

Estudio de Almacenamiento de CO₂ en Acuíferos Salinos Profundos

Lenin Marvin Merchán Martínez¹, Ricardo Gallegos Orta²

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

¹Ingeniero en Petróleo 2012; email: merchan.lenin@gmail.com

²Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, email: vgallegos@espol.edu.ec

Resumen

Este trabajo tiene por objeto estudiar la influencia de las diferentes propiedades físicas en la capacidad y eficiencia del almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos. Se presentan los resultados de un análisis de sensibilidad numérica usando datos realistas para cuantificar y comparar la contribución de las propiedades más importantes que afectan a los mecanismos de captura de CO₂, principalmente el impacto de la trampa por solubilidad/disolución y de la trampa residual. La simulación usada en el modelo base parte de un modelo estático con propiedades y geometrías representativas de una formación de carbonatos. Además, se definen 4 casos para estudiar la capacidad de almacenamiento bajo diferentes hipótesis y determinar la configuración que maximice la eficiencia de almacenamiento de la formación almacén. Los resultados muestran que la formación debe tener una alta permeabilidad, una buena porosidad, una alta relación de permeabilidad vertical y horizontal (k_v/k_h), un buzamiento, una baja salinidad para capturar una mayor cantidad de CO₂ y, también una roca sello que garantice la estanqueidad del almacenamiento y, por consiguiente, la permanencia del CO₂ en el subsuelo.

Abstract

The project' objective is to study the influence of different physical properties in the capacity and efficiency of CO₂ storing in deep saline aquifers. It presents the results of a numerical sensitivity analysis using realistic data to quantify and compare the contribution of the most important properties that affect the mechanisms trapping of CO₂ mainly the impact of the solubility/dissolution and residual trap. The base model used in the simulation is static model with properties and geometries representatively of a formation of carbonates. In addition 4 cases are defined to study the storage capacity under different scenarios and determine the configuration that maximizes the storage efficiency in the saline aquifers. The results show that the formation must have high permeability, a good porosity, a high ratio of horizontal permeability and vertical permeability (k_v/k_h), a heterogeneous media, a dip, and a low salinity to trap a CO₂ major amount, also a cap rock to ensure the tightness of the storage and therefore the permanence of CO₂ underground.

1. Introducción

Este proyecto tiene como objetivo general estudiar la influencia de las diferentes propiedades físicas en la capacidad y eficiencia en el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos. Se presentan los resultados de un análisis de sensibilidad numérica usando datos realistas para cuantificar y comparar la contribución de las propiedades más importantes que afectan a los mecanismos de captura de CO₂, principalmente el impacto de la trampa por solubilidad/disolución y de la trampa residual.

La importancia de este proyecto es determinar que propiedades físicas mejoran la capacidad y almacenamiento de CO₂, con el fin de lograr que una mayor cantidad de CO₂ se almacene en el acuífero. Además este proyecto se limita solo al almacenamiento

de CO₂; la captura de CO₂ es otro tema de investigación que se debería estudiar más detalladamente.

Esta tecnología de reducción de emisiones de CO₂ requiere notables esfuerzos de investigación y desarrollo por parte de las diferentes industrias que intervienen en todo el proceso del almacenamiento geológico, desde la captura, pasando por su transporte y almacenamiento en los emplazamientos adecuados.

2. Planteamiento del problema

Para la realización de un proyecto exitoso de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC), es fundamental definir el tipo de formación y la ubicación del almacenamiento.

A la hora de desarrollar un proyecto de almacenamiento es preciso determinar la idoneidad de la formación almacén, considerando aspectos técnicos

económicos para el cálculo de la capacidad práctica de almacenamiento, el análisis del ciclo de vida y por supuesto la estimación del coste.

