sus siglas en inglés), corresponden a CO₂ antropogénico (figura 2). De ellos, un 65 % procede de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales, y el 11 % restante resulta de actividades de silvicultura y otros usos de la tierra (FOLU).

A la vista del contexto actual, los niveles de CO₂ emitidos a la atmósfera deberán ser reducidos de forma importante para conseguir el objetivo de la legislación europea sobre el clima, referido a la neutralidad climática en 2050.

Considerando la dependencia actual de los recursos fósiles a nivel global, y teniendo presente que su sustitución mediante la implementación de recursos renovables alternativos no es una solución inmediata, se están buscando metodologías que constituyan una herramienta viable (técnica y económicamente), y que sean capaces de contribuir a combatir el cambio climático a corto plazo. Entre las alternativas consideradas, se encuentra el almacenamiento geológico de dióxido de carbono, como potente complemento a la reducción de las emisiones CO₂, ya sea captando este gas de la atmósfera o de las fuentes de emisión, mitigando así su concentración en la atmósfera. De esta manera, se propiciaría el equilibrio en el balance energético del efecto invernadero, contribuyendo al control del ascenso de la temperatura a nivel global.

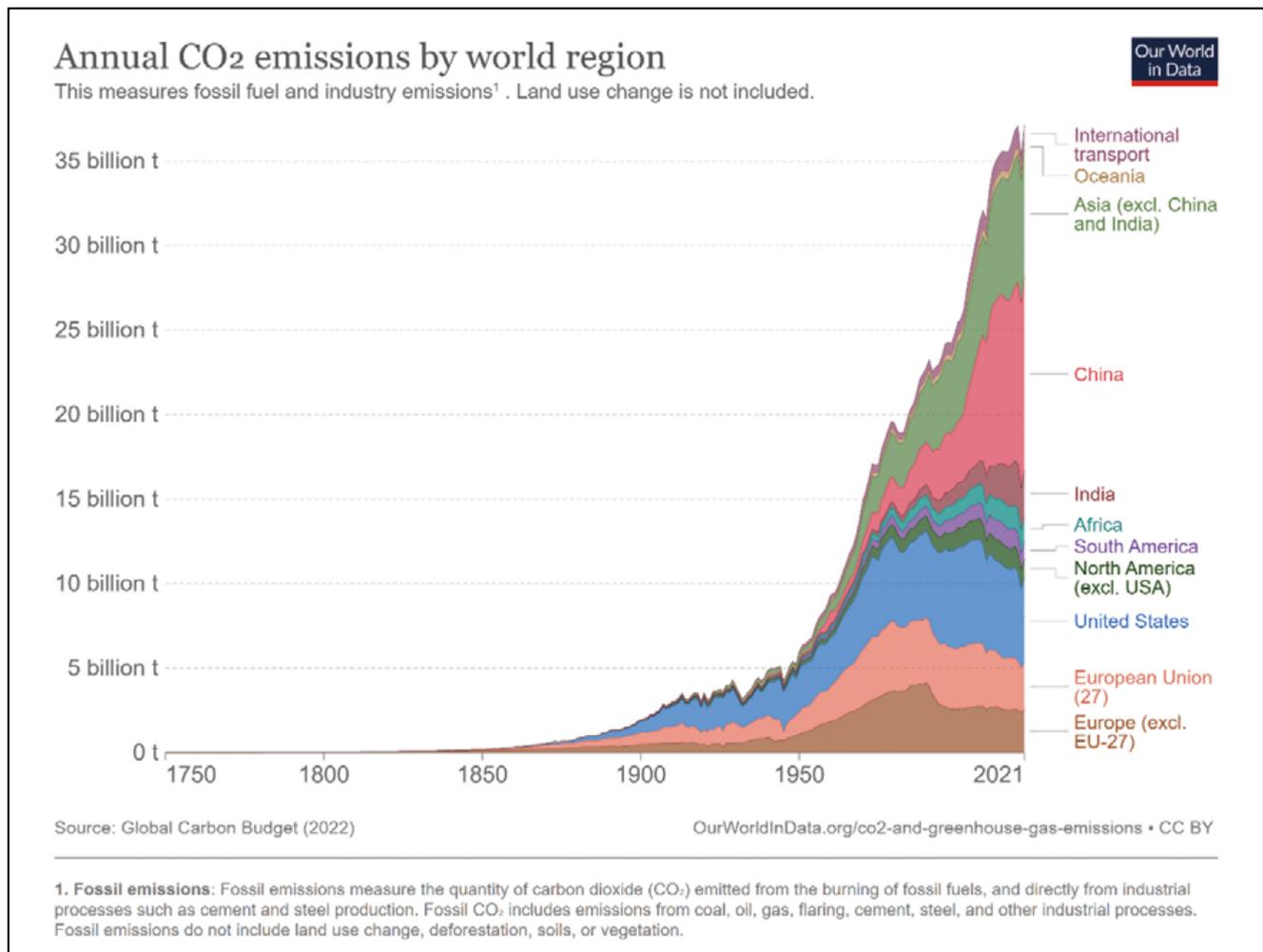


Figura 1. Emisiones anuales de CO₂ por región del mundo (Global Carbon Budget, 2022).

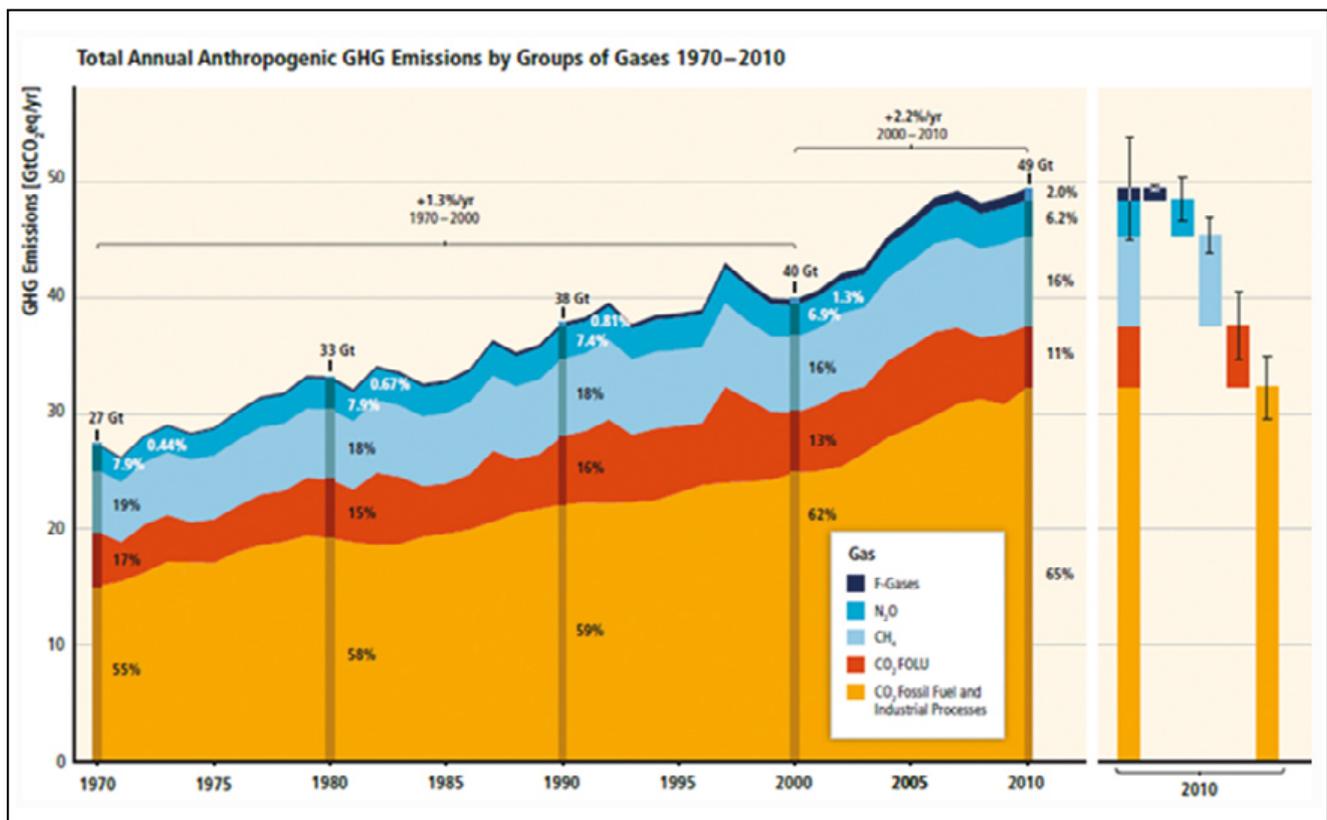


Figura 2. Emisiones antropogénicas anuales totales de GHG (GtCO₂eq/año) por grupos de gases 1970-2010: CO₂ procedente de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales; CO₂ de Silvicultura y Otros Usos de la Tierra (FOLU); metano (CH₄); óxido nitroso (N₂O); Gases fluorados (cubiertos por el Protocolo de Kioto) (IPCC, 2014).

1.2. Alcance y objetivos

Partiendo del contexto sobre la problemática abordada, se afronta la temática de estudio desde un alcance general acerca del desarrollo actual del almacenamiento geológico de CO₂, centrandolo en la parte técnica, para luego derivar en los puntos más específicos. Entre ellos, los aspectos clave involucrados en el éxito del proceso de almacenamiento, a corto y a largo plazo, del CO₂ producido por la actividad humana, presentando como una alternativa viable para reducir el volumen de emisiones a la atmósfera.

Se centra el estudio en el creciente interés desarrollado por los reservorios de gas y petróleo agotados como posibles almacenes, más particularmente, los que involucran formaciones rocosas compuestas por areniscas. Se propone como caso de estudio este tipo de formaciones geológicas, debido a que las mismas proporcionan una opción de almacenamiento a gran escala, con posibilidad de almacenar volúmenes de CO₂ significativos a nivel mundial.

Por último, se indaga en los efectos que produce la interacción del CO₂ con las rocas de tipo arenisca. A partir de bibliografía especializada en la materia, se hace una revisión a las investigaciones y ensayos llevados a cabo, de la que deriva un estudio cuantitativo; se pretende, a partir de él, entregar un análisis de los resultados reportados y de las conclusiones que se pueden obtener de estas experiencias.

1.3. Metodología

Las fuentes de información para el desarrollo de este trabajo han consistido tanto en revistas científicas (ej.

Journal of Natural Gas Science and Engineering, Geo-Energy Research, Energy Procedia), informes técnicos de organismos reconocidos (ej. Agencia Internacional de Energía EIA, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas CIEMAT), así como información de entidades privadas que realizan sus actividades en este sector tecnológico (ej. CO2CRC, Global CCS Institute). La documentación disponible en la materia es extensa y variada, con estudios iniciales que datan de la década de los 90, hasta un amplio número de publicaciones, más actuales, asociadas al fuerte desarrollo de esta técnica durante la última década.

2. ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂: GENERALIDADES

A través de la investigación y el desarrollo tecnológico se buscan herramientas para la producción de energía con el menor impacto ambiental posible. Un modo de producir energía y controlar la emisión de CO₂ derivada de ello, es la captura de este gas en el subsuelo a través de procesos de almacenamiento geológico.

La eficacia de estos procesos está ligada a la capacidad para almacenar dióxido de carbono del reservorio, ya que se requiere poder acumular grandes volúmenes de este gas (Arenillas *et al.*, 2018). Factores como el tipo de trampa geológica, los tipos de mecanismo de captura, el desarrollo de dichos mecanismos con el tiempo y los estados o fases del CO₂ inyectado, afectan de forma importante a esta eficacia (Bradshaw *et al.*, 2007).

En función de las condiciones de presión y temperatura que caractericen al potencial sumidero, el CO₂ se puede

almacenar como gas comprimido, líquido o en fase supercrítica (scCO₂) (Bachu, 1999). Para mayor aprovechamiento de la disposición subterránea del CO₂, este gas requiere ser comprimido, reduciendo su volumen a un estado de fluido supercrítico, con una densidad aumentada, de valor variable en función de la temperatura y presión en el medio natural (IPCC, 2005). El gradiente geotérmico y el gradiente de presión (cambiantes con la localización geográfica del potencial reservorio), determinan la profundidad mínima a la que es posible almacenar el dióxido de carbono en condiciones de supercríticas, permitiendo optimizar la capacidad de almacenamiento de los reservorios (Pérez-Estaún *et al.*, 2009).

Los yacimientos de hidrocarburos agotados son uno de los principales tipos de formaciones geológicas, adecuadas para el almacenamiento permanente de CO₂ (CO2CRC, 2023). Los campos de hidrocarburos presentan un sistema de confinamiento, que ha permitido la contención de los recursos fósiles durante millones de años. Al igual que los acuíferos salinos, se desarrollan bajo la presencia de una trampa geológica.

3. ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂: RESERVORIOS DE PETRÓLEO Y GAS AGOTADOS

Las condiciones geológicas de los reservorios de petróleo y gas agotados se pueden considerar “probadas”, para el almacenamiento geológico de CO₂, ya que han permitido la retención de estos recursos fósiles durante millones de años hasta su explotación actual. Tras la finalización de la explotación de los recursos fósiles, el CO₂ ocuparía el espacio poroso liberado (CO2CRC, 2022; Van der Meer, 2005). Aspectos litológicos, estratigráficos y/o estructurales son clave para la permanencia de gas e hidrocarburos atrapados en el medio.

Los yacimientos de hidrocarburos son el resultado de la migración secundaria de hidrocarburos a través de acuíferos, hasta su atrapamiento en el medio geológico. Este origen conlleva a que, en la mayoría de los reservorios, el nivel inferior de hidrocarburos esté en contacto con agua de formación o salmuera (Bachu, 1999). De acuerdo con Ruiz *et al.* (2008), los depósitos de gas o hidrocarburos agotados se consideran análogos a acuíferos salinos delimitados por una trampa geológica.

