

Inyección de Agua con CO₂ en Condiciones Triaxiales en Rocas Detríticas de la Formación Arcera

/ JACOBO CANAL (1), JORDI DELGADO (2), VICTOR BARRIENTOS (2), RICARDO JUNCOSA (2).

(1) Fundación Ciudad de la Energía. II Avenida de Compostilla nº2 · 24400 Ponferrada (España).

(2) E.T.S. Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Campus de Elviña s/n. Universidade da Coruña. 15192, A Coruña (España)

INTRODUCCIÓN.

Uno de los objetivos a los que se enfrenta la sociedad actual es reducir la contaminación y producir energías limpias a través de procesos sostenibles tanto en lo ambiental como en lo económico. Para ello, desde hace varios años, se desarrolla una intensa actividad científica en el ámbito del almacenamiento geológico de CO₂. En este contexto, en España, la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) es responsable de uno de los programas de investigación más ambiciosos, incluyendo el diseño y construcción de una planta experimental de captura, un laboratorio de inyección profundo así como una variada serie de ensayos de laboratorio. En este último contexto se inscribe el presente trabajo.

MATERIALES Y MÉTODOS.

El experimento realizado se desarrolló en el laboratorio de Ingeniería del Terreno de la E.T.S. de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Coruña. De modo resumido, consistió en la circulación forzada de una solución acuosa saturada en CO₂ a través de una probeta sometida ésta a condiciones triaxiales, es decir, con confinamiento simultáneo a la aplicación de una carga axial. Para la aplicación de la carga axial se empleó un bastidor de reacción de 30 toneladas de capacidad, dotado de un actuador acoplado a una bomba manual ENERPAC capaz de entregar hasta 70 MPa. Para transferir a la muestra la presión de confinamiento establecida, empleamos una celda porta-testigos de tipo Hoek-Franklin (Hoek y Franklin, 1968), capaz de resistir presiones de hasta 70 MPa y acoplada a otra bomba hidráulica similar a la anteriormente descrita.

La probeta de roca ensayada fue

insertada en la celda triaxial enfundada en una camisa de material plástico elástico de alta resistencia (poliolefina), la cual garantiza la separación física de la roca respecto del fluido hidráulico empleado como medio de transmisión de la presión de confinamiento.

Con el fin de realizar ensayos en los que distintos fluidos acuosos pudieran ser saturados en CO₂ bajo distintas condiciones de temperatura T y presión P, se diseñó *ex profeso* un depósito de carbonatación susceptible de soportar presiones de hasta 15 MPa. Este valor corresponde al de la tara de una válvula de seguridad.

Para la inyección de fluido en los poros de la probeta, los platos de aplicación de carga de la celda triaxial fueron modificados para permitir la conexión de un entramado de tubos, válvulas, manómetros y reguladores de alta presión, todo ello conectado a un sistema de bombas ISCO DX100, capaz de proporcionar un caudal (de 10⁻⁵ - 50 mL/min) bajo presión de inyección constante (hasta 69 MPa) y libre de pulsos. Asimismo empleamos unos platos de compresión dotados de transductores (emisor y receptor) para medir las velocidades de propagación de ondas P, S₁ y S₂ (V_P, V_{S1}, V_{S2}).

Las condiciones de ensayo prescritas fueron constantes durante la duración del ensayo: 10 MPa de presión de confinamiento; 15 MPa de presión axial; 4 MPa de presión de poro y temperatura ambiente. Respecto del campo de estabilidad del CO₂, estas condiciones son subcríticas, presumiéndose un flujo de tipo monofásico (H₂O+CO₂ disuelto)

La muestra ensayada corresponde a una cuarzoarenita procedente de la Formación Arcera (Purbeck Inf.), muestreada en las proximidades de esa misma localidad. Su mineralogía está

dominada por el cuarzo, minerales de la arcilla y pequeñas cantidades de feldespatos y calcita. La probeta se talló en forma de cilindro de 38.3 mm de diámetro y 74.55 mm de altura, con un volumen de 85.89 cm³. Su densidad seca, antes del ensayo era de 2.428 g/cm³. Suponiendo una densidad media de los sólidos que componen la roca de ~2.6 g/cm³, el volumen de huecos de la probeta sería del orden de 6.3 cm³ por lo que su porosidad inicial sería de, aproximadamente, 7.3 %.

