

Evolución de las propiedades micro y macroestructurales de la arenisca de Banco Verde (Formación Salamanca) bajo la acción de dióxido de carbono.

Micro and macrostructural property evolution of the Banco Verde (Salamanca Formation) sandstone under carbon dioxide injection.

Cecilia Laskowski, Diego Manzanal

Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Comodoro Rivadavia, Argentina. belen.laskowski@gmail.com

Mauro Muñiz-Menéndez

Laboratorio de Geotecnia del CEDEX, Madrid, España.

Sandra Orlandi, José Allard

Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Comodoro Rivadavia, Argentina.

RESUMEN: El almacenamiento geológico de dióxido de carbono es una temática en auge en el contexto del cambio climático, siendo una alternativa mundialmente reconocida para su mitigación. Al considerar la viabilidad de almacenar CO₂ en cierta Formación, es necesario estudiar la evolución de las propiedades de la roca bajo la acción del gas en cuestión. En este artículo, se propone como reservorio de CO₂ el estrato conocido como Banco Verde, correspondiente a la Formación Salamanca, localizado en la Cuenca del Golfo San Jorge. Para estudiar su factibilidad, se analizan las modificaciones producidas en las propiedades micro y macroestructurales de la arenisca estudiada luego de ser sometida a la acción de dióxido de carbono supercrítico durante 30 días. Los ensayos de laboratorio desarrollados con este objetivo son la difracción de rayos X (DRX), fluorescencia de rayos X (FRX) y porosimetría de intrusión de mercurio (PIM). Los mismos fueron llevados a cabo sobre muestras divididas en dos grupos: inalteradas y sometidas a la inmersión de dióxido de carbono en estado supercrítico durante 30 días. Comparando los resultados para ambas condiciones de ensayo se puede observar el impacto que genera el dióxido de carbono inyectado sobre la composición, porosidad y distribución de poros de la roca estudiada.

ABSTRACT: Carbon dioxide geological storage has become a leading solution in the climate change context, representing a worldwide recognized alternative for its mitigation. When considering the viability of storing CO₂ in a particular Formation, it is necessary to study the evolution of the rock's properties under the effect of the mentioned gas. In this article, the Banco Verde stratum (corresponding to the Salamanca Formation from the San Jorge Gulf Basin) is proposed as a reservoir for CO₂. In order to study its feasibility, the modifications produced in the micro and macrostructural properties of the studied sandstone due to a 30-day exposure to a CO₂-rich-environment were studied. The laboratory tests performed with this aim were X-ray diffraction (XRD), X-ray fluorescence (XRF), and mercury intrusion porosimetry (MIP). The series of tests performed were carried out over both types of specimens, unaltered and carbonated. From the results obtained, it can be noted that the rock presents clear variations in its composition, porosity, and pore distribution.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento geológico de dióxido de carbono – Formación Salamanca – Arenisca – CO₂ – Cuenca del Golfo San Jorge.

KEYWORDS: Carbon dioxide geological storage – Salamanca Formation – Sandstone – CO₂ – San Jorge Gulf Basin.

1 INTRODUCCIÓN

Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, en los últimos 100 años, la temperatura media mundial se ha visto incrementada en alrededor de 1.1°C (Working Groups I, II and III of the Intergovernmental Panel on Climate Change 2023). Este notable incremento en la temperatura, deriva en cambios sustanciales en el desarrollo de las actividades diarias de las especies que habitan la superficie terrestre. Es por ello que la problemática del cambio climático se encuentra en constante tratamiento. Considerando el hecho de que este fenómeno es principalmente producido debido al incremento exponencial en la emisión de gases de efecto invernadero (Saddiqui et al. 2022), representando el 75% de ellos el dióxido de carbono (CO₂) (Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change 2014), actualmente se está buscando la manera de manejar de manera adecuada estos fluidos.

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono es una práctica cada vez más mencionada, debido a que representa una

alternativa viable en el proceso de mitigar el calentamiento global. Mediante la misma se pretende reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera, a través del almacenamiento geológico del gas en un estrato de roca adecuado. Existen distintos tipos de formaciones geológicas cuyas propiedades geomecánicas las clasifican como aptas para ser consideradas como reservorio de CO₂. Entre ellas se pueden mencionar los bancos de carbón, los bancos salinos, los reservorios de gas y petróleo depletados, y los acuíferos salinos (Bachu et al. 2000).