Puede ocurrir que el agua de formación sea la fuerza impulsora, que haga que el gas o petróleo se desplacen hacia el pozo extractor (zona de menor presión), o que se introduzca agua para aumentar la presión y propiciar la explotación. De este modo, la formación almacén se llena de agua durante y después de la producción. La presión en el yacimiento, tras finalizar su explotación será, en la mayoría de los casos, próxima a la inicial. Tendremos condiciones de alta saturación de agua y alta presión, similares a lo que sería un acuífero salino (Van der Meer, 2005).

En otros casos, la fuerza impulsora que propicia la salida del hidrocarburo es la fuerza de compactación. Al explotar un yacimiento de gas o petróleo, se reduce la presión de poro en el yacimiento, de modo que aumenta la presión efectiva. Esto hace que el yacimiento se compacte bajo la carga de los estratos superiores, perdiendo espacio de almacenamiento por colapso de los poros, en un proceso irreversible (IPCC, 2005; Van der Meer, 2005).

Según Hawkes *et al.* (2005) una proporción significativa de la compactación que ocurre durante el agotamiento en yacimientos de gas o petróleo agotados puede ser inelástica. De ser así, el volumen de poro efectivo será solo una fracción del volumen de hidrocarburo producido (Van der Meer, 2005). En la misma línea, de acuerdo con CO2CRC (2021), el sistema yacimiento - roca sello, no se comporta de forma elástica cuando es sometido a un proyecto de inyección de CO₂, tras la despresurización sufrida en el proceso de explotación. Al presurizar el yacimiento a través de inyecciones de CO₂, se evidencia un posible riesgo por falla geomecánica inducida, limitando todos estos aspectos la reutilización del sumidero.

En el caso de reservorios de gas agotados, gran parte del gas natural habrá sido extraído; mientras que, en los yacimientos de petróleo agotados, un porcentaje del espacio poroso estará ocupado por petróleo residual (Ruiz *et al.*, 2008). Según Van der Meer (2005), la recuperación primaria en reservorios de gas es superior al 80 %; otros autores indican valores del 90 %. Por su parte, la recuperación de petróleo es menor, de modo que el nivel de ocupación con petróleo residual disminuye la capacidad de almacenamiento de CO₂ en el reservorio (Ruiz *et al.*, 2008).

3.1. Reservorios de petróleo y gas agotados: almacenes de CO₂

3.1.1. Características geológicas de interés

Los reservorios de petróleo y gas están asociados a entornos geológicos, donde determinadas estructuras o condiciones estratigráficas, han propiciado que los recursos fósiles se acumulen durante millones de años. Así, las conocidas como trampas geológicas impiden la migración hacia la superficie de los hidrocarburos. Se trata de trampas físicas, como mecanismo predominante, que permite el mantenimiento de estos recursos en el subsuelo, y que posibilitan ahora almacenar el dióxido de carbono, constituyendo una barrera a la salida del gas (Van der Meer, 2005), como veremos en el apartado 3.1.2.

Para evitar que el hidrocarburo se escape hacia la superficie, además de la trampa geológica, debe estar presente, en todos los casos, la formación sello (*caprock*). Esta capa, constituida por rocas impermeables o de permeabilidad muy baja (poros de dimensión capilar) se localiza a techo del reservorio y tiene una función confinante (Herrera, 2020).

Como ya se ha mencionado, buscando la mayor eficiencia en la capacidad de almacenamiento de los reservorios geológicos de CO₂, se buscan yacimientos en condiciones de temperatura y presión que permitan inyectar el gas en forma de fase fluida supercrítica. Éstas corresponden a cerca de 31 °C de temperatura y 7MPa de presión de confinamiento (Pérez-Estaún *et al.*, 2009; Rathnaweera *et al.*, 2015), como se observa en la figura 3.

El CO₂ en estado supercrítico se caracteriza por ser como un gas, de modo que se adapta rellenando todo el espacio donde está presente, y por tener una densidad similar a la de un fluido, pudiendo considerarse como un fluido compresible (Van der Meer, 2005). El dióxido de carbono es soluble en agua; su solubilidad aumenta con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad del agua (importante en

acuíferos salinos profundos). Por su parte, el CO₂ en estado supercrítico es inmisible en agua (Bachu, 1999).

Considerando la profundidad a la que se desea almacenar el CO₂, para que se mantenga en condiciones supercríticas, es posible encontrar yacimientos de petróleo y gas agotados (Ruiz *et al.*, 2006). Según indica Van der Meer (2005), los yacimientos de petróleo pueden estar presentes desde niveles superficiales, hasta una profundidad máxima de 6.000-7.000 m, siendo la profundidad promedio en el mundo de 1.500 m (figura 4) De los yacimientos conocidos, el 80 % se encuentra a una profundidad inferior a 800 m. Esta profundidad es la mínima posible para el desarrollo de scCO₂ (IPCC, 2005).

La disolución del CO₂ en el agua de formación también depende de su contenido en sal. Así, al aumentar la salinidad disminuye la solubilidad. La salinidad del agua de formación mejora con la profundidad a través de una relación no lineal. Esta propiedad varía desde los valores bajos del agua dulce, incrementándose a salinidades entorno a los 300g/l de las salmueras. De igual modo, el gradiente hidrostático de las salmueras es mayor al del agua

dulce, siendo superior a 10 MPa/km (Van der Meer, 2005). Así, el aumento de la salinidad, presión y temperatura del agua disminuyen la formación de reacciones químicas necesarias para la captura del CO₂ (Ruiz *et al.*, 2008; Van der Meer, 2005).

Se debe considerar la presencia y circulación de agua subterránea, ya que sus características pueden dar lugar a distintas reacciones químicas. En consecuencia, se produce la disolución de ciertos minerales y la precipitación de otros nuevos, lo que tiene efectos en la porosidad y permeabilidad del reservorio (IPCC, 2005; Ruiz *et al.*, 2008).

Es de interés, en los yacimientos de hidrocarburos, el tipo de fases que están presentes, ya que éstas intervienen en la facilidad con la que el CO₂ puede ser inyectado en el reservorio (gas natural, salmuera o petróleo en diferentes proporciones). La interacción entre el CO₂ - gas natural, se espera que produzca una mezcla limitada de los gases, aunque se requiere mayor investigación al respecto. Por su parte, la interacción CO₂ - petróleo residual guarda relación, principalmente, con el grado de ocupación que pueda tener el petróleo residual (Ruiz *et al.*, 2008).

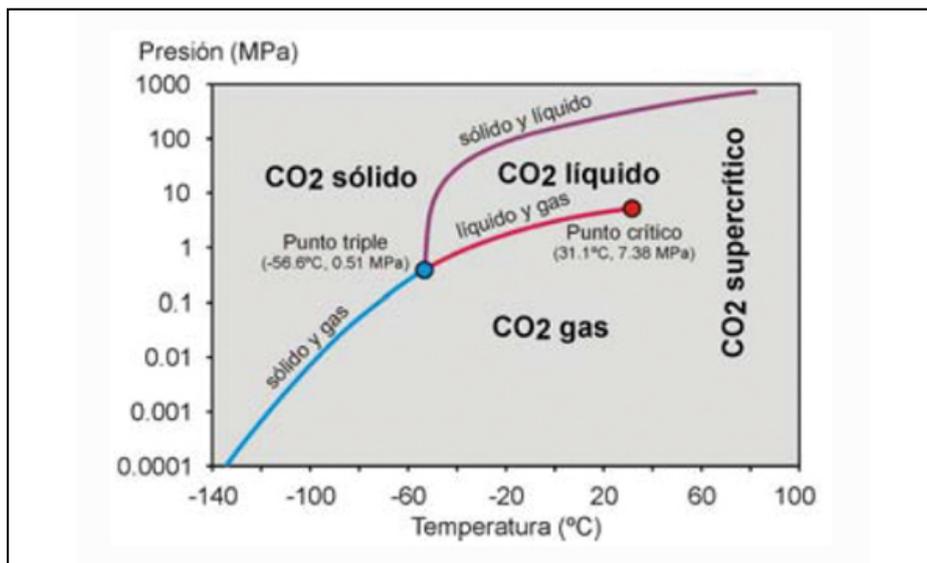


Figura 3. Diagrama de fases del CO₂ (Pérez-Estaún *et al.*, 2009).

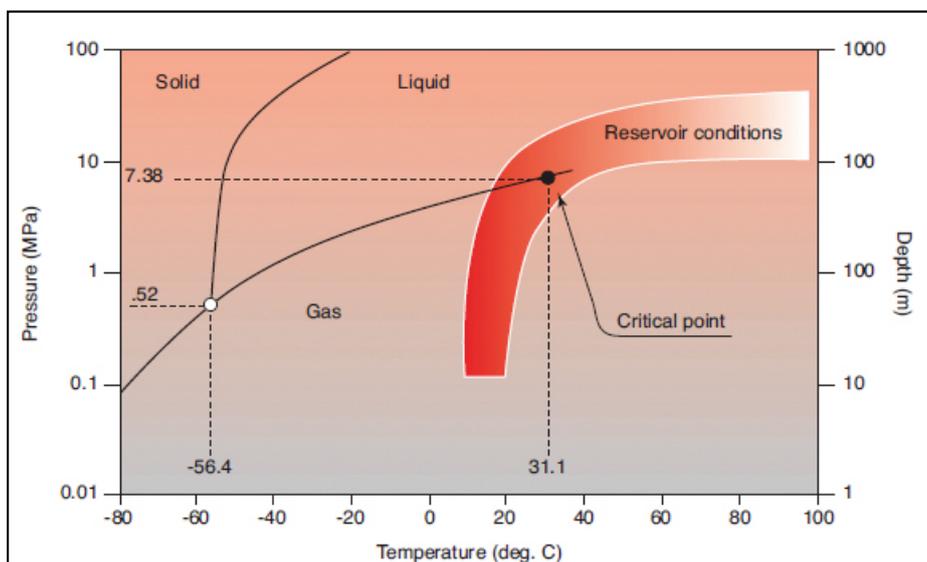


Figura 4. Fases del CO₂ (Van der Meer, 2005). *Nótese un error en la profundidad de la imagen de este autor.

Los valores de porosidad de los reservorios de hidrocarburos están en un rango comprendido entre un 5 % y un 40 %, siendo lo más común que se encuentre comprendida entre un 10 %-25 % (Herrera, 2020). Los reservorios que presentan poros de tamaño similar, y bien conectados entre sí, son opciones más favorables en este tipo de yacimientos. La permeabilidad efectiva que se busca debe ser superior a 10 mD, con una distribución lo más homogénea posibles, facilitando así la eficacia del proceso de inyección (Ruiz *et al.*, 2008).

3.1.2. Reservorios de petróleo y gas agotados: estratigrafías típicas

La disposición de las unidades geológicas para que se formen reservorios de petróleo y gas es una cuestión clave. Como se ha descrito con anterioridad, debe existir la estructura sello-almacén que dé lugar a una trampa geológica, ya sea estructural (pliegue, falla, etc.) o estratigráfica (cambios de facies, acuñamientos, etc.) (Ruiz *et al.*, 2008).

Los hidrocarburos, al ser menos densos que el agua que satura la roca (salmuera), tienden a ascender por flotabilidad a través de las rocas porosas y permeables, que constituyen el almacén. Su avance es detenido, al encontrarse en alguno de los ambientes geológicos identificados en la figura 5. Del mismo modo, el CO₂ en fase libre (no disuelto) asciende por flotabilidad, quedando atrapado en su proceso de migración en la trampa geológica (Arenillas *et al.*, 2018).

Las trampas estructurales más comunes, se dan con la formación de pliegues de tipo anticlinal y en bloques de falla basculados. A su vez, fallas, pliegues y fracturas asociadas a estas estructuras, pueden afectar negativamente a la integridad del almacén geológico (IPCC, 2005).

Por su parte, las condiciones estratigráficas propicias, para retener gas y petróleo, se relacionan con cambios laterales de facies o con acuñamientos sedimentológicos (Tarbuck y Lutgens, 2005). En estos casos, gases e hidrocarburos quedan atrapados por contraste de permeabilidades (Ruiz *et al.*, 2008).

Desde el punto de vista de la estratigrafía, la formación almacén, a través de sus características de permeabilidad y porosidad, podrá transmitir o retener el CO₂ hasta su encuentro con el estrato sello impermeable, quedando así el sistema cerrado (Ruiz *et al.*, 2008).

En el corto plazo, el proceso de atrapamiento del CO₂ en la formación almacén, vendrá dado por el confinamiento que ejerce, en los reservorios de petróleo y gas agotados, la trampa geológica. Con el paso de los años, como se verá seguidamente, otros mecanismos de atrapamientos participan de manera conjunta, en el almacenamiento subterráneo a largo plazo del CO₂ (Global CCS Institute, 2022; IPCC, 2005).

3.1.3. Mecanismos de atrapamiento del CO₂ en el estrato almacén

Previo a comenzar con el desarrollo de los distintos mecanismos de atrapamiento, que se pueden presentar al realizar almacenamiento geológico de CO₂, es necesario mencionar algunos aspectos relevantes, involucrados en los yacimientos de petróleo y gas parcial o totalmente agotados, así como también acuíferos salinos. Entre ellos, se encuentran las distintas maneras en las que los fluidos presentes en este tipo de reservorios migran y se comportan.