2.1. Posibles reservas para almacenamiento del CO₂ en España

En la figura 1, se representa un mapa de España con la identificación de las zonas acotadas como reservas. La estanquidad se perfila como la condición más crítica en la evaluación de seguridad de los almacenamientos. Los principales 10 zonas adecuadas para un posible almacenamiento de CO₂ son:

- Reserva Huelva marina
- Alicante
- La Mancha
- Madrid
- Terruel
- Zaragoza
- Palencia
- Viscaya marina
- Santander marina 1
- Santander marina 2

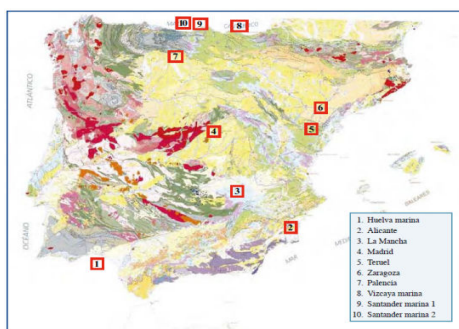


Figura 1. Posibles reservas para almacenamiento de CO₂

3. Captura, transporte y almacenamiento de CO₂

La CAC consiste en la separación del dióxido de carbono presentes en los gases emitidos por la industria para transportarlo e inyectarlo en formaciones geológicas adecuadas y seguras para confinarlo por un tiempo indefinido. De esta forma, se reduce la cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera.

3.1 Captura y secuestro de CO₂

Serían varios los criterios para la selección del tipo de captura, aunque no es el objetivo de este estudio, pero se indica de forma muy brevemente los tipos de tecnología de captura.

La tecnología disponible en la actualidad para la etapa de captura del CO₂ procedente de los combustibles fósiles se puede clasificar en:

- Post combustión
- Pre combustión
- Oxi combustión.

3.2 Transporte de CO₂

Una vez que el CO₂ se captura y comprime, debe ser transportado hasta el lugar de almacenamiento, salvo que éste se encuentre justamente debajo de la fuente de emisión.

Para el transporte, es recomendable que el CO₂ sea seco y que no contenga anhídrido sulfúrico, con el fin de reducir al mínimo la corrosión. También deben establecerse unas especificaciones mínimas en cuanto a la calidad de los ductos destinados al transporte del CO₂, a fin de operar con seguridad con un gas muy corrosivo en presencia de agua. En general, se requieren las mismas precauciones que en el caso de oleoductos o gasoductos.

3.3 Almacenamiento de CO₂

El almacenamiento de CO₂ puede tener lugar en formaciones geológicas (yacimientos agotados de gas y petróleo, acuíferos salinos profundos y minas no explotables de carbón). Asimismo, el CO₂ puede quedar fijado también en ciertos minerales.

Existen diferentes tipos de trampas aptas para llevar a cabo en ellas el confinamiento del CO₂: 1) yacimientos de hidrocarburos agotados o en vías de agotamiento, 2) acuíferos salinos, 3) cavidades salinas, y 4) minas de carbón.

4. Propiedades del CO₂ en condiciones de almacenamientos Geológico

4.1 Propiedades del CO₂

Uno de los elementos más importantes en el desarrollo de los criterios de selección de la idoneidad de formaciones geológicas para el almacenamiento de CO₂ es el comportamiento y la variación de las propiedades del CO₂ libre con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad (Bachu, 2003).

El CO₂ puede almacenarse en las formaciones geológicas como gas, como líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del almacenamiento.

En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire (figura 2). A temperaturas y presiones por debajo de su "punto crítico" (31,1 °C y 7,38 MPa =72,8 atm),

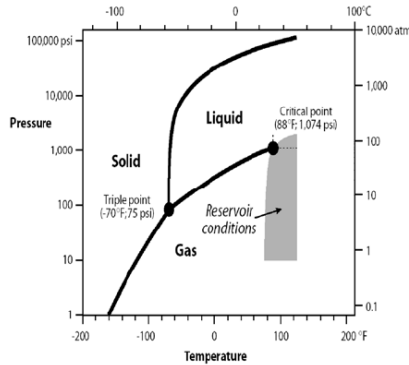


Figura 2. Diagrama de fases del CO₂

Mecanismo de distribución del CO₂

Flotabilidad

El CO₂ inyectado en el acuífero, debido que es menos denso que el agua asciende hasta el techo del acuífero, excepto en acuíferos de alta presión y baja temperatura. Durante el ascenso el CO₂ va quedándose atrapado de forma residual por fuerzas capilares. La distancia recorrida por el CO₂ que asciende depende de la uniformidad del frente de desplazamiento y la saturación del CO₂ detrás del frente.