En 2015, en el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación Argentina, se reunió con el objetivo de proponer medidas de mitigación del calentamiento global. Es así que, entre las opciones mencionadas, se destacó el almacenamiento geológico de CO₂, proponiéndose distintas formaciones de gas y petróleo depletadas como posibles reservorios de este gas de efecto invernadero. Entre ellos, se mostró particular interés, por las formaciones petrolíferas distribuidas en la Cuenca del Golfo San Jorge. En aquel entonces se consideró que el país no tenía los

recursos o la experiencia necesaria para comenzar a aplicar estas prácticas, por lo que no se procedió con las investigaciones correspondientes. A pesar de ello, en los últimos años, varios investigadores argentinos han mostrado interés en centrarse en esta línea de investigación (Manzanal et al., 2013a,b, Barría et al. 2018, 2019, 2020, 2022a, 2022b, Martín et al. 2022, y Grasetti et al. 2022). Salvo casos particulares (Grasetti et al. 2022), los estudios desarrollados se concentran en el estudio de la interacción entre el cemento del pozo de inyección y el dióxido de carbono inyectado y en la modelación de la interacción CO₂ con el cemento y no en la evolución de las propiedades de la roca encargada de almacenar el gas en cuestión.

Al momento de considerar la factibilidad de utilizar cierta roca como reservorio de CO₂, es indispensable estudiar las modificaciones producidas en sus propiedades debido a la acción del dióxido de carbono supercrítico (scCO₂). Las propiedades geomecánicas de interés dependen principalmente de dos factores, por un lado, asegurar que el gas es fijado (Bradshaw et al. 2007), y por el otro, asegurar la integridad a largo plazo del reservorio (Hawkes et al. 2004). Es así que las propiedades geomecánicas principalmente analizadas suelen ser la porosidad y permeabilidad, la composición y la resistencia.

Considerando el interés nacional por desarrollar almacenamiento geológico de dióxido de carbono, y las escasas investigaciones desarrolladas en torno a esta temática, es que, en este artículo, se propone como posible almacén de CO₂, el estrato Banco Verde de la Formación Salamanca, perteneciente a la Cuenca del Golfo San Jorge. El estrato propuesto, está formado por una arenisca glauconítica de origen marino, que se caracteriza por ser un reservorio de gas y petróleo depletado (Foix 2009). De esta manera, se presenta a continuación un análisis detallado de las propiedades geomecánicas de la arenisca escogida, antes y después de someterla a la acción de scCO₂ durante un período de 30 días.

2 MÉTODOS Y MATERIALES

2.1 Obtención de las probetas de arenisca

2.1.1 Probetas de arenisca inalterada

La arenisca estudiada corresponde al estrato denominado Banco Verde perteneciente a la Formación Salamanca de la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Patagonia Argentina. Según Foix (2009), se trata de una arenisca glauconítica de origen marino, que presenta en intercalaciones arcillosas y restos fósiles. Esta roca se caracteriza por ser el reservorio de gas y petróleo más somero de la región.

El estrato Banco Verde se propone como posible almacén de CO₂ por las razones enumeradas a continuación. En primer lugar, según Bachu (2000), entre los posibles almacenes geológicos de CO₂ se encuentran los reservorios de gas y petróleo depletados. Los mismos se destacan por poseer altas permeabilidades y porosidades, que, por un lado, facilitan la inyección del gas de invernadero en cuestión, y, por otro lado, proveen de grandes volúmenes de almacenamiento. En cuanto a las propiedades mencionadas, debido a la importante explotación petrolífera de la zona, se dispone de información referida a las propiedades hidráulicas del estrato en profundidad que confirman sus elevados valores (2900 - 4200 mD de permeabilidad y alrededor de 35% de porosidad, según Rodríguez et al. 2014). En segundo lugar, la arenisca estudiada ha sido considerada, propuesta y también utilizada como almacén subsuperficial de gas natural (Rodríguez et al. 2014). En tercer y último lugar, a la hora de considerar la viabilidad de utilizar cierto estrato como almacén de CO₂, es necesario tener presente su integridad (Hawkes et al. 2004). Esto implica que al inyectar el CO₂ en la roca escogida, se produzca un atrapamiento ya sea por la reacción del gas con los minerales que la componen o por

estar cubierta por un estrato superior impermeable. En el caso de estudio, se espera que se produzca un atrapamiento del tipo químico, aún cuando Banco Verde está cubierto por un estrato de argilita denominado Banco Negro Inferior.

Con el objetivo de caracterizar la arenisca perteneciente al Banco Verde en ambos estados, prístino y carbonatado, se obtuvieron muestras de afloramiento. El principal motivo de utilizar este tipo de muestra en las etapas iniciales de la investigación es que los costos involucrados en la extracción de testigos de roca de subsuelo eran inasequibles. Una vez obtenidos los bloques de arenisca, se emplearon una perforadora y un disco de corte para extraer las probetas que fueron posteriormente ensayadas. Para ello se siguieron las especificaciones establecidas en la norma ASTM D 4543 - 01.