La menor movilidad del petróleo, respecto al gas natural, hace que este último pueda migrar a través de

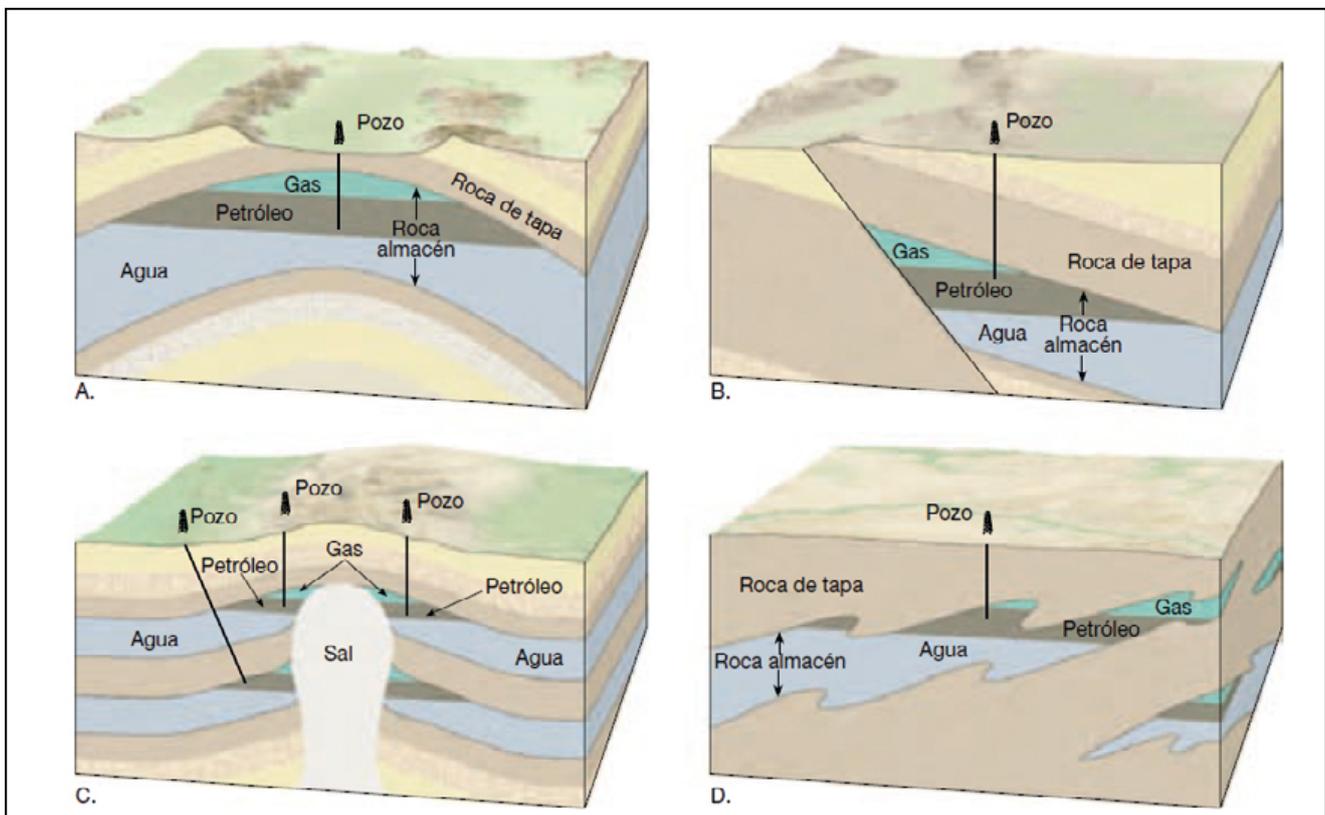


Figura 5. Trampas petrolíferas comunes. A. Anticlinal; B. Falla; C. Domo salino; D. Trampa estratigráfica (Tarbuck y Lutgens, 2005).

materiales con menor permeabilidad. Así mismo, los pesos específicos de estos recursos fósiles permiten que el gas y el petróleo asciendan hacia niveles superiores, quedando a muro del reservorio el agua de formación o salmuera, de mayor peso (Van der Meer, 2005) (figura 6).

En el caso de un reservorio saturado de agua, el proceso de inyección de CO_2 a presión da lugar a diferentes fenómenos. Por un lado, se produce el desplazamiento del agua de formación, inducido por el empuje del dióxido de carbono que, a su vez, interacciona con el agua dando lugar a la disolución del CO_2 . Con el tiempo, la interacción CO_2 - agua de formación - roca, origina distintas reacciones minerales.

Por segregación gravitacional, el CO_2 flota en el agua subterránea; además, su menor viscosidad facilita su movimiento a través de la formación rocosa a mayor velocidad que el agua. Como consecuencia de lo anterior, el CO_2 desplaza parcialmente el agua de formación y asciende hasta el techo del reservorio, donde forma múltiples digitaciones (Van der Meer, 2005).

En el atrapamiento por solubilidad, el CO_2 se disuelve en la salmuera, de modo que ambos forman una única fase, desapareciendo el movimiento de CO_2 por flotabilidad (IPCC, 2005). Cuando la salmuera está saturada en CO_2 , su densidad aumenta y su velocidad de movimiento disminuye, lo que origina su descenso hacia niveles inferiores dentro de la formación almacén. La salmuera nativa, menos densa, asciende entonces, desarrollándose un proceso de convección (IPCC, 2005).

Según Van der Meer (2005), en torno a un 10 % del CO_2 se disuelve en el agua de formación durante la etapa de inyección, en función de múltiples factores (salinidad del agua de formación, contaminantes en el CO_2 , mineralogía de la roca, etc.) siendo un proceso muy sensible a variaciones de presión, temperatura y salinidad del medio. Si bien el CO_2 en estado supercrítico es insoluble en agua, a largo plazo (cientos, miles de años) ambos llegarán a formar una solución (Ruiz *et al.*, 2008).

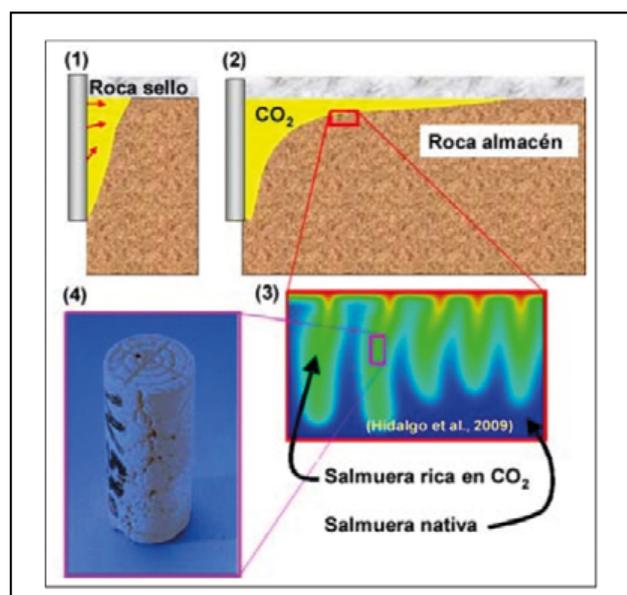


Figura 6. Procesos durante la inyección de CO_2 supercrítico. (1) Inyección del CO_2 ; (2) desplazamiento lateral del CO_2 ; (3) parte del CO_2 se va disolviendo en la salmuera, que se hace más densa, hundiéndose en forma de digitaciones; (4) la salmuera rica en CO_2 es agresiva y disuelve la roca natural (Pérez-Estaún *et al.*, 2009).

La salmuera con alta concentración en CO_2 disuelve la roca a su paso a través del sistema poroso. En su camino, una parte del CO_2 puede quedar atrapado en la roca en forma de burbujas capilares, dando lugar a un atrapamiento de tipo residual. A largo plazo, las reacciones químicas desembocan en la precipitación de nuevos minerales, de cuya estructura forma parte el dióxido de carbono (Pérez-Estaún *et al.*, 2009). Así, el tipo de fases minerales presentes en la roca almacén juega un papel relevante para el almacenamiento geológico. El dióxido de carbono inyectado reacciona con los minerales presentes, formándose nuevas fases minerales estables, que retienen el CO_2 en su estructura de forma permanente y a largo plazo. Este proceso se conoce como atrapamiento mineral o mineral trapping (IPCC, 2005).

Con todo ello, los mecanismos principales que intervienen en el atrapamiento geológico de CO_2 inyectado son cuatro: atrapamiento estratigráfico o estructural, residual, por solubilidad o por precipitación mineral (IPCC, 2005). Su actuación se produce en diferentes escalas de tiempo, que van desde procesos instantáneos hasta procesos con una duración de decenas de miles de años (Bradshaw *et al.*, 2007).

En los reservorios de petróleo y gas agotados, el mecanismo de atrapamiento del dióxido de carbono fundamental se relaciona con las trampas geológicas. No obstante, a largo plazo (cientos, miles de años), el mecanismo de atrapamiento predominante será por solubilidad del CO_2 en el agua o incluso por atrapamiento mineral (figura 7). Así, el tipo de mecanismo de atrapamiento que se desarrolla es función de las condiciones mineralógicas de la roca almacén, la composición química del agua, el comportamiento del CO_2 y el tiempo transcurrido desde la inyección.

Se considera que la seguridad en un reservorio de CO_2 aumenta con el tiempo, dada la inmovilización del dióxido de carbono, producto del desarrollo de mecanismos de atrapamiento cada vez más eficaces (Ruiz *et al.*, 2008). Lo que se busca, finalmente, es asegurar que el CO_2 permanecerá retenido en el subsuelo durante un largo período

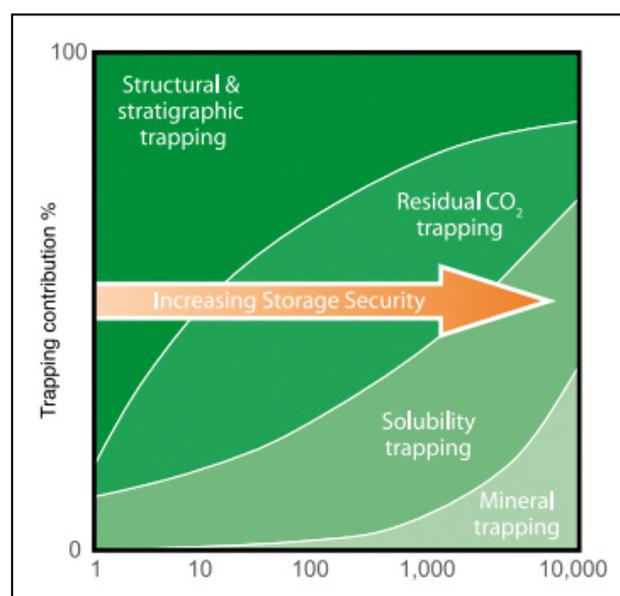


Figura 7. Combinación de condiciones estructurales y geoquímicas, de la formación almacén, para el almacenamiento seguro de CO_2 (IPCC, 2005).

Tabla 1. Características de los mecanismos de captura físicos y químicos (Modificado de Bradshaw *et al.*, 2007)

Mecanismo de captura	Naturaleza de la captura	Aspectos importantes asociados	Estimación capacidad almacenamiento
Estructural y estratigráfico	Atrapamiento por flotabilidad dentro de la estructura. El CO ₂ permanece como un fluido bajo la trampa física (sello)	Las fallas pueden estar selladas o abiertas en función del régimen de tensiones. Las fallas pueden ser puntos de fuga o de retención en trampas compartimentadas	Significativo. Cálculo de porosidad disponible en el espacio trampa, considerando factores que pueden inhibir el acceso a toda la trampa
Residual	El CO ₂ llena los intersticios entre los poros de la roca, atrapado por fuerzas de capilaridad	El gas tendrá que desplazar el agua en los poros. Su desarrollo depende del CO ₂ que recorre el depósito para atrapar grandes volúmenes	Muy grande. Se requieren datos sobre las propiedades de la roca y simulación del yacimiento
Solubilidad	El CO ₂ migra a través del yacimiento y se disuelve en el fluido de formación	Depende de la tasa de migración, del contacto con salmuera nativa y la química del agua preexistente	Muy grande. Se requieren datos sobre relación de suministros de CO ₂ y tasa de inyección, así como simulación del yacimiento
Precipitación mineral	El CO ₂ reacciona con la roca formando nuevas fases minerales	Depende de la tasa de migración, presencia de minerales reactivos, química del agua de formación	Significativo. Se requiere conocer la mineralogía de la roca

de tiempo. El atrapamiento por disolución, junto al atrapamiento mineral, se consideran permanentes (Arenillas *et al.*, 2018).

En la tabla 1 se indican las características de cada mecanismo de captura de CO₂. Se hace una revisión de sus aspectos más importantes y su contribución al proceso de almacenamiento geológico. Por otro lado, en la figura 8, se muestra una presentación simplificada de cada mecanismo de captura. También se puede observar que varios mecanismos operan simultáneamente, tras la inyección de CO₂, progresando a diferentes velocidades. Considerando, por ejemplo, un periodo de 10 años desde la inyección del dióxido de carbono, los procesos de atrapamiento mineral habrán cobrado mayor relevancia, en detrimento del atrapamiento estructural.

De los tipos de atrapamiento de naturaleza química (atrapamiento residual, por solubilidad y de tipo mineral), el que afecta de manera dominante a la generación de alteraciones minerales de las rocas, es la captura por solubilidad; mientras que la captura mineral, hace una pequeña contribución a la alteración mineral durante el secuestro de CO₂ (IPCC,2005).

En rocas de tipo calcáreo (calizas, dolomías), bajo alta presión de CO₂, el carbonato se disuelve y el agua de formación se enriquece, de forma progresiva, en dióxido de carbono hasta su saturación. En sectores alejados del punto de inyección, donde la presión baja, el carbonato puede precipitar de nuevo. Por otro lado, la presencia de formaciones calcáreas propicia el atrapamiento de CO₂ por disolución, asociado a la formación de porosidad secundaria (Ruiz *et al.*, 2006).

En rocas de tipo detrítico (arenisca), formadas principalmente por cuarzo y feldespato, serán los feldespatos (en mayor medida) junto con las arcillas y carbonatos, los que sean alterados por el CO₂ disuelto. En función del grado de alteración mineral, se formarán distintos minerales de neoformación (Van der Meer, 2005).

Los reservorios de petróleo y gas agotados se encuentran desarrollados en su mayoría en rocas de tipo arenisca (60 %), seguidos de rocas carbonatadas (30 %) y en menor medida en lutitas fracturadas, rocas ígneas o metamórficas (10 %), con porosidades que rondan el 5 %-30 % (Van der Meer, 2005). Por su interés actual y mayor representatividad en este tipo de reservorios, se tomará como caso de estudio el almacenamiento geológico en rocas de tipo arenisca.