Convección

El CO₂ debido a su menor densidad que la salmuera, experimenta movimientos gravitacionales ascendentes y de migración por diferencia de concentración, debido a la menor densidad de CO₂ con respecto a la salmuera.

Cuando el CO₂ se disuelve en agua, la pluma de salmuera saturada con CO₂ migrará hacia abajo (debido a que la densidad de la salmuera con CO₂ es mayor que la de la salmuera sin CO₂ disuelto), diluyéndose progresivamente conforme desciende. Este conjunto de mecanismos es el que se conoce como convección

Mecanismos de captura

En la selección de formaciones consideradas idóneas para el almacenamiento de CO₂ se deben evaluar aquellos mecanismos de captura (atrapamiento) capaces de atrapar o detener el fluido inyectado. La seguridad a largo plazo del emplazamiento dependerá de una combinación de mecanismos de captura físicas y químicas tales como:

- Trampa estructural/estratigráfica
- Retención hidrodinámica

- Retención residual de CO₂
- Retención por disolución/solubilidad
- Retención mineral.

5. Simulación de Yacimientos

El objetivo de este estudio de la simulación de yacimientos es averiguar bajo qué condiciones una determinada área puede ser idónea para el almacenamiento subterráneo de CO₂ de forma segura y económicamente viable. Debido a la falta de datos disponibles sobre las propiedades del acuífero y de la roca sello, la dinámica del trabajo realizado ha consistido en llevar a cabo diversas simulaciones, variando el rango de las diferentes propiedades del acuífero y evaluando qué combinación razonable de estos parámetros permite establecer de forma razonable que el acuífero tenga un potencial almacenamiento.

Modelo estático

Se creó un modelo estático para la formación de interés compuesta por carbonatos masivos de edad Jurásica con un espesor de 800 metros a una profundidad de 700 metros por debajo de una cobertera Mioceno-Plioceno.

Para el modelo se inyectó CO₂ en estado puro, es decir 100 % de CO₂, y se utilizó la opción CO2SOL del modelo composicional del simulador eclipse 300 de la compañía Schlumberger.

El modelo base tiene 3 km de largo (eje X), 2 km de ancho (eje Y), un espesor de 800 m (eje Z), y su techo situado a 700 m de profundidad. El largo se dividió en 60 celdas cada una de 50 m, el ancho en 40 celdas de 50 m y el espesor se dividió en 20 capas, de 40m cada una. A cada capa se le asignó una permeabilidad y una porosidad comprendida en el orden de {40-50} md y {0,08-0,1} respectivamente. Para todas las capas la relación de permeabilidad vertical es 0,01 veces la permeabilidad horizontal ($k_v/k_h=0,01$). De esta forma, el volumen poroso del acuífero es de 140 Mm³, y el modelo con el mallado realizado (60×40×20) consta de 48 000 celdas activas. Ver figura 3

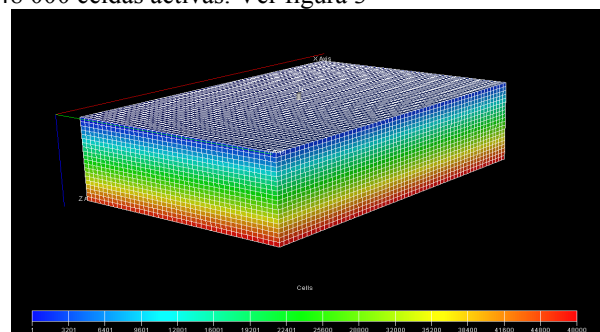


Figura 3: Modelo estático con 48000 celdas activas

5.1 Modelo dinámico

El modelo dinámico tiene como objetivo determinar el comportamiento del acuífero durante la etapa de inyección y tras la inyección, la fase de monitorización del acuífero se desarrollará durante largos periodos de tiempo (200 años).

