

Precipitación localizada de sales inducida por CO₂ en medios porosos salinos no consolidados: experimentación en celda de flujo cuasi-2D.

PROBLEMA

La precipitación de sales durante la inyección de CO₂ en acuíferos salinos puede reducir la permeabilidad del medio poroso y afectar la inyectividad del proceso, afectando la eficiencia del almacenamiento geológico de carbono. Aún se requiere comprender cómo diferentes niveles de salinidad influyen en este fenómeno y en el comportamiento del CO₂ en el medio poroso.

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el comportamiento de la migración del CO₂ y los fenómenos de precipitación en medios porosos no consolidados con diferentes niveles de salinidad, mediante experimentos en una celda de flujo cuasi-2D, para comprender su influencia en la migración del CO₂ y en el almacenamiento de carbono.

PROPUESTA

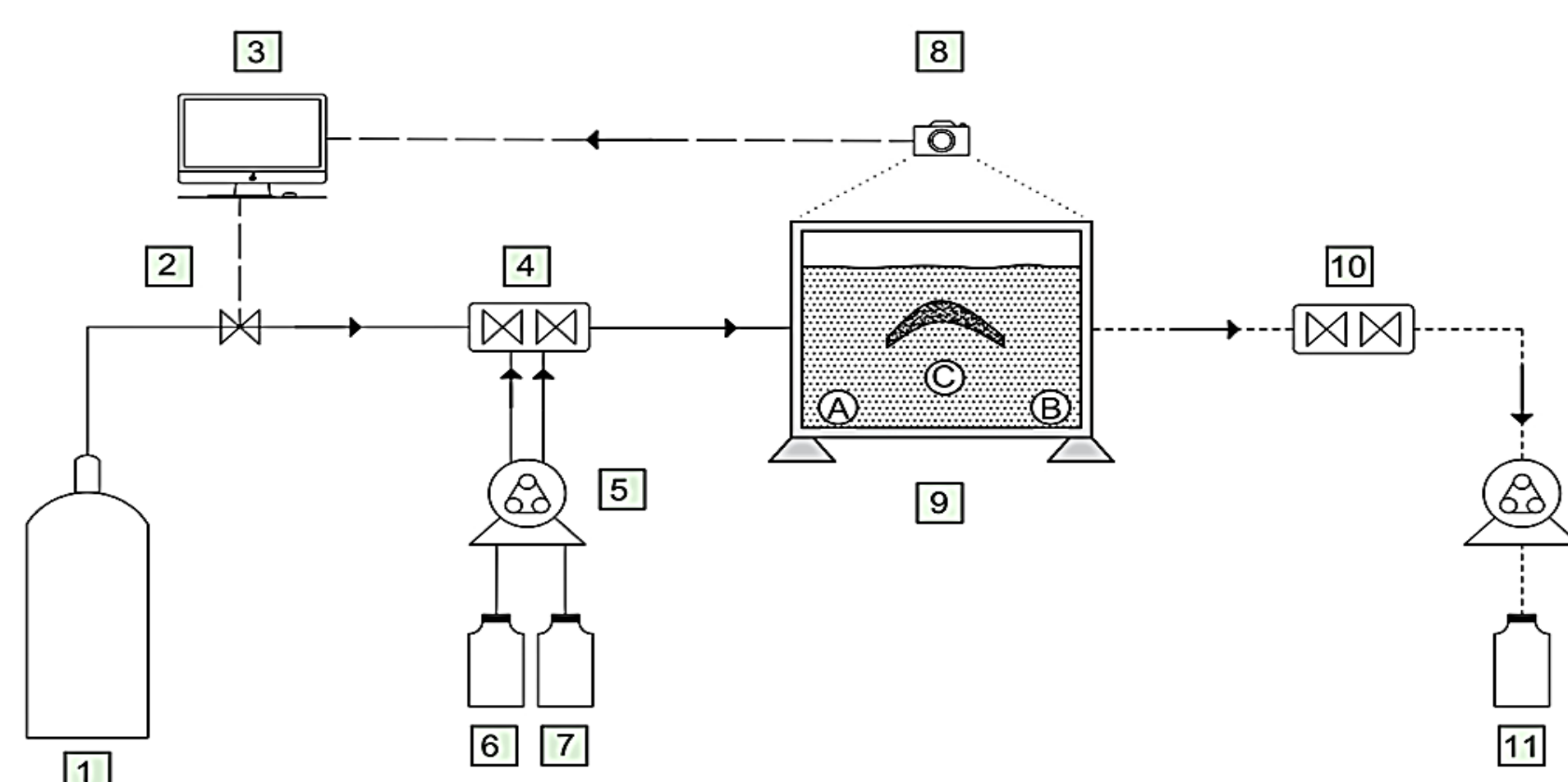


Fig. 1 Diagrama esquemático de la celda de flujo cuasi-2D para la inyección de CO₂ en medios porosos salinos.