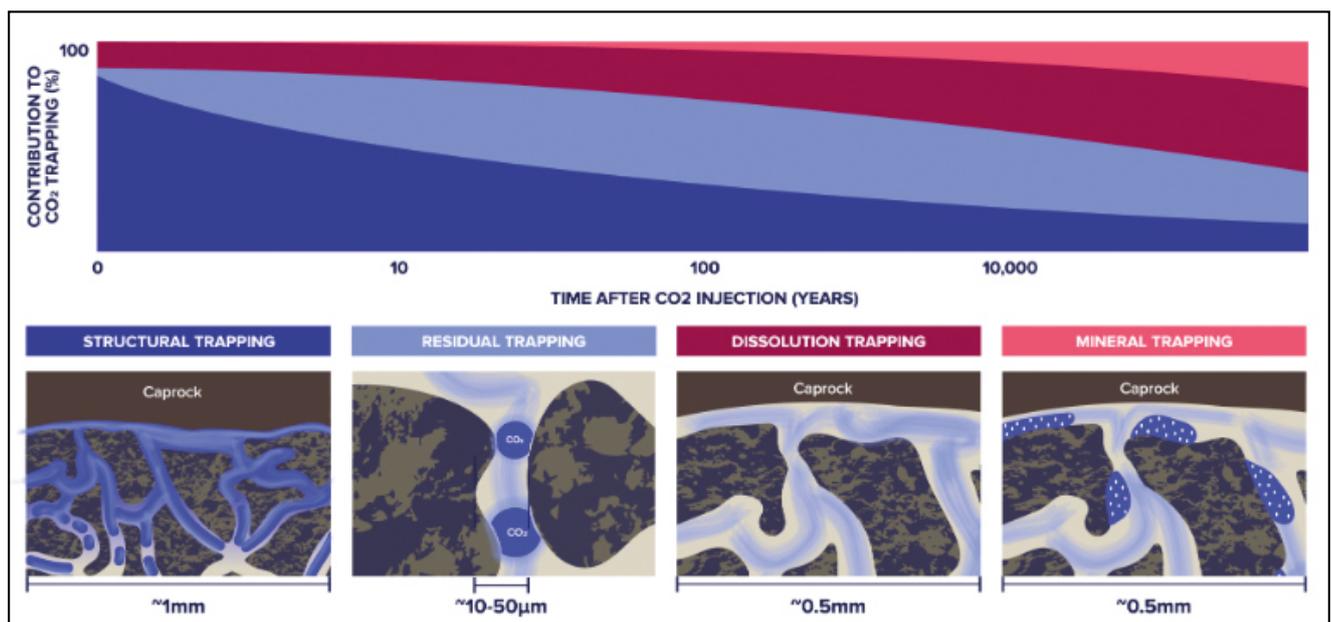


Figura 8. Contribución relativa de los cuatro mecanismos de atrapamiento geológico de CO₂ a lo largo del tiempo (parte superior). Tipos de mecanismos de captura que participan en el proceso (parte inferior) (Global CCS Institute, 2022).

3.2. Caso de estudio: almacenamiento geológico de CO₂ en areniscas

Las investigaciones científicas más recientes, se encaminan hacia la búsqueda de las formaciones geológicas idóneas como reservorios de CO₂. Dadas sus propiedades intrínsecas, las areniscas se consideran como rocas almacén propicias para albergar el CO₂ capturado. Entre otras propiedades, poseen una capacidad tapón (amortiguadora del pH) que favorece la reacción del dióxido de carbono con los minerales de tipo feldespato (comunes en las areniscas). Esta condición mineral-geoquímica, junto con la alta permeabilidad de las areniscas, caracterizan de forma positiva a estas rocas para el almacenamiento geológico del CO₂, como se desarrollará más adelante (Christopoulou *et al.*, 2022).

Pensando en la seguridad del proceso de almacenamiento geológico, es de gran relevancia conocer en detalle la interacción entre este tipo de rocas y el CO₂. Se han realizado numerosos estudios de tipo experimental, a través de modelos y a escala de laboratorio, sobre muestras de roca arenisca con diferentes propiedades, expuestas a CO₂. Producto de ellos, se han obtenido datos sobre la influencia de la inyección de dióxido de carbono, en las propiedades de las rocas almacén de tipo arenisca, y las consecuencias de la interacción CO₂ - arenisca para su viabilidad como sumidero. En este estudio se pone el foco de atención en las propiedades que guardan relación con su comportamiento geomecánico, dada la importancia de asegurar que la integridad del reservorio no se ve comprometida por la práctica de esta técnica.

En los siguientes apartados, se presenta una recopilación de estos datos y una comparativa de los resultados obtenidos en los distintos estudios. Se toma como referencia, las investigaciones que exponen resultados de ensayos de laboratorio aplicados sobre areniscas, dada su relevancia en las investigaciones actuales, siendo objeto de estudio en numerosos proyectos a nivel mundial. El alcance de estos documentos incluye tanto areniscas pertenecientes a reservorios de gas y petróleo agotados, como a acuíferos salinos en distintas partes del mundo. El objetivo es conseguir un mayor alcance y representatividad de los datos presentados. Así, se considera que dichos estudios aportan información de mayor interés reciente y transcendencia para los objetivos de este trabajo.

En este tipo de estudios, se consideran resultados experimentales a corto plazo. Tiempos de estudio por encima de 10 años, se catalogan como procesos a largo plazo. Modelos computacionales y experiencias de inyección in situ (plantas piloto), son procesos necesarios, que deben acompañar a la caracterización de la formación almacén. Por su parte, los ensayos en laboratorio tienen por objetivo, determinar cómo evolucionan las propiedades hidráulicas y mecánicas de las rocas, bajo la influencia del CO₂ en distintas fases (Pérez-Estaún *et al.*, 2009).

Las propiedades geomecánicas y geoquímicas conllevan procesos acoplados. Estas propiedades, en las rocas almacén y sello, tienen un impacto significativo en el resultado de los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ (Arenillas *et al.*, 2018; Raza *et al.*, 2016). Igualmente, el tipo de fluido que acompañe a la inyección de dióxido de carbono tendrá una importancia significativa, en la evolución

de los parámetros de las formaciones rocosas. Se obtienen diferentes respuestas si el medio de estudio se encuentra en condición seca, saturado de agua dulce o de agua salada con diferentes concentraciones de NaCl (Rathnaweera *et al.*, 2015).

Dentro del alcance del presente trabajo, en el medio geológico de estudio lo más habitual es encontrar una salmuera que ha llenado los espacios disponibles, antes ocupados por petróleo y/o gas (Hawkes *et al.*, 2005). De acuerdo con el interés ya expuesto, es decir, lograr la mayor capacidad de almacenamiento posible, se consideran las investigaciones que analizan la relación salmueras - CO₂ - roca, en condiciones de dióxido de carbono disuelto en salmuera o supercrítico (scCO₂). A efectos de estas interacciones, se incluyen también los estudios sobre acuíferos salinos profundos, en formaciones de areniscas, dado que se analizarán igualmente la relación salmueras - CO₂ - roca.

3.2.1. Evolución de las propiedades geomecánicas de las areniscas al someterlas a la acción de CO₂

Como ya se ha mencionado, los aspectos geomecánicos y geoquímicos están muy relacionados entre sí. El CO₂ es un compuesto reactivo, que produce un efecto en las propiedades del agua de formación, rocas almacén y rocas sello, con las que se pone en contacto (Arenillas *et al.*, 2018). Partiendo de los datos de caracterización químico-físico-mecánica, según el caso de estudio de cada muestra de arenisca, representativa de un determinado reservorio, se realiza una comparativa de los resultados de distintos ensayos de resistencia y parámetros geomecánicos, antes y después de exponer la roca a la influencia del CO₂.

De acuerdo con Rathnaweera *et al.* (2015), las propiedades mecánicas de las areniscas son muy sensibles a las heterogeneidades litológicas, relativas a la composición mineralógica, distribución del tamaño y geometría de los poros, así como a la textura y estructura de la roca. A partir de los resultados en cada caso de estudio, se presenta un análisis general de las conclusiones que se desprenden de las investigaciones. Esta información puede proporcionar una base de referencia para evaluar, de forma preliminar, las características geomecánicas de un reservorio para la inyección y almacenamiento de dióxido de carbono a largo plazo.

Por otro lado, la inyección de CO₂ produce un aumento en la presión de poro de la roca, que puede dar lugar al desplazamiento de fallas inactivas; además, se deben controlar las presiones máximas de inyección, evitando que sobrepasen la resistencia a la fracturación de la roca, lo que produciría daños irreversibles en las formaciones (Raza *et al.*, 2016). La cantidad de CO₂ a inyectar, junto a la presión de inyección, pueden alterar el estado tensional en el medio geológico, originando deformaciones mecánicas en el sistema almacén-confinamiento (Arenillas *et al.*, 2018). Así, el proceso de inyección de dióxido de carbono y el análisis de sus efectos, se puede dividir en dos fases:

Fase inicial de inyección del CO₂

La importancia en el desarrollo de los procesos físico-químicos, resultado de la interacción areniscas-CO₂,

depende de la distancia al pozo de inyección, la cantidad de gas disuelto en la salmuera y el punto de estudio. Cuando se inyecta CO_2 a presión, en la roca reservorio, el gas se ve forzado a circular e ingresar en los poros a una presión mayor, a la que se encuentra la roca circundante. Este aumento de presión puede dar lugar a deformaciones en la roca reservorio y/o en la roca sello, llegando a originar fracturas. En este sentido, son aspectos geomecánicos relevantes las tensiones iniciales in situ, la presión de poro, fallas o fracturas preexistentes y sus propiedades friccionales (IPCC, 2005).

El proceso de inyección conlleva una modificación del pH del medio, que origina cambios químicos en los minerales presentes en el entorno geológico, resultando en alteración y/o disolución mineral, así como precipitación de nuevas fases minerales. Por reacción del CO_2 con la salmuera se produce una acidificación del medio (al formarse de ácido carbónico), que conlleva al desarrollo de las reacciones químicas con los minerales constituyentes de la roca (Othman *et al.*, 2018). Se han observado estos procesos en estudios de corta duración, de semanas o pocos meses, como es el caso de las investigaciones de Marbler *et al.* (2012), Campos *et al.* (2015) y Raza *et al.* (2016), que reportan cambios en pocos días, como se analizará más adelante y migración de finos a corto o largo plazo (Gholami y Raza, 2022; Raza *et al.*, 2016).

A corto plazo, la disolución de la calcita-dolomita será el proceso predominante, en areniscas con carbonatos, en relación con otras reacciones químicas. En contraposición, a largo plazo, será el cuarzo el que jugará un papel relevante, asociado a proceso de captura mineral. En una posición intermedia, se encuentran minerales como el feldespato, mica o minerales del grupo de las arcillas (aluminosilicatos), que tienen una velocidad de reacción más lenta que los carbonatos (Raza *et al.*, 2016).

Inyección a largo plazo del CO_2

En el caso de inyección en yacimientos salinos profundos o saturados en salmuera, se produce una desecación de la roca reservorio en el entorno del pozo de inyección, por formación de una burbuja de gas que hace migrar el agua de formación o salmuera con CO_2 disuelto, hacia sectores alejados del pozo (Marbler *et al.*, 2012). Este proceso se conoce como migración forzada de salmuera, y conlleva un

incremento de la saturación en dióxido de carbono de la roca próximo a 1 (Raza *et al.*, 2016).

En este tipo de yacimientos, si analizamos una sección de terreno desde el pozo de inyección y nos alejamos progresivamente de él observamos la formación, a lo largo del tiempo, de tres zonas caracterizadas por su grado de saturación en CO_2 . Como se observa en la figura 9, se desarrolla la zona más próxima, caracterizada por estar seca pero saturada de CO_2 , una zona intermedia destacada por tener saturación parcial (salmuera- CO_2) y una zona más alejada aún sin presencia de CO_2 (Rathnaweera *et al.*, 2015).

A modo de ejemplo, Marbler *et al.* (2012) analizan los efectos geomecánicos de la distribución del fluido- CO_2 en las distintas zonas descritas, sobre una arenisca con cemento silíceo; las cuales se traducen en cambios en las propiedades geofísicas de las rocas reservorio. En ensayos experimentales, se ha observado que la resistencia, de la roca arenisca, disminuye en la zona saturada y mejora en la zona parcialmente saturada. Las diferencias de resistencia, entre ambas zonas, disminuyen cuando se alcanzan unas condiciones de 25MPa de presión litoestratigráfica (asimilable a 1.000 m de profundidad). Otros autores coinciden en que, en la zona de inyección seca, las reacciones químicas son mínimas y pueden no tenerse en cuenta (Othman *et al.*, 2018).

Estas tres zonas de reacción coexistirán en el yacimiento en el proceso de inyección de CO_2 , siendo el impacto de su desarrollo poco conocido todavía. Esta incertidumbre, destaca la importancia de realizar una caracterización exhaustiva químico-mecánica de los reservorios, asociada a procesos de almacenamiento geológico de CO_2 (Rathnaweera *et al.*, 2015).

En esa misma línea, a medida que las reacciones químicas se desarrollan con el tiempo, se produce un transporte reactivo de elementos químicos disueltos en la salmuera, que se mueven a través del sistema poroso (Gholami y Raza, 2022). Cuando se alcanzan las condiciones para la precipitación de los elementos disueltos, se produce la cristalización de nuevas fases minerales. Estas fases, se caracterizan por tener unas propiedades resistentes menores a las fases originales (Marbler *et al.*, 2012) y, por otro lado, por incluir en su estructura carbono procedente del CO_2 inyectado, de modo que el dióxido de carbono deja de existir en el medio como tal (Ruiz *et al.*, 2006).