5.2 Caso A: modelo base

El modelo base está compuesto por salmuera con una salinidad de 50 000 ppm de NaCl. La tasa de inyección de 140 000 m³/d de CO₂ a condiciones estándar, equivalente a 382 m³/d a condiciones de reservorio. En resumen se inyectan 275 t/d CO₂ y anualmente 100 000 toneladas métricas, que corresponde al 5 % de las emisiones de una central térmica (2 M t/a). La monitorización del CO₂ inyectado se realiza durante 200 años.

Para entender el impacto de cada propiedad independientemente, se escogieron 4 valores por cada propiedad, para identificar qué propiedades afectan a los mecanismos de captura principalmente a la solubilidad y a la trampa residual.

Las propiedades más importantes se han analizado son:

- La salinidad de la salmuera
- La temperatura
- La saturación de gas residual
- La permeabilidad horizontal
- Influencia de la heterogeneidad de la permeabilidad horizontal
- La relación entre la permeabilidad vertical y horizontal (k_v/k_h)
- El buzamiento de la estructura.
- El efecto del mallado
-

Caso B: acuífero con un pozo de drenaje

Se ubicó un pozo productor de agua con el objetivo de disminuir la presión de formación y de esta manera no sobrepresurizar la formación y lograr inyectar más CO₂ dentro del mismo espacio poroso. Se mantiene la misma tasa de inyección que el modelo base de 1 965 t/d

De esta manera se logra inyectar más CO₂, y se pasa de 5,74 millones a 37,3 millones t de CO₂, aumentando la eficiencia de almacenamiento del 2,43 % a 17,6 %.

5.5 Caso C: Acuífero abierto o no confinado

En este caso, se modificó el modelo base de modo que en el acuífero estuviese abierto en los laterales. Pare ello, se aumentó el volumen poroso en los bordes del

modelo modificando las condiciones de contorno. El aumento del volumen de poro considerado es de 100 veces.

En este caso se logran almacenar 144 millones de toneladas inyectando durante 72 años, lo que equivale a almacenar 156.6 millones m³ en condiciones de almacenamiento. La presión de fondo del reservorio máxima que se alcanza es de 292,1 bares, evitando que la roca se fracture y no se tengan problemas de fuga del CO₂ y la eficiencia de almacenamiento corresponde a 2,61 %.

Caso D: Estructura Favorable

En este caso, se ampliaron las dimensiones del modelo base, se aumentó el largo y el ancho 10 veces. Las dimensiones de este modelo son 30km×20km×0.8 km. El volumen poroso disponible en este caso es de 34 710,7 millones m³.

Después de 200 años de inyección, la cantidad total de CO₂ inyectada es de 400 millones de toneladas, que en el reservorio ocupa 456,7 millones m³. En este caso, la presión de fondo máxima que se alcanza es de 235,58 bares, asegurando así que no se fractura la formación y no exista riesgo de fuga y la eficiencia de almacenamiento que se obtiene es de 1,75 %.

6. Bibliografía

- [1] AKINNIKAWA, O, et al (2010): "Increasing CO₂-storage efficiency through a CO₂-brine displacement". "Journal of Canadian Petroleum Technology". New Orleans, Louisiana (USA). N° 139467-MS, (10-12 noviembre).
- [2] ANCHLIYA, A, et al (2009): "Aquifer management to accelerate CO₂ dissolution and trapping". "Society of Petroleum Engineers". San Diego, California (USA). N° 126688-MS, (24-26 noviembre).
- [3] ARAQUE MARTÍNEZ, A, et al (2004): "Implications of coupling fractional flow and geochemistry for CO₂ injection in aquifers". "Society of Petroleum Engineers". Tulsa, Oklahoma (USA). N° 89341-MS, (17-21 abril).
- [4] BACQUET, G, et al (2010): "Analysis of the storage capacity for CO₂ sequestration of a depleted gas condensate reservoir and a saline aquifer". "Journal of Canadian Petroleum Technology". Volumen 49, N°8 (agosto) pp 22-31.
- [5] BENNION, D; Bachu, S (2006): "Supercritical CO₂ and H₂S-brine drainage and imbibition relative permeability relationships for intergranular