El fluido circulado a través de la probeta (agua desionizada) fue analizado con carácter previo a su carbonatación. Su saturación con CO₂ se produjo a una presión de 4 MPa (igual a la presión de poro objetivo) y temperatura ambiente (~22 °C). Bajo esas condiciones, el contenido teórico de CO₂ en el fluido es del 2 % (molar). Empleando la ecuación de estado de Duan y Sun (2003), simplificada por Duan *et al.* (2006), estas condiciones se corresponderían con una concentración de CO₂ disuelto de 1.39 mol/kg H₂O o unos 61.1 g CO₂ por cada kg de H₂O. En la misma línea, el cálculo teórico del pH de la solución de infiltración es netamente ácido (3.12).

El experimento se desarrolló en dos etapas, con una duración conjunta de más de dos meses. En la primera etapa se inyectó sólo agua desionizada (~7 días) mientras que en la segunda se inyectó la solución saturada en CO₂. A lo largo de ese tiempo se midió cuidadosamente el volumen de fluido circulado, su composición química (analizada mediante cromatografía iónica e ICP-MS) así como las velocidades de propagación de ondas. Dichos datos permitieron evaluar el valor de la permeabilidad de la roca y cómo ésta cambia en función de la inyección, así como los procesos reactivos que en el seno de la misma

palabras clave: Secuestro geológico de CO₂, Ensayo triaxial.

key words: Geological sequestering of CO₂, Triaxial.

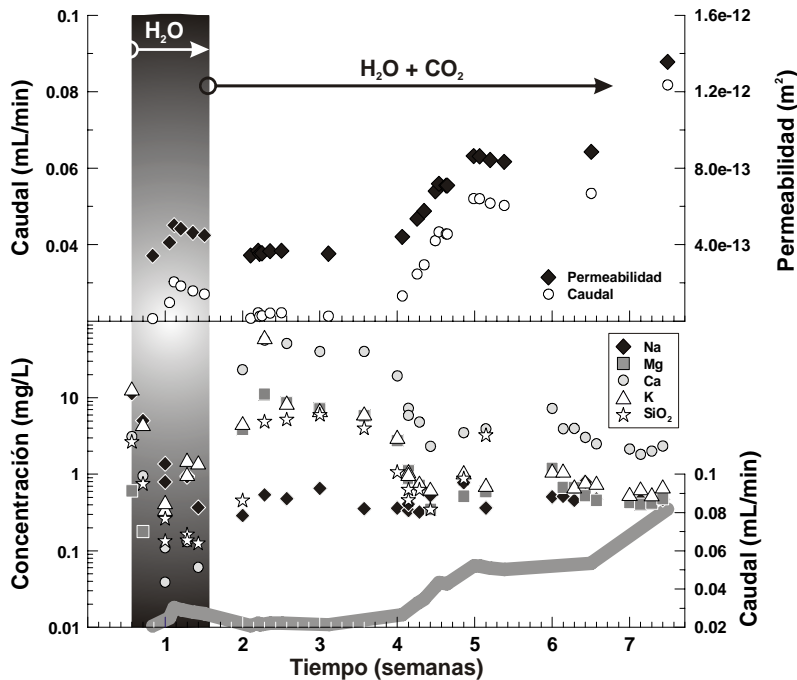


fig 1. Arriba, permeabilidad calculada a partir del caudal drenado de la probeta en función del tiempo de ensayo. Abajo, evolución de la concentración de diversos constituyentes químicos, comparada con el caudal drenado.

tuvieron lugar. La medida de velocidades de ondas permitió, asimismo, tener una primera aproximación al conocimiento de procesos de carácter químico-mecánico.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