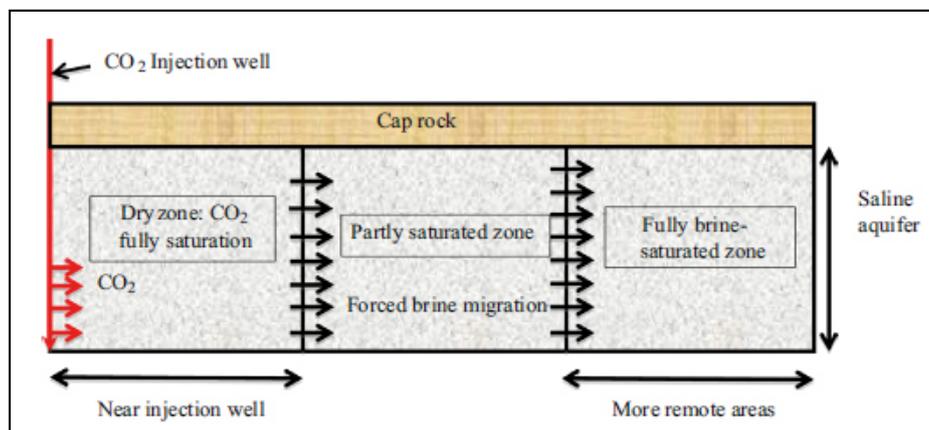


Figura 9. Formación de zonas con diferente saturación en CO_2 durante el proceso de inyección (Rathnaweera *et al.*, 2015).

3.2.1.1. Influencia de los factores geoquímicos

En numerosos proyectos de investigación se ha observado que, a causa de la disolución de agentes cementantes en la roca, la resistencia mecánica de la arenisca puede disminuir. Si relacionamos los resultados de los procesos geomecánicos con los geoquímicos, la condición más favorable para el almacenamiento de CO₂, la encontramos en las areniscas con alto contenido en feldespatos y clorita, por su mayor reactividad con el fluido salmuera-CO₂. Este hecho favorece la captura química del dióxido de carbono (Zhang *et al.*, 2019).

Desde el punto de vista geomecánico, minerales primarios se disuelven en parte y minerales secundarios precipitan bajo la influencia del CO₂, de modo que estos cambios mineralógicos afectan a los granos minerales y a la matriz que constituyen la arenisca. Este hecho, conlleva una modificación de los bordes de los granos y de los poros (tamaño y geometría), afectando a la integridad estructural de la roca (Marbler *et al.*, 2012). Producto de lo anterior, se genera una reducción de su resistencia, que se asocia con la rotura o debilitamiento de los enlaces que unen los granos detríticos con la fase cementante, así como la formación de nuevos minerales con baja resistencia (Zhang *et al.*, 2019).

La presencia de minerales reactivos (tipo y cantidad) en la roca almacén-sello, establece la tasa de interacción arenisca-CO₂ (Zhang *et al.*, 2019). El ambiente ácido que se crea al reaccionar el CO₂ con la salmuera, conlleva la disolución de minerales comunes en las rocas de tipo arenisca, como son los carbonatos, con el consecuente aumento de la porosidad y permeabilidad en la roca (Iglauer *et al.*, 2014). La permeabilidad puede cambiar dependiendo de la distribución del tamaño de los poros y la estructura-distribución de minerales arcillosos en la roca, producto de las alteraciones minerales (Gholami y Raza, 2022). Según Van der Meer (2005), en reservorios naturales de CO₂ en Estados Unidos la formación de arcilla genera disminución en la permeabilidad de la formación rocosa. Por su parte, los minerales de tipo feldespato y clorita, también reactivos y comunes en las areniscas, determinan la cantidad de CO₂ atrapado por el proceso de captura mineral (Zhang *et al.*, 2019).

Por otra parte, el aumento en la concentración de cationes y aniones en el flujo de inyección puede saturar el fluido en los poros, dando lugar a la precipitación de minerales secundarios. Esto debería producirse en los límites del frente de inyección asociado a las condiciones de pH, sectores en los que la permeabilidad se vería reducida (Lamy-Chappuis *et al.*, 2013).

En definitiva, el tipo de reacciones químicas que se produzcan dependerá de múltiples factores. Además, la dirección de estas reacciones (disolución-precipitación) puede cambiar con el tiempo, asociada a la variación de estos factores en el medio geológico (Rathnaweera *et al.*, 2015).

Las investigaciones sobre el efecto de las reacciones químicas en los yacimientos silíceos presentan resultados variables en función de la interpretación de los datos (Tarokh *et al.*, 2020). Numerosos estudios no contemplan los minerales minoritarios que forman parte de las areniscas, haciendo la simplificación de que están formadas únicamente por cuarzo, y concluyendo que los procesos de inyección

de CO₂ no afectan a la permeabilidad de la roca (Iglauer *et al.*, 2014). Otros autores, como Zhang *et al.* (2019), indican que el contenido, tanto en cuarzo como en minerales reactivos de la arenisca, determinará el alcance de la interacción CO₂-salmuera-arenisca. Es difícil establecer una comparativa de estudios en este sentido, dada la variabilidad de condiciones de partida, supuestos y alcances de las investigaciones (tipo de CO₂, tiempo de exposición, etc.), así como los tipos de ensayos realizados.

Van der Meer (2005) menciona que la inundación con CO₂ de una roca, con presencia de carbonato y feldespato, genera un aumento en el contenido de hierro, magnesio y calcio en la salmuera. Esto se asocia con la disolución de cemento carbonatado en la roca, que conllevaría un aumento de la permeabilidad. Sin embargo, tras los ensayos realizados postexposición no se observan cambios respecto a los valores iniciales de este parámetro. En este estudio, se concluye que el aumento de la permeabilidad previsto fue compensado por la migración de partículas de arcilla, como se verá en el apartado siguiente.

3.2.1.2. Influencia de factores fisicoquímicos

Otro aspecto para considerar es que, el efecto del flujo generado por la inyección del dióxido de carbono puede dar lugar al arrastre de materiales finos, presentes en la matriz de las areniscas. La importancia de este efecto dependerá de la velocidad que alcance el fluido y del tamaño de las partículas. A medida que disminuya la velocidad del fluido, se producirá la decantación del material fino transportado, con la consecuente disminución de permeabilidad en ese sector (Othman *et al.*, 2018).

Se han realizado investigaciones con el objetivo de comprender, cómo se produce la migración física de finos asociada a procesos de inyección de CO₂. En general, la mayoría de los resultados indican que los finos presentes de forma natural en la arenisca se pueden movilizar en presencia de salmuera saturada de CO₂ en condiciones supercríticas. En la definida como zona seca de inyección, se produce migración de finos a causa del arrastre que ejerce el proceso de inyección. En otras zonas alejadas de este punto, el proceso de migración estaría influenciado por las reacciones químicas CO₂-salmuera-granos minerales. La caracterización de los finos producidos contribuye a identificar los mecanismos que han dado lugar a su origen y migración (Othman *et al.*, 2018).

Los procesos químicos de disolución mineral, producidos tras la inyección de dióxido de carbono, pueden contribuir a la disgregación de material fino, que migra con el fluido de inyección. El material será transportado hasta decantar, en función del balance de fuerzas que se produzca en la partícula, donde pueden causar reducción de la permeabilidad por decantación (Othman *et al.*, 2018).

De acuerdo con Gholami y Raza (2022) la permeabilidad disminuye en la fase inicial de inyección, debido a que los materiales finos móviles quedan atrapados en la estructura de los poros. Adicionalmente, con la disolución de los minerales reactivos, se produce la liberación de las partículas finas adheridas a su superficie, que se desplazan con el CO₂ inyectado. A medida que progresa el caudal durante la inyección, se movilizan las partículas atrapadas aumentando de nuevo la permeabilidad.

3.2.1.3. Comparativa de resultados y conclusiones de la evolución de las propiedades geomecánicas

El estudio geoquímico de los testigos de roca, en función de las fases de CO₂ utilizadas en los ensayos, ofrece información sobre la migración de fluidos en el reservorio y las posibilidades de retención del dióxido de carbono dentro del almacén geológico. Los impactos del CO₂ en la roca y agua de formación del yacimiento permiten evaluar los procesos de atrapamiento que se desarrollan en cada caso (Stevens *et al.*, 2001).

Cambios en la microestructura del espacio poroso (porosidad, permeabilidad) tras la inyección de CO₂, pueden cambiar el patrón y la velocidad del movimiento del fluido a través de una roca (Campos *et al.*, 2015). Los parámetros de porosidad y permeabilidad son, por tanto, fundamentales en la aplicación del almacenamiento geológico de CO₂, propiciando o limitando el proceso de inyectabilidad en el reservorio y su capacidad de almacenamiento (Lamy-Chappuis *et al.*, 2013).

Los trabajos de investigación que presentan cambios en la permeabilidad de las muestras ensayadas, se han realizado a escala de laboratorio, de modo que los resultados deben extrapolarse y contrastarse con los obtenidos a escala de reservorio. De acuerdo con lo mencionado por Zhang *et al.* (2019), los ensayos de laboratorio y simulaciones numéricas realizadas, utilizadas para predecir el comportamiento de las areniscas en contacto con CO₂, concluyen cambios significativos en los parámetros de porosidad y permeabilidad. Por otro lado, en las simulaciones numéricas a escala de yacimiento, se interpretan cambios muy pequeños en estos parámetros tras la exposición. Esto evidencia ideas contrapuestas en las que se debe indagar.

Otro aspecto relevante es que las formaciones de arenisca cementadas con silicatos son más adecuadas para el secuestro de CO₂, en términos de seguridad del reservorio, ya que las propiedades geomecánicas, *a priori*, se ven menos afectadas por la influencia del CO₂ en estado supercrítico. Sin embargo, la ausencia de minerales reactivos (ej. calcita, arcillas) disminuye la contribución del proceso de captura mineral, afectando de forma negativa al potencial de almacenamiento de dióxido de carbono a largo plazo (Rathnaweera *et al.*, 2015). Las reacciones químicas de disolución contribuyen a mejorar la porosidad, donde el CO₂ quedará atrapado, y propician el proceso de atrapamiento mineral en los poros de la roca, a través del proceso de disolución y precipitación mineral (Gholami y Raza, 2022).

Las investigaciones sobre las propiedades geomecánicas permiten determinar las consecuencias de la inyección y el almacenamiento del CO₂, en la generación de fracturas o la activación de fracturas preexistentes, por cambios en la resistencia de la arenisca o de la formación sello. Esta información es crucial para la evaluación de posibles fugas que comprometan la seguridad del reservorio (Stevens *et al.*, 2001).

A continuación, se presenta una tabla elaborada a partir de un total de 10 investigaciones, que van desde 2012 a 2022, en la que se presentan ejemplos reales de los conceptos que se han ido exponiendo y los resultados obtenidos de su experimentación. Con el objetivo de estudiar, de manera general, los cambios que se producen en las areniscas

al inyectar CO₂, se desglosan los siguientes aspectos: fuente de procedencia, autor, año, ubicación de procedencia de la roca ensayada, tipo de reservorio al que pertenece, nombre de la formación geológica de origen, descripción de la unidad rocosa estudiada, espesor de la formación, valores iniciales de porosidad y permeabilidad, como datos básicos de partida (tabla 2). A continuación, la información de los ensayos con CO₂ realizados, tiempos de exposición al gas, resultados y conclusiones (tabla 3).

Debido a que la temática de estudio que trata este trabajo es muy reciente, se observa mucha dispersión en las metodologías de estudio empleadas. A pesar de ello, las propiedades y parámetros, de los cuales se analiza su evolución, se corresponden.

Es interesante mencionar algunas interpretaciones a las que han llegado diferentes autores, en base a su propia práctica experimental. Tarokh *et al.* (2020), a partir de sus estudios e investigaciones, determinan que, para la arenisca de la Formación Berea, la inyección de CO₂ a alta presión produce una variación de la resistencia, permeabilidad, porosidad y tasa de fluencia de la roca. Cuantifican estas variaciones como una disminución del 10 %-15 % de la resistencia, un aumento de hasta el 10 % de la permeabilidad y del 10 % para la porosidad, así como un aumento de la tasa de fluencia de más del doble. Esta roca está constituida por un 90 % de cuarzo, de modo que el contenido en minerales reactivos se considera bajo.

Gholami y Raza (2022) determinan que los estudios de modelado numérico y de laboratorio entregan resultados muy variables y poco concluyentes. Destacan, por otro lado, la importancia de la alteración mineral, la disolución, la precipitación y la migración de finos como los principales impulsores de los cambios en la porosidad y la permeabilidad.

En cuanto a la resistencia de la roca, se ha observado que se ve influencia, en gran medida, por la presión de poros existente en el medio y el tipo de fluido que genera esta presión, siendo el H₂O el que reduce la resistencia de la roca en un grado mayor, en comparación con el CO₂ (Marbler *et al.*, 2012). De acuerdo Rathnaweera *et al.* (2015), la resistencia de la roca saturada en agua se reduce un 30 %-40 %, en comparación con la resistencia de la roca seca, mientras que la saturación en CO₂ supercrítico produce una reducción del módulo de corte en un 6 %-8 %, en relación con la misma muestra saturada en agua.

De acuerdo con Gholami y Raza (2022), el CO₂ puede quedar atrapado durante la migración en reservorios de arenisca (acuíferos y reservorios de hidrocarburos agotados) debido a interacciones con minerales, cambios en la mojabilidad y atrapamiento residual, con una baja probabilidad de cierre de gargantas de poros. Por otro lado, algunas investigaciones informan sobre reducciones de la permeabilidad asociadas a procesos de precipitación mineral o migración de finos, de hasta un 60 %, lo que puede afectar de forma negativa a la capacidad de almacenamiento del reservorio (Iglauer *et al.*, 2014).