- sandstone and carbonate formations”. “Society of Petroleum Engineers”. Vienna, Austria. N° 99326-MS, (12-15 junio)
- [6] FUNG-SANG, B (2004): “Estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo de gas Gaviota mediante la aplicación del código Eclipse-100”. PFC de la ETSI de Minas, Madrid.
- [7] HAMID, R; DONGXIAO, Z (2003): “Optimization of carbon dioxide sequestration and enhancing oil recovery in oil reservoir”. “Society of Petroleum Engineers”. Anaheim, California (USA). N° 133594-MS, (27-29 mayo).
- [8] JUANES, R, et al (2006): “Impact of relative permeability hysteresis on geological CO2 storage”. “Water Resources Research”. Volumen 42, W12418 (23 diciembre)
- [9] MIRANDA, S (2010): “Estudio de mejora de la producción del campo petrolífero Tetete Ecuador.” PFC de la ETSI de Minas, Madrid.
- [10] OZAH, R et al (2009): “Reservoir simulation of CO2 storage in deep saline aquifers.” (University of Texas). “Society of Petroleum Engineers Journal”. Volumen 10, N° 3, (septiembre) pp 336-348.
- [11] QUINZO BRAVO, M (2008): “Simulación de la cuenca sedimentaria de Almazán para su posible almacenamiento de CO2 ”. PCF de la ETSI de Minas, Madrid.
- [12] SCHLUMBERGER (Manuales del Programa Eclipse). Versión 2009. “Eclipse Reference Manual”
- [13] SIFUENTES, W, et al (2010): “Modeling CO2 storage in aquifers: Assessing the key contributors to uncertainty”. “Journal of Petroleum Technology”. Volumen 62, N°7 (julio) pp 71-72.
- importante para prevenir cualquier posibilidad de fuga del CO₂ a la superficie.
- Un mallado fino en los lugares donde tienen lugar los mayores cambios de presión, permite representar procesos físicos relevantes que afectan a los mecanismos de captura, evitando así una sobreestimación de la cantidad total de CO₂ disuelto.
 - Las heterogeneidades del medio contribuyen a ambos mecanismos de entrapamiento, solubilidad y al entrapamiento residual. En regiones con bajas permeabilidades disminuye la migración hacia el techo de la formación.
 - No es recomendable inyectar CO₂ en formaciones poco permeables, porque se podrá inyectar menor cantidad de CO₂, disolviéndose menos CO₂ en la salmuera; además se corre un alto riesgo de romper la formación provocando que la roca se fracture y existan problemas de fugas en el futuro hacia niveles superiores; pudiendo provocar daños en el ecosistema y al medio ambiente.
 - Para que un proyecto de almacenamiento de CO₂ sea factible técnicamente, la estructura almacén debe tener las siguientes propiedades: una buena permeabilidad, una alta relación k_v/k_h , una estructura con cierta inclinación, presencia de ciertas heterogeneidades anisótropas, baja salinidad y, por supuesto, una roca sello que garantice la estanqueidad del almacenamiento y, por consiguiente, la permanencia del CO₂ en el subsuelo.

7. Conclusiones

Un elenco de las principales conclusiones que se pueden realizar, a partir de las observaciones realizadas en las distintas simulaciones que se han llevado a cabo, se presenta a continuación:

- La permeabilidad horizontal es uno de los parámetros principales que contribuye tanto a la solubilidad como al entrapamiento residual. Altas permeabilidades permiten que la pluma del CO₂ sea distribuida lateralmente a lo largo del área transversal, mejorando la solubilidad y el entrapamiento residual. Así mismo, altos valores de permeabilidades, tanto horizontales como verticales, permiten una migración horizontal y vertical más rápida de la pluma del CO₂ por lo que el mecanismo del sello necesita jugar un papel muy