La figura 1 muestra la evolución de la permeabilidad (y el caudal drenado) de la muestra en función del tiempo así como la concentración de ciertos componentes. En la misma se ha indicado el momento que separa la inyección del agua desionizada respecto del de la inyección del agua carbonatada. Es interesante observar que, en la primera etapa, la permeabilidad aumenta ligeramente, para disminuir y estabilizarse cuando se inicia la inyección del fluido carbonatado. Transcurridas unas 2.5 semanas desde el inicio de la segunda etapa, tuvo lugar un notable incremento del valor de la permeabilidad, el cual se estabilizó al cabo de otra semana. Tras ~1.5 semanas adicionales, se produjo un nuevo aumento del valor de la permeabilidad. Conjeturamos que ese comportamiento obedece al acoplamiento entre distintos procesos siendo el más destacable el desarrollo de reacciones químicas que propician la disolución de elementos de la probeta.

De forma simultánea al incremento de la concentración de Ca y Mg, se produce un ligero aumento en la permeabilidad de la probeta (Fig. 1, abajo), lo cual sugiere que el aumento de la porosidad y de la permeabilidad están ligados. De modo general, es posible identificar el momento a partir del cual se produce la llegada del fluido saturado en CO₂ dado que se produce una marcada disminución en el pH y un aumento en la conductividad; dichos parámetros fueron analizados en continuo a la salida de la línea de presión intersticial. Por otro lado, V_P aumenta notoriamente (coincidiendo con la etapa de inyección de agua carbonatada) mientras que lo contrario sucede con V_{S1} y V_{S2}. Es interesante también el observar que la magnitud de V_P no se mantiene constante a lo largo de la etapa de inyección de agua saturada en CO₂, experimentando descensos y ascensos.

Si observamos de forma detallada la evolución de las concentraciones de sílice y potasio podremos verificar una pauta de evolución geoquímica compleja. En la primera fase del ensayo, cuando sólo circuló agua destilada, la concentración de ambos componentes tiende a disminuir de forma acusada, aunque, en el caso del K, se inicia una recuperación al cabo de tres a cuatro días desde el inicio del ensayo. La

llegada de la solución carbonatada en la etapa 2 marca un comportamiento variado en el que, en una primera fase, las concentraciones de ambos componentes se mantiene estable (~5-6 mg/L). Esa etapa coincide, aproximadamente, con un muy leve aumento de la permeabilidad de la probeta, la cual asociamos con la disolución de carbonatos (probablemente calcita magnesiana). En el momento en el que parecen haberse agotado los carbonatos, tiene lugar un abrupto descenso en la concentración acoplada de SiO₂ y K, apuntando los datos disponibles hacia un incremento posterior, relacionado con el aumento de permeabilidad.

CONCLUSIONES.

El experimento realizado pone en evidencia las complejas interacciones que tienen lugar cuando un fluido carbonatado ácido interactúa con una roca silicatada detrítica y como, a raíz de ello, se desarrollan importantes acoplamientos hidrodinámicos y mecánicos.

AGRADECIMIENTOS.

Este trabajo ha sido financiado por la Fundación CIUDEN, así como por la Xunta de Galicia (10REM003CT). Parte de los equipos empleados en este trabajo fue adquirido con cargo a los Fondos FEDER 2007/2013. La determinación de aniones y cationes fue realizada por A. Vázquez, S. Fernández y los SXAIN de la UDC.

REFERENCIAS.

Duan, Z. y Sun (R. (2004) An improved model calculating CO₂ solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar. *Chemical Geology* **193**, 257-271.

Duan, Z.; Sun, R.; Zhu, C. y Chou, I.M. (2006) An improved model for the calculation of CO₂ solubility in aqueous solutions containing Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻ and SO₄²⁻. *Marine Chemistry* **98**, 131-139.

Hoek, E. y Franklin, J.A. (1968) A simple triaxial cell for field and laboratory testing of rock. *Transactions of the Institution of Mining and Metallurgy* **77**, A22-26.

Klinkenberg, L.J. (1941) The permeability of porous media to liquids and gases. *American Petroleum Institute. Drilling and Productions Practices*, 210-213.

Tiab, D. y Donaldson, E.C. (2003) *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2ª edición. Gulf Professional Publishing; 800 pp.