Cabe destacar también, la importancia de las tasas de reacción mineral. Determinados minerales, como son los carbonatos (calcita, dolomita) son de reacción rápida en contacto con CO₂; aluminosilicatos como feldespatos, micas y arcillas generan reacciones químicas a corto plazo, mientras que a largo plazo (años), entran también en juego

Tabla 2. Almacenamiento de CO₂ en formaciones de areniscas. Resumen de estudios revisados; información inicial

Fuente	Autor	Año	Ubicación	Tipo de reservorio	Formación	Descripción de la unidad rocosa estudiada	Espesor formación (m)	Porosidad / Permeabilidad
Geomechanical and geochemical effects on sandstones caused by the reaction with supercritical CO₂: An experimental approach to in situ conditions in deep geological reservoirs	Marbler <i>et al.</i>	2012	Cuenca del norte de Alemania (NGB)	Acuífero salino	Bunter	Arenisca silíceas. Estructura homogénea medianamente densa. Porosidad intergranular. Pobremente cementada. Grano medio a fino, fluvial, con finas capas de óxidos de Fe y arcilla. Matriz silícea, en menor medida arcillosa. Composición mineral: 75 % cuarzo, 20 % microclina, 1 % moscovita, 4 % arcillas (caolinita, illita, esmectita).	2	22 % 3.5 x 10 ⁻⁷ m/s
					Bunter	Arenisca carbonatada. Estructura heterogénea densa. Porosidad intergranular y secundaria por disolución. Fuertemente cementada. Grano medio a fino, fluvial. Matriz carbonatada. Composición mineral: 60 % cuarzo, 25 % calcita, 4 % arcillas (caolinita, illita, esmectita), 1 % moscovita, otros: plagioclasa, ortoclasa, siderita.	2	18 % 4 x 10 ⁻⁶ m/s
					Rotliegend	Arenisca silícea-carbonatada. Estructura heterogénea densa. Porosidad intergranular. Fuertemente cementada. Grano medio a fino, fluvial-eólica. Matriz silícea-carbonatada. Composición mineral: 70 % cuarzo, 5 % calcita, 3 % arcillas (caolinita, illita, esmectita), 2 % moscovita, otros: plagioclasa, ortoclasa, barita.	20	7,9 % 3.5 x 10 ⁻¹⁰ m/s
Rapid porosity and permeability changes of calcareous sandstone due to CO₂-enriched brine injection	Lamy-Chappuis <i>et al.</i>	2013	Cayton Bay (UK)	Acuífero salino	Gritstone	Fragmentos de conchas dispersos. Composición mineral: 76 % cuarzo, 4,5 % calcita, 7,5 % moscovita, 6,5% microclina, 2,5 % illita / esmectita, 1 % caolinita, 1 % albita, 0,7 % dolomita, 0,5 % piritita.	-	33 % 8 - 12 mD
Permeability evolution in sandstone due to injection of CO₂-saturated brine or supercritical CO₂ at reservoir conditions	Iglauer <i>et al.</i>	2014	-	-	Berea	Composición mineralógica: 95 % cuarzo, 4 % alúmina, 11 % óxido férrico, 0,55 % óxido ferroso, 0,25 % óxido de magnesio, 0,1 % óxido de calcio.	-	20,6 % 490 mD
					Fontainebleau	Composición mineralógica: 100 % cuarzo.	-	7,9 % 78,8 mD
CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study	Rathnaweera <i>et al.</i>	2015	Gosford Sydneybasin (Australia)	Acuífero salino	Hawkesbury	Tamaño de grano entre 0,04 y 1,0 mm. Matriz predominantemente arcillosa. Cemento de cuarzo, calcita y caolinita. Composición mineralógica: 85 % cuarzo, 5 % calcita, 1 % siderita, 1 % mica, 5 % caolinita, 2 % anatasa y 1 % anfíbol.	-	37,2 %

Continúa en página siguiente

Fuente	Autor	Año	Ubicación	Tipo de reservorio	Formación	Descripción de la unidad rocosa estudiada	Espesor formación (m)	Porosidad / Permeabilidad
Experimental CO₂ injection: Study of physical changes in sandstone porous media using Hg porosimetry and 3D pore network models	Campos et al.	2015	Cuenca del Duero España	Acuífero salino	Utrillas	Subarcosa heterométrica de grano fino-medio, de composición cuarzo-feldespática, matriz arcillosa y variablemente cementada por carbonatos. Composición mineralógica: 79 % cuarzo, 21 % feldespato. En menor % micas, fragmentos de roca, rutilo e ilmenita. Matriz de caolinita, illita, cemento calcáreo.	190 - 40	15 % 2.57 x 10 ⁻¹⁶ m ² (0.26 mD)
Integrity analysis of CO₂ storage sites concerning geochemical-geomechanical interactions in saline aquifers	Raza et al.	2016	-	Acuífero salino	Berea	Composición mineralógica: 80 % Cuarzo 6.7 % Microclina 7.3 % Caolin 1.4 % Clorita 2.9 % Albita 1.7 % Anquerita	-	19 % 420 mD
Permeability and mineral composition. Evolution of primary seal and reservoir rocks in geologic carbon storage conditions	Soong et al.	2017	Mississippi (Estados Unidos)	Acuífero salino	Lower Tuscaloosa	90 % de arenisca de grano fino a medio. Se describe como blanco y finamente micáceo con una matriz de arcilla fina intercalada con nódulos de lutita y siderita. Composición mineralógica: 77 % Cuarzo, 6 % Clorita, 3 % Caolinita, 3 % Illita, 1 % Feldespato potásico, 1 % Calcita, 7 % Plagioclasa, 2 % Pirita.	36.5	24 % 800 - 1500 mD
Fines migration during supercritical CO₂ injection in sandstone	Othman et al.	2018	Australia	Acuífero salino	Berea	Composición mineralógica: 84 % Cuarzo, 6 % Moscovita, 5 % Caolinita, 3 % Microclina, 1 % Dolomita, 0.5 % Rutilo y 0.5 % Siderita. Cemento de arcilla y cuarzo.	-	20 % 250 mD
Influence of CO₂ injection on the poromechanical response of Berea sandstone	Tarokh et al.	2020	Ohio	-	Berea	Arenisca de grano fino. Composición mineralógica: 86 % Cuarzo, 6 % Moscovita/illita, 3 % Kaolinita, 2 % Feldespato, 1.3 % Albita, 0.7 % Dolomita.	-	20 % 150 mD
CO₂ sequestration in sandstone reservoirs: How does reactive flow alter trapping mechanisms?	Raof Gholami y Arshad Raza	2022	Australia	-	Berea	Cuarzo con caolinita y clorita en la matriz y calcita en el cemento. Composición mineralógica: 60 % Cuarzo, 8 % Feldespato potásico, 3.5 % Plagioclasa, 2.5 % Mica, 7 % Caolinita, 8 % Clorita, 6 % Calcita.	-	24 %-30 %

Tabla 3. Almacenamiento de CO₂ en formaciones de areniscas. Resumen de estudios revisados; resultados y conclusiones

Fuente	Ensayos con CO ₂	Tiempo de exposición	Resultados	Conclusiones
Geomechanical and geochemical effects on sandstones caused by the reaction with supercritical CO₂: An experimental approach to in situ conditions in deep geological reservoirs	Exposición a diferentes niveles de saturación de CO ₂ supercrítico + ensayo triaxial (Tª 60-70 °C; condiciones de Presión confinamiento variable, 30 MPa máx.)	2-4 semanas	<p>La resistencia de las rocas disminuye con el grado de saturación para las mismas condiciones de P de confinamiento.</p> <p>A mayor P de confinamiento y grado de saturación, aumenta la resistencia de la roca.</p> <p>Los valores de los módulos de deformación son menores cuando la presión de poro la ejercer el CO₂ en comparación con el H₂O.</p> <p>Reducción de la cohesión (resistencia uniaxial). Reducción en el comportamiento elástico.</p>	<p>Algunos de los cristales de cuarzo muestran efectos de corrosión superficial selectiva, probablemente causada por la exposición al scCO₂.</p> <p>La alteración progresiva de los minerales carbonatados dentro de la matriz puede provocar un debilitamiento de la roca. Las alteraciones minerales pueden desestabilizar la microestructura de la arenisca.</p> <p>Alteraciones como la disolución también pueden afectar los bordes de granos de cuarzo y feldespato, debilitando el contacto grano a grano en las rocas clastosoportadas. Además, la disolución de minerales arcillosos en la matriz también puede reducir la resistencia.</p> <p>La salmuera y el scCO₂ influyen claramente en el desarrollo de microfisuras inducidas mecánicamente antes de la falla.</p> <p>Los fenómenos de disolución y precipitación podrían provocar cambios en el volumen de la roca que afectarían al sistema poroso. En última instancia, la permeabilidad puede cambiar.</p>
			<p>A mayor P de confinamiento y grado de saturación aumenta la resistencia de la roca. A partir de 11.5MPa de P confinada disminuye la resistencia. Valores de los módulos de deformaciones y elásticos menores cuando la presión de poro la ejercer el CO₂ en condiciones saturadas, y mayores en condiciones parcialmente saturadas, comparación con los valores en las muestras con el H₂O.</p> <p>Claros fenómenos de alteración en el cemento, como la disolución inicial de la calcita que rellena los poros y de los recubrimientos de calcita de minerales detríticos a escala micrométrica, lo que localmente conduce a desarrollo de porosidad secundaria.</p> <p>Se observa desarrollo de grietas y microfisuras en minerales detríticos.</p> <p>Reducción en el comportamiento elástico.</p>	
Rapid porosity and permeability changes of calcareous sandstone due to CO₂-enriched brine injection	Inyección de salmuera saturada en CO ₂ Tª ambiente	1-2 días	<p>Valores de los módulos de deformaciones y elásticos menores cuando la presión de poro la ejercer el CO₂. Disolución parcial de calcita en los 3 – 4 primeros días de ensayo. Enriquecimiento en Ca de un 20 % con respecto a la concentración inicial.</p> <p>Reducción en el comportamiento elástico.</p>	<p>El aumento en la permeabilidad surge principalmente de la disolución de grano de calcita, que mejoran la permeabilidad poniendo en contacto poros existentes por nuevas vías y disminuyendo la tortuosidad.</p> <p>La tasa de disolución de calcita en rocas sujetas a inyección de CO₂ depende de la tasa de transporte de acidez a la superficie del mineral; los parámetros clave son la cantidad de mezcla entre el CO₂ y la salmuera, la distribución de la permeabilidad local, que distribuye la salmuera acidificada a través de la roca, y la accesibilidad mineral.</p> <p>La redistribución de la porosidad y el aumento de la permeabilidad aumentan la capacidad de almacenamiento y mejoran la inyectabilidad.</p> <p>Es aconsejable evaluar cambios en la permeabilidad absoluta debidos a interacciones fluido – roca, ya que estas pueden conducir a variaciones en la permeabilidad efectiva, de magnitud similar a las debidas al cambio de saturación de fase; la permeabilidad mejorada a través de la disolución de la calcita podría ser una amenaza para la integridad de los esquemas de inyección por lo que han de gestionarse para hacerlos más efectivos.</p>
			<p>Se simulan la condiciones en la interfaz CO₂ – salmuera.</p> <p>La calcita se disolvió a una velocidad determinada por la velocidad del suministro del fluido; aumento de la porosidad acompañado por un aumento de la permeabilidad de la roca.</p> <p>Los fragmentos de calcita se disolvieron durante el experimento creando puentes entre los poros preexistentes, mientras que los silicatos secundarios aparentemente no se vieron afectados.</p> <p>El aumento de porosidad resultante de la disolución osciló entre un 5 %-15 %.</p> <p>La mitad del aumento de la porosidad se produjo en las primera 5h de experimento y el 90 % dentro de las primeras 18 horas.</p>	

Continúa en página siguiente

Fuente	Ensayos con CO ₂	Tiempo de exposición	Resultados	Conclusiones
<p>Permeability evolution in sandstone due to injection of CO₂-saturated brine or supercritical CO₂ at reservoir conditions</p>	<p>Saturación con salmuera sin CO₂ y salmuera saturada en CO₂ (Tª 50 °C, Presión confinamiento 10.7MPa)</p>	10 horas	<p>Se mide una reducción máxima de la permeabilidad del 35 %. La permeabilidad disminuyó de forma continua y suave con el tiempo. Se detectó un mayor caudal que aumentó la caída de presión; la caída de presión aumentó con el tiempo para caudales constantes, para salmuera con y sin CO₂, más fuerte en el primer caso.</p>	<p>La permeabilidad de la arenisca Berea puede reducirse a causa de la salmuera saturada en CO₂ o scCO₂, es probable que el movimiento de esta salmuera a través de la arenisca dañe el yacimiento. Un gradiente de presión creciente equivale a una permeabilidad decreciente; un mayor caudal de inyección conlleva aumento de la permeabilidad; estos procesos en el yacimiento se interpretan como un transporte de finos. La reducción de la permeabilidad puede ser significativa; es causada por la migración de finos y posterior taponamiento de los poros y no por precipitación mineral. Se espera una caída de permeabilidad adicional con un tiempo de inyección más prolongado. La inyección de salmuera saturada en CO₂ no afectó significativamente la permeabilidad de la arenisca silícea; esto se interpreta como la ausencia de liberación de coloides o finos dada la composición silícea de la roca. Por el contrario, si descendió la permeabilidad debido a la inyección de scCO₂.</p>
	<p>Saturación con salmuera sin CO₂ y salmuera saturada en CO₂, y posterior inyección de scCO₂ (Tª 50 °C, Presión confinamiento 10.7MPa)</p>	10 horas	<p>La permeabilidad decreció con la inyección del scCO₂ en un 23 %. La permeabilidad se vio afectada sólo marginalmente por la salmuera saturada en CO₂.</p>	
<p>CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study (continuación)</p>	<p>Muestras de arenisca seca, saturada con agua y salmuera, con y sin inyección de scCO₂ sometidas a ensayos de resistencia de compresión no confinada (UCS). Tª 32 °C. Sin presión de confinamiento</p>	4 meses	<p>Corrosión del mineral de cuarzo (contactos grano-grano) y disolución de calcita y siderita. Precipitación secundaria de minerales de caolinita. La resistencia seca de la roca disminuye de 39MPa a 34MPa con la saturación en scCO₂; la reducción es aproximadamente 13 % en comparación con la resistencia de la muestra seca. Se observa un 46 % de reducción en la resistencia de las probetas para las muestras saturadas en agua con CO₂, en comparación con las muestras saturadas en agua sin CO₂. La resistencia a la compresión no confinada en muestras saturadas en salmuera - CO₂ varía con los distintos niveles de salinidad de la salmuera, donde las resistencias para las muestras saturadas en NaCl en 10 %, 20 % y 30 % son 15, 21 y 23MPa. Para el módulo de Young en condiciones secas, el CO₂ tiene una influencia mínima con una reducción del 1,8 %. Muestra rica en CO₂ y saturada de agua se obtiene una reducción del 21 % en el módulo de Young en comparación con muestras saturadas de agua sin CO₂. En muestras con 10 %, 20 % y 30 % de saturación de salmuera-CO₂ la reducción del módulo de Young es de 1.8 %, 57 % y 92 % (en comparación con las muestras no saturadas de CO₂). Incremento de 19 % en el índice de Poisson para muestras secas ricas en CO₂ en comparación con muestras secas sin CO₂. Incremento de 14 % en el índice de Poisson para muestras saturadas en agua ricas en CO₂ en comparación con muestras secas sin CO₂. En el caso de muestras saturadas de salmuera ricas en CO₂, al aumentar la concentración de NaCl del 10 % al 30 % hace que la relación de Poisson se incremente un 8 %. Incremento de 5 a 13 % en caolinita y de 0 a 2 % en talco. Las muestras secas ricas en CO₂ evidencian iniciación de grietas y daños al 37 % y 71 % de resistencia a la falla en seco, en comparación con el 41 % y el 76 % para muestras no saturadas con CO₂ y muestras secas.</p>	<p>Las muestras saturadas de CO₂ poseían una resistencia máxima más baja en comparación con las muestras no saturadas de CO₂. Las alteraciones mineralógicas y geoquímicas de las rocas afectan las propiedades mecánicas acelerando los mecanismos de colapso de la matriz. La reducción de resistencia observada se debe principalmente a la alteración mineralógica inducida por disolución en la matriz de la roca inducida por el scCO₂. La presencia de CO₂ conduce a una mayor ganancia de resistencia en las muestras con el aumento del nivel de salinidad en el fluido. En condiciones secas el CO₂ no se disuelve y su única interacción con la roca será a través de procesos de interacción mineral CO₂-roca, lo tiene un efecto limitado a la escala de tiempo empleada para estos este estudio. En condiciones saturadas en agua-CO₂, la disminución del módulo de Young se debe a la disolución mineral y al debilitamiento de los granos de la roca. Se espera una mayor reducción del módulo de Young inducida por la saturación de CO₂ para muestras con porcentajes más altos de NaCl. La presencia de CO₂ mejora claramente el índice de Poisson de la roca bajo cualquier condición de saturación. Esto demuestra la mejora de la capacidad de expansión lateral de la roca con inyección de CO₂, lo que es favorable para la seguridad de los proyectos de secuestro. Se asocia con un aumento del porcentaje de mineral arcilloso en las muestras de roca analizadas después del período de saturación de CO₂. Estas precipitaciones deberían contribuir a la mejora de la capacidad de expansión y, por lo tanto, del índice de Poisson del macizo rocoso de la formación. Por otro lado, la saturación de CO₂ también ha provocado una clara disolución del cuarzo. La reducción de tales minerales frágiles también debería contribuir a mejorar las propiedades dúctiles o la capacidad de expansión.</p>