2.1.2 Probetas de arenisca carbonatadas

Considerando que el objetivo de este artículo es estudiar la evolución de las propiedades de una arenisca al someterla a la acción de scCO₂, es necesario obtener probetas con estas características. Previo a exponer a las probetas prístinas a un ambiente rico en CO₂, era necesario establecer una serie de parámetros que asegurarían una similitud representativa entre el campo y el laboratorio. Entre los parámetros de interés se encontraban la temperatura y la presión, debido a que en el proceso de inyección de CO₂, el gas es introducido en la roca en estado supercrítico. Según Ranjith et al. (2013) el CO₂ alcanza un estado supercrítico a una temperatura de 31,48°C y una presión de 7,38 MPa. En particular, la arenisca estudiada se caracteriza por estar sometida a una temperatura en reservorio de 60°C aproximadamente, y una presión de 18 MPa, por lo cual, se propusieron estos valores como objetivo.

Habiendo establecido las características del CO₂ a inyectar, podía iniciarse el proceso de alteración de las probetas. Para ello, el primer paso consistió en saturar las probetas de arenisca, sumergiéndolas durante al menos 24 horas en agua. El objetivo de saturar las probetas antes de exponerlas a un ambiente rico en CO₂ es facilitar la difusión del gas dentro de la roca a través del agua. Una vez saturadas, las probetas fueron distribuidas en las bandejas de un porta-probetas e introducidas en la celda de carbonatación (Figura 1) en donde se alteraron mediante la inyección de scCO₂. Se debe tener presente que para asegurar que el grado de saturación de las probetas fuera constante se vertió agua en el fondo de la celda. Una vez acabado este proceso, se procedió al cierre de la celda, y a la inyección del gas hasta considerar que el volumen interno de la celda estaba completamente ocupado por CO₂. En ese punto, se aisló el interior de la celda, cerrando todas las válvulas, para luego, llevar el gas a las condiciones de presión y temperatura previamente definidas. Con este fin, la temperatura fue elevada de manera paulatina a través de escalones de 20°C/hora hasta alcanzar los 60°C deseados, consiguiendo una presión de 10,5 MPa, consiguiendo así que el CO₂ se encontrara en estado supercrítico. Las condiciones dentro de la celda se mantuvieron constantes hasta cumplir un período de 30 días, momento en el cual, se comenzó con el proceso de disminución de temperatura y presión. Esta descarga se llevó a cabo con especial precaución, efectuando varios ciclos de reducción de la temperatura y luego varios ciclos de reducción de la presión, con el único fin de evitar la fisuración o incluso fracturamiento de las probetas debido a cambios bruscos en las condiciones internas de la celda. Una vez alcanzadas las condiciones de presión y temperatura ambiente, se procedió a la correspondiente extracción de las probetas de arenisca, cubriéndolas con film de polietileno de 40 μm hasta el momento de su ensayo, previniendo así la posible alteración de las condiciones de la roca carbonatada a 30 días.



Figura 1. Distribución de las probetas de arenisca del Banco Verde en el porta-muestras y celda de carbonatación utilizada para la inyección de scCO₂ en las probetas.

2.2 Determinación de las propiedades mecánicas

El estudio de la evolución de las propiedades mecánicas de la roca planteada como almacén de CO₂ es esencial a la hora de analizar la integridad del reservorio a largo plazo (Hawkes et al. 2004). Con este objetivo en mente, se propuso la realización de una serie de ensayos de compresión simple (ASTM D 3148 – 02), en ambos tipos de probetas. Es de vital importancia mencionar que, si bien la relación altura/diámetro de las probetas en algunos casos, cumplía con las especificaciones de la norma, en la mayoría no lo hacía. Esto se debió a la rotura de las probetas durante el proceso de calado, producido debido a la presencia de una gran cantidad de discontinuidades horizontales (Figura 2).



Figura 2. Probeta fisurada con discontinuidades horizontales.

Como bien se mencionó, dos grupos de probetas fueron ensayados bajo la acción de una carga uniaxial. El primero, se encontraba compuesto por dieciséis probetas inalteradas, mientras que el segundo estaba conformado por seis probetas carbonatadas a 30 días. Cabe destacar que todas las probetas ensayadas fueron medidas y pesadas, luego de lo cual, se procedió al pegado de bandas extensométricas, con el objetivo de poder analizar la evolución de las distintas propiedades mecánicas de la roca al someterla a un proceso de carbonatación.

2.3 Determinación de las propiedades microestructurales

Con anterioridad se resaltó que al momento de estudiar la factibilidad de utilizar cierto estrato geológico como almacén para el CO₂ era necesario considerar, por un lado, el volumen disponible y por otro, el tipo de atrapamiento que se produce (Bradshaw et al. 2007). Es así que surge la necesidad de estudiar la evolución de las propiedades microestructurales de la arenisca que conforma al Banco Verde luego de inyectarle CO₂. Este análisis permite, además, una mejor comprensión de las modificaciones presentadas en términos de las propiedades mecánicas de la roca. En este contexto, se propuso estudiar tanto la evolución de la composición de la roca, como también su porosidad y distribución de poros.

Con el fin de analizar la variación de las propiedades microestructurales mencionadas, se llevaron a cabo dos ensayos distintos, la fluorescencia de rayos X (FRX) y la porosimetría de intrusión de mercurio (MIP). Los mismos fueron llevados a cabo utilizando trozos extraídos de ambos grupos de probetas, expuestas y no expuestas a la acción del scCO₂, previamente ensayadas a compresión uniaxial. Esto fue posible debido a que las muestras necesarias para realizar los ensayos mencionados no debían cumplir requisitos de forma, y aun cuando si debían cumplir cantidades mínimas, las mismas eran pequeñas.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Resistencia a compresión simple

Las Figuras 3, 4 y 5 presentan los resultados de los parámetros mecánicos obtenidos al ensayar las probetas bajo una carga uniaxial. Las probetas ensayadas se caracterizaban por presentar relaciones altura/diámetro variadas, lo cual implicaba que los resultados no eran comparativos. Fue por ello que se optó por utilizar la expresión provista por la normativa ASTM D 7012 – 10, la cual se utiliza para determinar la resistencia a la compresión simple corregida para una probeta de relación altura/diámetro igual a 2, como lo solicita la norma. En términos del módulo de Young y el coeficiente de Poisson, varios autores alegan que son parámetros que no varían con la esbeltez de la probeta (Zhao et al. 2022 y Qi et al. 2022), razón por la que se utilizaron los valores obtenidos originalmente.

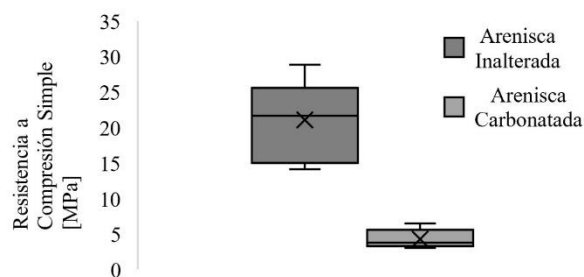


Figura 3. Valores de resistencia a la compresión simple obtenidos de completar los ensayos de compresión uniaxial (Laskowski et al. 2023).

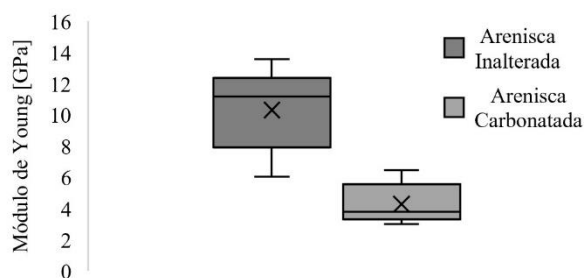


Figura 4. Valores de módulo de Young obtenidos de completar los ensayos de compresión uniaxial (Laskowski et al. 2023).

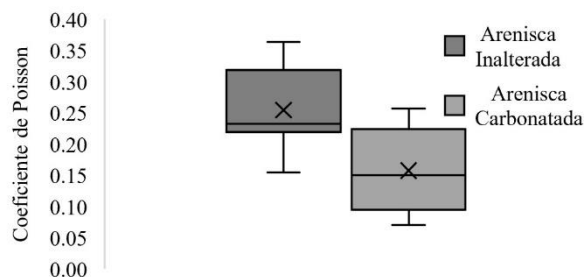


Figura 5. Valores de coeficiente de Poisson obtenidos de completar los ensayos de compresión uniaxial.

En términos generales, se puede observar de las Figuras 3, 4 y 5, que luego de someter a la arenisca estudiada a un ambiente rico en scCO₂ durante 30 días, tanto la resistencia a la compresión simple como el módulo de Young y el coeficiente de Poisson sufren una reducción en sus valores de alrededor del 50%. Esta evolución que presentan los parámetros mecánicos del material se puede notar también al contrastar las curvas de Tensión vs. Deformación de probetas gemelas (Figura 6).