Continúa en página siguiente

Fuente	Ensayos con CO ₂	Tiempo de exposición	Resultados	Conclusiones
CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study (continuación)	Muestras de arenisca seca, saturada con agua y salmuera, con y sin inyección de scCO ₂ sometidas a ensayos de resistencia de compresión no confinada (UCS). T ^a 32 °C. Sin presión de confinamiento	4 meses	Muestras saturadas de agua rica en CO ₂ evidencian iniciación de grietas y daños al 29 % y 36 % de la resistencia a la falla saturada de agua, en comparación con el 43 % y el 73 % para muestras saturadas de agua sin CO ₂ y muestras secas. En condiciones de saturación de CO ₂ rica en salmuera al 10 %, la tensión de inicio de grieta es de 7MPa, y el valor de la tensión aumenta hasta 10MPa en condiciones de saturación de CO ₂ rica en salmuera al 20 % y 30 %.	La saturación de CO ₂ muestra una influencia significativa en la iniciación y el daño causado en las muestras por las grietas. La iniciación de grietas se debe a cambios mineralógicos inducidos por la saturación de scCO ₂ (principalmente corrosión del mineral de cuarzo) y a la reorganización de los granos en las muestras de arenisca. La cristalización de NaCl en la estructura de los poros fortalece el macizo rocoso y, por tanto, retrasa la iniciación de las grietas. Este efecto aumenta al aumentar la concentración de NaCl debido a la mayor cantidad de cristales de NaCl en condiciones de mayor salinidad.
Experimental CO₂ injection: Study of physical changes in sandstone porous media using Hg porosimetry and 3D pore network models	Exposición a scCO ₂ , T ^a 32 °C Pconfinamiento 8MPa	2 meses	Cambios significativos en el espacio poroso. Reducción selectiva de la porosidad, que incluye la desaparición completa de la mesoporosidad y una reducción de la macroporosidad. Disminución del 39 % en la capacidad de almacenamiento. Reducción del 38 % de la porosidad de 15 % a 9 %. El área total de poros también disminuye de 1.60 x 10 ⁻³ m ² /kg a 0.35 x 10 ⁻³ m ² /kg. Disminuye la tortuosidad. Alto porcentaje de porosidad atrapada.	La desaparición de la mesoporosidad es causada por la precipitación de minerales en poros de menor tamaño. Por la reacción scCO ₂ -salmuera a través de la roca porosa puede aumentar porque los caminos son menos tortuosos, a pesar de ello en la experimentación se observa que es más difícil conducir fluido tras la inyección de CO ₂ . La disminución de la porosidad es tan alta en este caso que se minimiza este aumento de la eficiencia al reducir la tortuosidad. El secuestro de scCO ₂ por neoformación y precipitación mineral se produce en un tiempo mucho más corto de lo que se ha considerado hasta ahora (2 meses).
Integrity analysis of CO₂ storage sites concerning geochemical-geomechanical interactions in saline aquifers	Inyección de CO ₂ supercrítico en una muestra saturada en salmuera	5 días	La presencia de salmuera en el espacio poroso durante la inyección aumenta la severidad de las reacciones geoquímicas, provocando reducciones en las magnitudes de los parámetros elásticos, especialmente del módulo de corte. Los resultados se basan en la medición de la amplitud de las ondas P y S. La reducción de la velocidad de corte en la muestra saturada de scCO ₂ después de alcanzar la presión de confinamiento de 9MPa. Con la disolución de CO ₂ en salmuera en muestras de arenisca saturadas, cambia su capacidad de resistir tensiones diferenciales. Reducción de la resistencia de la arenisca saturada de CO ₂ ; se observan alteraciones, disoluciones y corrosiones minerales (corrosión del cuarzo, feldespatos potásicos y minerales arcillosos, disolución de carbonatos cálcico).	La reducción en las magnitudes de los parámetros elásticos se puede atribuir a la corrosión de las arcillas y a la disolución de calcita en la matriz de la muestra. Después de alcanzar la presión máxima de confinamiento (9MPa), la reducción de la velocidad de corte podría deberse a aumentos en la densidad de las muestras, alteración del esqueleto sólido, o incluso desequilibrio de la presión de poro. Se ha observado que la velocidad de corte es sensible a los tipos de fluidos en el espacio poroso que necesita más investigaciones. Alteraciones en los granos de cuarzo pueden desestabilizar la microestructura de la arenisca, debido a cambios de porosidad dentro del límite entre cemento y granos. Los parámetros geomecánicos de los yacimientos y los sellos pueden verse afectados, incluso en una exposición a corto plazo al scCO ₂ . La presión umbral de percolación después de la inyección es mayor como resultado de la disminución de la porosidad.
Permeability and Mineral composition. Evolution of primary seal and reservoir rocks in geologic carbon storage conditions	Exposición a salmuera saturada en CO ₂ , T ^a 85 °C Inyección de CO ₂ natural y antrópico Prof. 2.591-3.124 m; Inyección en la Planta Daniel a una profundidad de 2.621 m	6 meses	La permeabilidad permeabilidad efectiva posterior a la exposición es un 17 % menor. La porosidad final de 24.8 % (disminuye un 6.4 %), lo que muestra una alteración de las características de los poros. Las concentraciones de Al, Fe, Mg, Na y Si aumentan. Aumenta la compresibilidad de la arenisca.	La exposición a CO ₂ -salmuera altera las características de los poros; se produce una disminución de la permeabilidad. La disminución de la permeabilidad y porosidad son resultado de la precipitación mineral que ocurre en los poros de la muestra, con un efecto neto de restricción del flujo. También puede haber ocurrido precipitación mineral dentro de las gargantas de los poros en el medio poroso, contribuyendo así a la disminución neta de la permeabilidad. Cambios en la química de la solución sugirió que la salmuera acidificada con CO ₂ disolvió algunos de los minerales distintos del cuarzo. La precipitación de minerales secundarios es posiblemente el principal contribuyente a una disminución en la permeabilidad aparente.

Continúa en página siguiente

Fuente	Ensayos con CO ₂	Tiempo de exposición	Resultados	Conclusiones
<p>Fines migration during supercritical CO₂ injection in sandstone</p>	<p>Inyección de salmuera al 1 % de NaCl; Inyección de salmuera saturada de CO₂ y finalmente inyección de scCO₂ en muestra saturada de salmuera T^a 52 °C, 14MPa Prof. Confinamiento. Medición de concentración de partículas en muestras de agua tomadas en cada etapa</p>		<p>El bloqueo de poros es causado por arcilla, cuarzo y cemento. Química del agua obtenida tras los ensayos: aumento de iones de Ca, Mg, Si, Mn en la fase de salmuera saturada con CO₂, ausentes en la primera fase de inyección de salmuera, se mantienen en la fase de inyección de scCO₂. Las etapas de salmuera con NaCl y salmuera - CO₂ produjeron una cantidad similar de finos; la concentración de finos aumento en la etapa de salmuera-scCO₂. Los finos producidos incluyen partículas de cuarzo y arcillas, con partículas de cemento o siderita adheridas. Las partículas producidas en la fase de inyección de salmuera-scCO₂ fueron en promedio más pequeñas que en la fase de inyección salmuera-CO₂. En la cara se salida de la muestra, el 54 % de los poros no cambiaron de tamaño, el 5 % se agrandaron y el 41 % se taparon. En la cara de inyección, el 57 % no mostró cambios y el 43 % mostró agrandamiento de los poros debido a la disolución o al desprendimiento de finos. Densidad antes del experimento 2.12 g/cm³ y después del experimento 2.08 g/cm³. Después de la inyección de scCO₂ se midió una reducción de la permeabilidad de un 85 %.</p>	<p>La inyección de salmuera saturada de CO₂ produce un pH bajo y provoca la disolución del mineral de cemento, lo que resulta en la generación de finos, por desprendimiento de partículas de arcilla y cuarzo, algunas de las cuales bloquearon el espacio poroso cerca del extremo de producción del núcleo y, por lo tanto, redujeron la permeabilidad. La presencia de iones en el agua demuestra actividad química en el proceso. Por disolución de dolomita se produce Ca y Mg; por disolución de minerales de arcilla (ej. moscovita) se produce Si (no se asocia con la alteración de cuarzo por la corta duración del ensayo), así como Mn, Mg entre otros. La permeabilidad observada aumentó durante la inyección de salmuera saturada de CO₂, debido a la disolución y la apertura de los poros cerca del extremo de inyección del núcleo. En el extremo de salida se produce bloqueo de muchos poros, debido al atrapamiento simultáneo de finos y la precipitación de cemento. La densidad aparente inicial de la muestra decrece notablemente, lo que se asocia al proceso de migración de partículas. La permeabilidad medida después de la inyección de scCO₂ saturado con salmuera podría no representar la permeabilidad de la muestra.</p>

Continúa en página siguiente

Fuente	Ensayos con CO ₂	Tiempo de exposición	Resultados	Conclusiones
<p>CO₂ sequestration in sandstone reservoirs: How does reactive flow alter trapping mechanisms?</p>	<p>Exposición a scCO₂ y CO₂ húmedo (ácido carbónico). T° 60 °C; Pconfinamiento 20 MPa; Ensayo estático (sin flujo)</p>	<p>90 días</p>	<p>La permeabilidad disminuyó en las primeras etapas de las mediciones en las muestras expuestas al CO₂. La porosidad de las muestras aumentó ligeramente después del tratamiento con CO₂. Se observó un cambio en la humectabilidad de la superficie para todas las muestras. La calcita se disolvió y precipitó en la estructura de los poros (en la superficie de los granos). No se observa cierre de poros por precipitación mineral.</p>	<p>La disminución de permeabilidad en las primeras etapas probablemente se debió a que los finos móviles quedaron atrapados en la estructura de los poros, pero se eliminaron a medida que aumentaba el caudal.</p> <p>La porosidad aumentó en las muestras debido a la disolución de minerales (calcita y arcilla) y no hubo signos de cierre de conductos de poro debido a la precipitación de minerales.</p> <p>Se descubrió que la humectabilidad de la superficie puede desplazarse hacia un sistema húmedo de CO₂, probablemente debido a la precipitación de calcita y la disolución de la arcilla o la reducción de la hidrofiliidad del cuarzo, lo que lleva a una disminución en la presión de entrada capilar.</p> <p>La exposición al CO₂ reduce la presión de entrada capilar probablemente debido a la disolución de minerales (calcita y arcillas) y un aumento en la garganta/porosidad de los poros. Se sabe que la presión capilar también depende de la mojabilidad de la superficie, y este podría ser el otro mecanismo detrás de la disminución de la presión capilar observada en este estudio.</p> <p>Los modelos estándar de presión capilar no se pueden aplicar fácilmente a sitios geológicos que se ocupan del almacenamiento de CO₂ sin considerar la alteración de la humectabilidad a largo plazo. Aunque no hubo evidencia de un cierre importante de los poros con la precipitación de calcita, esta puede causar una alteración de la humectabilidad, dada la naturaleza hidrofóbica de los carbonatos. Parece que la alteración de la humectabilidad podría atribuirse a la disolución de las arcillas, precipitación de calcita y reducción de la hidrofiliidad del cuarzo. Se cree que el CO₂ puede causar un cambio irreversible en la humectabilidad de la superficie de las rocas, pero las razones detrás de este cambio no se comprenden completamente.</p>

minerales de reacción más lenta como es el caso del cuarzo (Raza *et al.*, 2016). Otros autores, informan corrosión y cambios en los bordes de los granos de cuarzo en un corto período de tiempo (semanas), por interacción con CO₂ supercrítico (Marbler *et al.*, 2012).