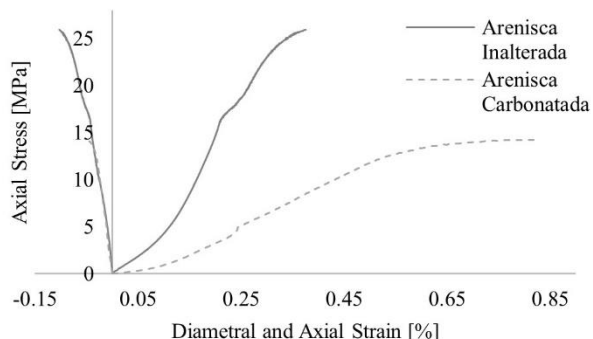


Figura 6. Ejemplo de comparación de curvas Tensión vs. Deformación de probetas gemelas.

La Tabla 1 detalla los valores medios de las propiedades mecánicas de la roca estudiada antes y después de ser alterada mediante la inyección de CO₂. Estos resultados corroboran la notable reducción de sus valores, lo cual a su vez se condice con los resultados obtenidos por Rathnaweera et al. (2015) y Tarokh et al. (2020) al estudiar areniscas de características similares.

Tabla 1. Evolución de las propiedades mecánicas de la arenisca.

Propiedades Mecánicas	Tipo de Muestra	
	Arenisca Inalterada	Arenisca Carbonatada
Resistencia a la Compresión Simple [MPa]	21,04	12,67
Módulo de Young [GPa]	10,29	4,27
Coficiente de Poisson	0,25	0,16

3.2 Porosimetría de intrusión de mercurio

Al desarrollar los ensayos de PIM sobre las probetas inalteradas y carbonatas, era de interés obtener dos grupos de resultados diferentes. Por un lado, se buscaba determinar la variación en la porosidad de la roca producida debido a la inyección de CO₂, y, por otro lado, se pretendía visualizar cómo evolucionaba la distribución del tamaño de poros. Teniendo esto presente, se obtuvieron las Figuras 7 y 8, debiendo tenerse en cuenta que los resultados presentados representan un promedio de ensayos llevados a cabo sobre varias muestras.

Del análisis de la Figura 7, se puede observar que al inyectar CO₂ en la arenisca del Banco Verde, se produce una reducción de la porosidad. Ésta disminuye de un valor natural de 10,66% a un valor final de 9,65%. Ahora bien, de observar la distribución de poros antes y después de producida la exposición de la roca al gas, se puede destacar que hay una redistribución del tamaño de los poros. En la Figura 8, se puede notar un aumento en el volumen de poros de menor tamaño (poros de diámetro del rango de 40 a 90 nm), así como una disminución en el volumen de poros de mayor tamaño (poros de diámetro del rango de 800 a 4000 nm). Analizando ambas modificaciones en conjunto, sería razonable pensar que al inyectar CO₂ en la arenisca, las reacciones químicas desarrolladas produzcan la depositación de

material en los poros más grandes reduciendo así su tamaño, y aumentando el contenido de poros de menor tamaño.

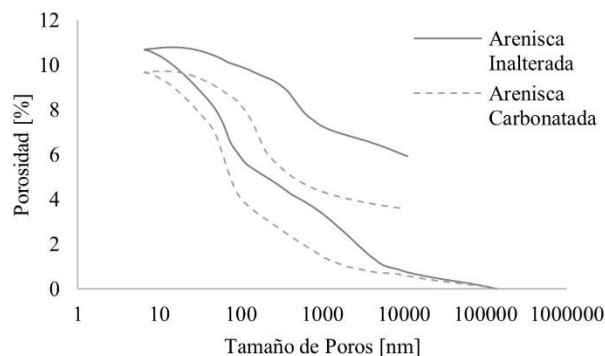


Figura 7. Porosidades obtenidas para muestras inalteradas y carbonatadas mediante la Porosimetría de Intrusión de Mercurio.

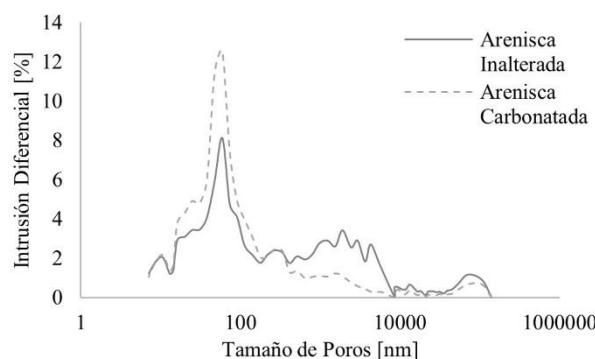


Figura 8. Distribuciones de poros obtenidas para muestras inalteradas y carbonatadas mediante la Porosimetría de Intrusión de Mercurio (Laskowski et al. 2023).

3.3 Fluorescencia de rayos X

Los resultados obtenidos al determinar los elementos mayoritarios que componen a las muestras de arenisca tanto carbonatadas como no carbonatadas mediante el método FRX se presentan en la Tabla 2. Si bien se presenta el detalle completo de la composición química de la roca en ambos estados, se debe mencionar que los elementos de interés son los óxidos de aluminio (Al₂O₃), hierro (Fe₂O₃), y magnesio (MgO). En el caso de los tres compuestos químicos mencionados, se puede observar que luego de la exposición de la arenisca a un ambiente rico en CO₂, el contenido se incrementa.

En cuanto al incremento en el contenido de Al₂O₃ y Fe₂O₃ de la arenisca del Banco Verde luego de ser alterada con el gas de efecto invernadero, se puede mencionar que el mismo es respaldado por los resultados reportados por Rathnaweera et al. (2015). Esto indica que hay cierta similitud en el comportamiento de ambas areniscas luego de ser expuestas a la acción del CO₂ no solo en términos mecánicos sino también químicos. De esta manera, analizando ambas variaciones en conjunto, se considera que la alteración química de la matriz de la roca es la causante de la reducción de su resistencia mecánica.

En cuanto al incremento en el contenido de MgO, hay discrepancias con lo presentado por Rathnaweera et al. (2015), pero similitudes con los resultados obtenidos por Othman et al. (2018). Este último autor atribuye las variaciones en la composición química de la arenisca a la disolución y/o alteración de minerales de arcilla. Adicionalmente, se destaca que, al precipitar, los finos bloquean los poros, lo cual explica no solo la disminución en la porosidad de la roca, sino también el aumento en el contenido de poros de pequeñas dimensiones y el descenso de los de gran tamaño.

Tabla 2. Resultados del análisis de elementos mayoritarios de Fluorescencia de Rayos X.

Elementos Principales	Tipo de Muestra	
	Arenisca Inalterada	Arenisca Carbonatada
Al ₂ O ₃	4,12	4,80
CaO	20,37	14,07
Fe ₂ O ₃	3,86	6,16
K ₂ O	1,32	0,93
MgO	0,43	0,57
MnO	1,46	0,83
Na ₂ O	1,30	1,19
P ₂ O ₅	0,17	0,27
SO ₃	1,67	6,89
SiO ₂	51,51	52,98
TiO ₂	0,15	0,09

4 CONCLUSIONES

El calentamiento global es una problemática que afecta a todos los seres que habitan la faz de la Tierra. El mismo es producido principalmente debido al incremento en la emisión de dióxido de carbono producido en las últimas décadas. Con el objetivo de reducir su concentración en la atmósfera y así mitigar el cambio climático, surge la alternativa de almacenarlo en el subsuelo, en estratos rocosos cuyas propiedades lo permitan. Es por ello que al momento de considerar la factibilidad de realizar la inyección de este gas de efecto invernadero en una formación en particular, se debe analizar la evolución de estas propiedades de la roca al exponerla a la acción del CO₂.

En este artículo se propone como roca de reservorio para el almacenamiento geológico de CO₂ una arenisca glauconítica perteneciente a una formación de la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Patagonia Argentina. El estrato propuesto se caracteriza por ser un reservorio de petróleo y gas depletado, que se encuentra entre las alternativas de almacenamiento más recurrentemente planteadas. Si bien, la captura y almacenamiento del CO₂ representa una temática en auge en el país, la comunidad científica ha mostrado un notable interés. Es por esto que se considera necesario sentar bases firmes para que generaciones futuras puedan hacer una provechosa puesta en marcha de este tipo de prácticas.

Con el objetivo de analizar la factibilidad de utilizar el Banco Verde como almacenamiento de CO₂, una serie de ensayos mecánicos y microestructurales se desarrollaron utilizando muestras de afloramiento en estado alterado e inalterado. La roca alterada se expuso a un ambiente rico en CO₂ durante 30 días. Entre las conclusiones alcanzadas luego de analizar los resultados de los ensayos de compresión simple, porosimetría de intrusión de mercurio y fluorescencia de rayos X, se pueden destacar las siguientes. Por un lado, se debe mencionar que la arenisca presentó una reducción de la resistencia a la compresión simple a la mitad de su valor inicial, la cual se atribuye a la alteración química que sufre la matriz de la roca durante su exposición al scCO₂. Por otro lado, la roca carbonatada demostró tener una porosidad inferior a la roca prístina, así como también, un mayor contenido de poros de menor tamaño y uno menor en poros de mayor tamaño. La justificación para esta redistribución del tamaño de poros y reducción de porosidad al exponer a la arenisca a la acción del CO₂ reside en que se produce la disolución y/o alteración de los minerales de arcilla presentes en la roca en estado natural, que posteriormente precipita en los poros de mayor tamaño reduciendo sus dimensiones.