Como análisis general de las investigaciones revisadas, se pueden obtener las siguientes ideas generales:

1. Es importante realizar un análisis de integridad del estrato de areniscas escogido como almacén de CO₂, a partir del estudio de las reacciones químicas y los efectos geomecánicos derivados de la exposición a dióxido de carbono.
2. En los análisis se busca conocer y entender en qué casos las reacciones químicas, que tienen lugar en la roca, generan un efecto sobre las propiedades geomecánicas y la magnitud de ese efecto en cada caso. Si bien las reacciones químicas son dependientes del tiempo, se aprecian cambios notables en períodos de exposición a CO₂ de días.
3. Son varias las diferencias que se observan en los procesos que se desarrollan cuando se inyecta salmuera-CO₂ o salmuera-scCO₂, por lo que, en cada caso, debe decidirse cuál es la mejor opción.
4. Gran parte de las investigaciones incluyen como parte de sus conclusiones la necesidad de realizar más ensayos de investigación para comprender los

cambios que originan los procesos geoquímicos – geomecánicos acoplados en la roca.

4. CONCLUSIONES

En este estudio, se abordó la problemática del cambio climático desde la perspectiva de presentar el almacenamiento geológico de dióxido de carbono como una alternativa viable para la reducción de la presencia de este gas a la atmósfera. De esta manera, se propiciaría el equilibrio en el balance energético del efecto invernadero, contribuyendo al control del ascenso de la temperatura a nivel global.

De los tipos de formaciones almacén en investigación, por su desarrollo más avanzado en infraestructura y conocimiento del medio geológico, los yacimientos de petróleo y gas agotados se presentan como la opción más factible, a corto - mediano plazo, para implementar en la práctica esta técnica. Existe la posibilidad de inyectar CO₂ en estado supercrítico en este tipo de yacimientos, dado que presentan las condiciones de presión y temperatura requeridas para ello. El tipo de mecanismo de atrapamiento que se desarrolle dependerá de distintos factores, entre ellos, las condiciones mineralógicas de la roca almacén.

Es de vital importancia conocer las propiedades inherentes de la formación geológica, al momento de considerar si la misma es apta como almacén de CO₂ o no. Las areniscas, por sus condiciones de porosidad, permeabilidad

y composición mineral, representan la tipología de rocas más favorable para ser utilizadas como roca almacén.

Las líneas de investigación actuales se encaminan hacia la realización de ensayos de laboratorio, para intentar obtener patrones de comportamiento o herramientas que permitan anticipar el potencial de un reservorio de CO₂, establecer límites o valores de referencia que permitan evaluar la aptitud de un reservorio. Estos datos permiten, además, alimentar a los modelos geológicos, consiguiendo un mejor ajuste de los resultados para predicciones de eficacia y estabilidad a largo plazo, y planes de monitoreo para los almacenes *in situ*. Esta información es crucial para la evaluación de posibles fugas que comprometan la seguridad del reservorio.

En este trabajo, se muestran las amplias diferencias en la forma en la que se estudia el comportamiento de las areniscas, en ambientes ricos en CO₂, que se realizan en la actualidad. El objetivo de comprender la interacción entre la arenisca y el CO₂, es poder analizar la seguridad de almacenar CO₂ en esa formación a largo plazo, así como la eficacia de su proceso de atrapamiento.

Procesos geoquímicos y geomecánicos se desarrollan de manera acoplada. Cambios en la porosidad y permeabilidad afectan a la capacidad de almacenamiento y al flujo de inyección, respectivamente. Las propiedades mecánicas y de comportamiento elástico de la roca son importantes, ya que determinan si puede fallar el material al realizar inyección de gas, por reducción excesiva en la resistencia de la roca, y producir en consecuencia el colapso del almacén.

Se ha realizado un análisis a partir de la bibliografía científica disponible, lo más representativo posible, de los cambios principales que se producen en las areniscas al inyectar CO₂. Los resultados, en general, demuestran que estas rocas son una buena alternativa para llevar a cabo el almacenamiento subterráneo de CO₂.

5. AGRADECIMIENTOS

Gracias a Cecilia Laskowski por sus aportes y apoyo, fundamentales para desarrollar este trabajo.

6. REFERENCIAS

Aarnes, J.E., Selmer-Olsen, S., Carpenter, M.E., y Flach, T.A. (2009). Towards guidelines for selection, characterization and qualification of sites and projects for geological storage of CO₂. *Energy Procedia*, 1(1): pp. 1735-1742. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.227>

Arenillas, A., Egulior, S., Canteli, P., García, J., Hurtado, A., Mediato, J.F., Nita, R., Recreo, F., y Rovira, M.J. (2018). El almacenamiento de CO₂: mitigación del cambio climático. *Plataforma tecnológica española del CO₂ (pteco₂)* (1ª ed.). <https://www.researchgate.net/publication/337840824>

Bachu, S. (1999). Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41(9): pp. 953-970. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(99\)00149-1](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(99)00149-1)

Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., y Mathiassen, O.M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(1): pp. 62-68. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00027-8](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00027-8)

Campos, R., Barrios, I., y Lillo, J. (2015). Experimental CO₂ injection: Study of physical changes in sandstone porous media using Hg porosimetry and 3D pore network models. *Energy Reports*, Vol. 1, pp. 71-79. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypr.2015.01.004>

CCP4 Policies and Incentives Working Group (2016). *Best Practice in Transitioning from CO₂ EOR to CO₂ Storage*. Report for CCP4 Policies and Incentives Working Group. http://www.co2captureproject.org/reports/CCP4_Transitioning_EOR_to_CCS_Report.pdf

Christopoulou, M.A., Koutsovitis, P., Kostoglou, N., Paraskevopoulou, C., Sideridis, A., Petrounias, P., Rogkala, A., Stock, S., y Koukouzas, N. (2022). Evaluation of the CO₂ Storage Capacity in Sandstone Formations from the Southeast Mesohellenic trough (Greece). *Energies*, 15(10), 3491. <https://doi.org/10.3390/en15103491>

CO2CRC (2021). Annual Report 2020/21. <https://co2crc.com.au/resources/reports/>

CO2CRC (2022). Annual Report 2021/2022. <https://co2crc.com.au/resources/reports/>

Consejo Europeo. Objetivo 55. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=La%20expresi%C3%B3n%20%2ABObjetivo%2055%C2%BB%20remite,UE%20al%20objetivo%20de%202030>

Energy News EN. Los objetivos de neutralidad no se alcanzarán sin la captura, el uso y el almacenamiento de carbono (CCUS). <https://www.energynews.es/ccus-y-objetivos-de-neutralidad/>

Gholami, R., y Raza, A. (2022). CO₂ sequestration in sandstone reservoirs: How does reactive flow alter trapping mechanisms? *Fuel*, Vol. 324, Part C, 124781. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124781>

Global CCS Institute (2022). Global status of CCS 2022. <https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/introduction/>

Hawkes, C.D., McLellan, P.J., y Bachu, S. (2005). Geomechanical factors affecting geological storage of CO₂ in depleted oil and gas reservoirs. *J Can Pet Technol*, 44 (10), Paper Number: PETSOC-05-10-05. <http://dx.doi.org/10.2118/05-10-05>

Herrera, J. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Volumen 1: *Origen y características de los hidrocarburos* (2ª ed.). Universidad Politécnica de Madrid. E.T.S. de Ingenieros de Minas y Energía. Laboratorio de Innovación en Tecnologías Mineras. https://oa.upm.es/62714/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-1_LM1B-5T1R0-20200323.pdf

Iglauer, S., Sarmadivaleh, M., Al-Yaseri, A., y Lebedev, M. (2014). Permeability evolution in sandstone due to injection of CO₂-saturated brine or supercritical CO₂ at reservoir conditions. *Energy Procedia*, 63, pp. 3051-3059. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.328>

IPCC (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., Davidson, O., Coninck, H. de., Loos, M., y Meyer, L. (eds.)]. Cambridge, UK, y New York, NY: Cambridge University Press. https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

IPCC (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston, H.S., Buendia, L., Miwa K., Ngara, T., y Tanabe, K. (eds.). Vol. 2: Energía, Capítulo 5: Transporte, inyección y alma-

- cenamiento geológico de dióxido de carbono. Japón: IGES. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>
- IPCC (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., von Stechow, C., Zwicker, T., y Minx, J.C. (eds.). Cambridge y New York: Cambridge University Press. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_frontmatter.pdf
- Lamy-Chappuis, B., Angus, D., Fisher, Q., Grattoni, C., y Yardley, B.W.D. (2013). Rapid porosity and permeability changes of calcareous sandstone due to CO₂-enriched brine injection. *Geophysical Research Letters*, 41(2): pp. 399–406. <https://doi.org/10.1002/2013GL058534>
- Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Artículo 19 (BOE núm. 317, de 30 de diciembre de 2010, Sec. I. Pág.108419) (España).
- Marbler, H., Erickson, K.P., Schmidt, M., Lempp, C., Pöllmann, H. (2012). Geomechanical and geochemical effects on sandstones caused by the reaction with supercritical CO₂: an experimental approach to in situ conditions in deep geological reservoirs. *Environmental Earth Sciences*, 69, pp. 1981–1998. <https://doi.org/10.1007/s12665-012-2033-0>
- McKinsey & Company (2023). The world needs to capture, use, and store gigatons of CO₂: Where and how? *Mckinsey Oil & Gas Practice*. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-world-needs-to-capture-use-and-store-gigatons-of-co2-where-and-how>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2023). La Unión Europea lucha contra el cambio climático. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea.html>
- Othman, F., Yu, M., Kamali, F., y Hussain, F. (2018). Fines migration during supercritical CO₂ injection in sandstone. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 56, pp. 344–357. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.001>
- Pearce, J.M., Holloway, S., Wacker, H., Nelis, M.K., Rochelle, C., y Bateman, K. (1996). Natural occurrences as analogues for the geological disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, 37(6–8): pp. 1123–1128. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00309-6](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00309-6)
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., y Carrera, J. (2009). El almacenamiento geológico del CO₂, una de las soluciones al efecto invernadero. *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, 17(2): pp. 179–189. www.researchgate.net
- Pontes, T., Peyerl, D., y Moretto, E. (2021). A Framework Approach for Risk Assessment and Management of CO₂ Geological Storage. *International Journal of Advanced Engineering Research and Science*, 8(2). <https://dx.doi.org/10.22161/ijaers.82.24>
- Rathnaweera, T.D., Ranjith, P.G., Perera, M.S.A., Haque, A., Lashin, A., Al Arifi, N., Chandrasekhar, D., Yang, S.Q., Xu, T., Wang, S.H., y Yasar, E. (2015). CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study. *Materials Science & Engineering*, Vol. 641, pp. 123–137. <https://doi.org/10.1016/j.msea.2015.05.029>
- Raza, A., Gholami, R., Sarmadivaleh, M., Tarom, N., Rezaee, R., Bing, C.H., Nagarajan, R., Hamid, M.A., y Elochukwu, H. (2016). Integrity analysis of CO₂ storage sites concerning geochemical - geomechanical interactions in saline aquifers. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36, pp. 224–240. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.016>
- Ruiz, C. et al. (2008). Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos. Comunicación técnica. *Congreso Nacional del Medio Ambiente CONAMA9, Cumbre del desarrollo sostenible. Diciembre de 2008*. http://www.conama9.conama.org/conama9/download/files/CTs/2721_CRuiz.pdf
- Ruiz, C., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., De la Losa, A., Hurtado, A., Lomba, L., Pérez del Villar, L., Martínez, R., Ortiz, G., y Sastre, J. (2006). *Almacenamiento geológico de CO₂. Criterios de selección de emplazamientos*. Informes geotécnicos del CIEMAT, 1085.
- SCCS (2024). Centro de Investigación Cooperativa para Tecnologías de Gases de Efecto Invernadero. <http://sccs.org.uk/resources/global-ccs-map>
- Soong, Y., Crandall, D., Howard, B.H., Haljasmaa, I., Dalton, L.E., Zhang, L., Ronghong Lin, R., Dilmore, R.M., Zhang, W., Shi, F., y Mclendon, T.R. (2018). Permeability and Mineral Composition Evolution of Primary Seal and Reservoir Rocks in Geologic Carbon Storage Conditions. *Environmental Engineering Science*, 35(5): pp. 391–400. <https://doi.org/10.1089/ees.2017.0197>
- Tarback, E.J., Lutgens, F.K., y Tasa, D. (2005). *Ciencias de la tierra. Una introducción a la geología física* (8ª ed.). Madrid: Editorial Pearson Educación.
- Tarokh, A., Makhnenko, R.Y., Kim, K., Zhu, X., Popovics, S.J., Segvic, B., y Sweet, D.E. (2020). Influence of CO₂ injection on the poromechanical response of Berea sandstone. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 95, 102959. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583619301641>
- Tokarska, K.B., Stolpe, M.B., Sippel, S., Fischer, E.M., Smith, C.J., Lehner, F., y Knutti, R. (2020). Past warming trend constrains future warming in CMIP6 models. *Science Advances*, 6, eaaz9549. <https://doi.org/10.1126/sciadv.aaz9549>
- Total Exploration & Production (2013). *Carbon Capture and Storage. The Lacq pilot - Project and injection period 2006–2013*. Gapillou, C., Pourtoy, D., Thibeau, S., Girard, J-P, Gaucher, E., Lescanne, M., Mouronval, G., y Hy-Billiot, J. Chapter 3: Geological characterization and modelling.
- Universidad de Alicante UA. Clasificación de areniscas. <https://web.ua.es/es/e-pesedua/siliciclasticas/clasificacion-de-areniscas.html>
- Van der Meer, B. (2005). Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 60(3): pp. 527–536. https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2005/03/vandenmeer_vol60n3.pdf
- Zhang, L., Wang, Y., Miao, X., Gan, M., y Li, X. (2019). Geochemistry in geologic CO₂ utilization and storage: A brief review. *Advances in Geo-Energy Research*, 3(3): pp. 304–313. 10.26804/ager.2019.03.08