El almacenamiento geológico de CO₂ requiere realizar un estudio detallado de la evolución de las propiedades de la roca al exponerla a la acción del gas en cuestión. Es por ello que se considera necesario complementar los resultados presentados en este artículo con imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido, análisis petrográfico de láminas delgadas y estudio mineralógico a través de Difracción de Rayos X. A su vez, sería especial interés estudiar la evolución de la permeabilidad de la roca, ya que es un factor determinante en términos del análisis de la integridad del reservorio a largo plazo. Finalmente, sería importante completar la caracterización de la evolución de las propiedades mecánicas de la arenisca llevando a cabo una serie de ensayos de compresión triaxial a distintas presiones de confinamiento, para tener un panorama más completo de su comportamiento.

5 AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su gratitud al Dr. Ignacio Pérez Rey y a la Dr. Miriam Martín por los consejos y observaciones recibidas en el desarrollo de los ensayos y análisis de los resultados presentados, así como también al Dr. Nicolás Foix por sus aportes en el marco geológico de la formación estudiada. La autora principal quiere agradecer en particular a la Fundación José Entrecanales Ibarra por la financiación provista, la cual ha permitido el desarrollo de la investigación presentada en este artículo. Finalmente, los autores desean reconocer a la Comisión Europea (H2020 MSCA-RISE 2020 Project DISCO-STORE, Acuerdo de Concesión N° 101007851), a la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (Proyecto PI1614 80020190200006 IP) y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (PICT 2020–0288) su soporte financiero.

6 REFERENCIAS

- ASTM D 3148 – 02. 2002. *Standard Test Method for Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens in Uniaxial Compression*. American Society for Testing and Materials: West Conshohocken.
- ASTM D 4543 – 01. 2001. *Standard Practices for Preparing Rock Core Specimens and Determining Dimensional and Shape Tolerances*. American Society for Testing and Materials: West Conshohocken.
- ASTM D 7012 – 10. 2010. *Standard Test Method for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperature*. American Society for Testing and Materials: West Conshohocken.
- Bachu, S. 2000. *Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change*. Energy Conversion & Management 41: pp. 953-970.
- Barría, J.; Martín, C.; Piqué, T.; Pereira, J. M. & Manzanal, D. 2018. Analysis of modified cement paste in the context of CO₂ geological storage. International Symposium on Energy Geotechnics: pp. 402-409. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-99670-7>
- Barría JC, Manzanal DG, Martín CM, Piqué T, Pereira JM. 2019. Cement-rock interface subjected to SCCO₂. In: Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure Development- Proceedings of the 14th International Congress on Rock Mechanics and Rock Engineering, ISRM 2019. ; 2020:3196-3203.
- Barría JC, Manzanal D, Pereira JM, Ghabezloo S. 2020. CO₂ geological storage: Microstructure and mechanical behavior of cement modified with a biopolymer after carbonation. E3S Web Conf. 2020; 205. doi:10.1051/e3sconf/202020502007
- Barría, JB, Bagheri, M., Manzanal, D., Shariatipour, S., Pereira, JM. 2022a. Poromechanical analysis of oil well cements in CO₂-rich environments, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 119, 103734, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103734>.
- Barría, J.C., Manzanal, D., Cerrutti, P., Pereira, J.M. 2022b. Cement with bacterial nanocellulose cured at high temperature: mechanical performance in the context of CO₂ geological storage. Geomechanics for Energy and the Environment. Vol. 30. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.gete.2021.100267>
- Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoly, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P. & Mathiassen, O. M. 2007. *CO₂ storage capacity*

- estimation: *Issues and development of standards*. International Journal of Greenhouse Gas Control I: pp. 62-68.
- Foix, N. 2009. Tesis doctoral. *Tectónica de sedimentación del registro paleógeno (Formaciones Salamanca y Río Chico), Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina*. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Grasetti, C.; Piqué, T.; Noya, M.; Vila, G.; Manoni, R.; Brisson, I.; De Leo, D.; Dzelalija, F.; Canale, N.; Zalazar, M.; Cabana, C.; Tunik, M.; Fortunatti, N.; Lebinson, F.; Bahía, M. & Grill, S. 2022. *Atlas AR-CO2. An Argentinian atlas for underground CO2 storage potential*. 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.
- Hawkes, C., McLellan, P. & Bachu, S. 2004. *Geomechanical factors affecting geological storage of CO2 in depleted oil and gas reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology 44 (10).
- Laskowski, C.; Manzanal, D.; Muñiz-Menéndez, M.; Orlandi, S.; & Allard, J. 2023. *Carbon dioxide impact on the mechanical properties of a sandstone from San Jorge Gulf Basin (Argentina)*. Proceedings del 15th International ISRM Congress 2023 & 72nd Geomechanics Colloquium: Challenges in Rock Mechanics and Rock Engineering 9-14 de octubre 2023; Salzburgo, Austria.
- Laskowski, C.; Muñiz-Menéndez, M.; Orlandi, S.; & Manzanal, D. 2023. *Micro-Macro pore evolution of a sandstone under supercritical-CO₂-aging*. Proceedings del 12th Trondheim Conference on CO₂ Capture, Transport and Storage, 19-21 de junio 2023; Trondheim, Noruega.
- Manzanal D., Vallin V., Pereira, JM. 2013a. A chemo-poromechanical model for well/caprock interface in presence of CO₂. Poromechanics V - Proc 5th Biot Conf Poromechanics. 2013:1470-1477. <https://doi.org/10.1061/9780784412992.175>
- Manzanal, D., and Pereira, J.M. 2013b. "Effects of the Presence of CO₂ at the Well/Caprock Interface: Crystallization Damage." *Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Volume 6: Polar and Arctic Sciences and Technology; Offshore Geotechnics; Petroleum Technology Symposium*. Nantes, France. June 9–14, 2013. V006T11A028. ASME. <https://doi.org/10.1115/OMAE2013-11543>
- Marbler, H., Erickson, K. P., Schmidt, M., Lempp, C. & Pollman, 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.
- Martín, C.; Piqué, T.; Pereira, J. M. & Manzanal, D. 2022. *Performance of lightweight cement pastes under CO₂ storage conditions*. 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.
- Othman, F., Yu, M., Kamali, F. & Hussain, F. 2018. *Fines migration during supercritical CO₂ injection in sandstone*. Journal of Natural Gas Science and Engineering 56: pp. 344-357.
- Qi, M.; Zhao, G.; XU, W.; Cheng, X.; Liu, C.; Liu, Z.; Zhu, S. & Wu, X. 2022. *Influence of Height-Diameter ratio on rock compressive failure characteristics and damage evolution law*. Energies 15(15): 5557.
- Ranjith, P., Perera, M. & Khan, E. 2013. *A study of safe CO₂ storage capacity in saline aquifers: a numerical study*. International Journal of Energy Research 37: pp. 189-199.
- Rathnaweera, T.D., Ranjith, P.G., Perera, M.S., Haque, A., Lashin, A., Al Arifi, N., Chandrasekharan, D., Yang, S. Q., Xu, T., Wang, S. H. & Yasar, E. 2015. *CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study*. Materials Science & Engineering A 641: pp. 123-137.
- Rodríguez, J. J., Bardelli, J., Tichno, M. A. & Limarino, C. O. 2014. *Integración petrofísica-geológica en la caracterización de la porosidad de un reservorio de gas en el yacimiento Diadema (Formación Salamanca, Paleoceno)*. Resúmenes XIV Reunión Argentina de Sedimentología: pp. 239-240. ISBN: 978-987-96296-5-9.
- Rosenbauer, R. J., Koksalan, T. & James, L. P. 2005. *Experimental investigation of CO₂-brine-rock interactions at elevated temperature and pressure: Implications for CO₂ sequestration in deep saline aquifers*. Fuel 86: pp. 1581-1597.
- Siddiqui, A. H., Hasnain, M. D., Alam, M. M. & Fatima, S. 2022. *Climate Change: Causes, Impacts and Solutions*. International Research Journal of Engineering and Technology 9: pp. 928-934. e-ISSN: 2395-0056.
- Tarokh, A.; Makhnenko, R. Y.; Kim, K.; Zhu, X.; Popovics, J. S.; Segvic, B. & Sweet, D. E. 2020. *Influence of CO₂ injection on the poromechanical response of Berea sandstone*. International Journal of Greenhouse Gas Control 95: 102959.
- Working Group III 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., Zwickel, T. & Minx, J.C. (eds.)]. 2014. *AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Wigand, M., Carey, J. W., Schutt, H., Spangenberg, E. & Erzinger, J. 2008. *Geochemical effects of CO₂ sequestration in sandstones under simulated in situ conditions of deep saline aquifers*. Applied Geochemistry 23: pp. 2735-2745.
- Zhao, Z.; Yang, G.; Li, G. & Zhang, K. 2022. *Effects of the Length-Diameter ratio on dissipation energy in the process of rock deformation and failure*. Energy Reports 8: pp. 13369-13375.