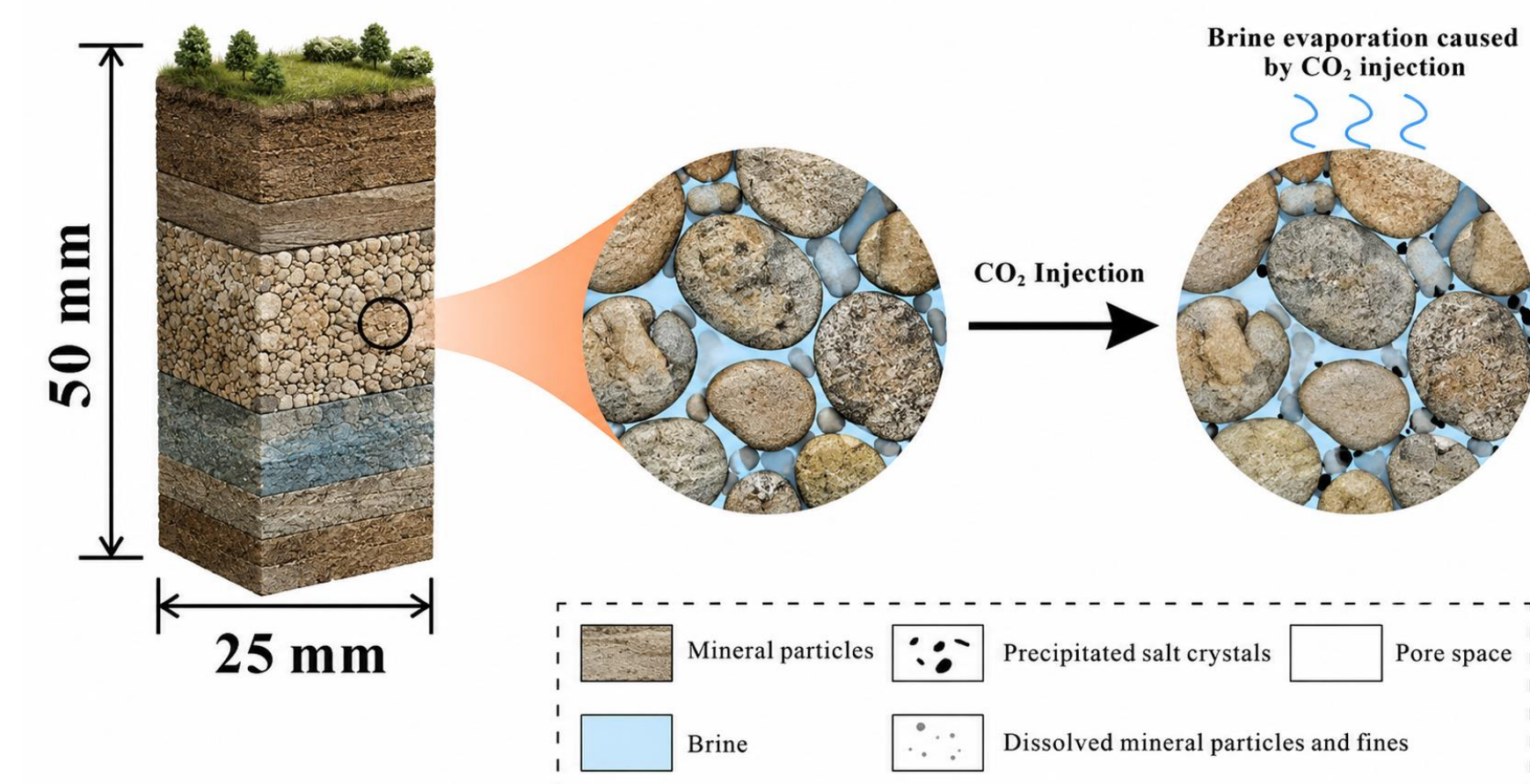


Fig. 1 Representación esquemática de la precipitación de sales durante la inyección de CO₂

Metodología experimental basada en una celda de flujo cuasi-2D para estudiar el comportamiento del CO₂ en medios porosos no consolidados.

Se realizaron inyecciones controladas de CO₂ a una tasa de 10 mL/min durante 24 horas, utilizando arenas de diferente granulometría y soluciones sintéticas y naturales con salinidades entre 0 y 74,5 g/L.

Mediante indicadores visuales de pH y monitoreo de la precipitación se evaluó la migración del CO₂, la formación de zonas enriquecidas en carbono inorgánico disuelto y los procesos de precipitación de sales asociados al almacenamiento geológico de carbono.

RESULTADOS

- La migración del CO₂ estuvo influenciada por la salinidad del medio acuoso, observándose la formación de plumas de CO₂ disuelto y zonas de bajo pH dentro del sistema poroso (Fig. 2 y 3).
- Los medios con mayor salinidad favorecieron la precipitación de sales, principalmente en regiones dominadas por gas, donde se formaron cristales superficiales por evaporación del agua (Fig. 4).
- La precipitación dentro del medio poroso se observó en la salmuera sintética de mayor salinidad (64,7 g/L).

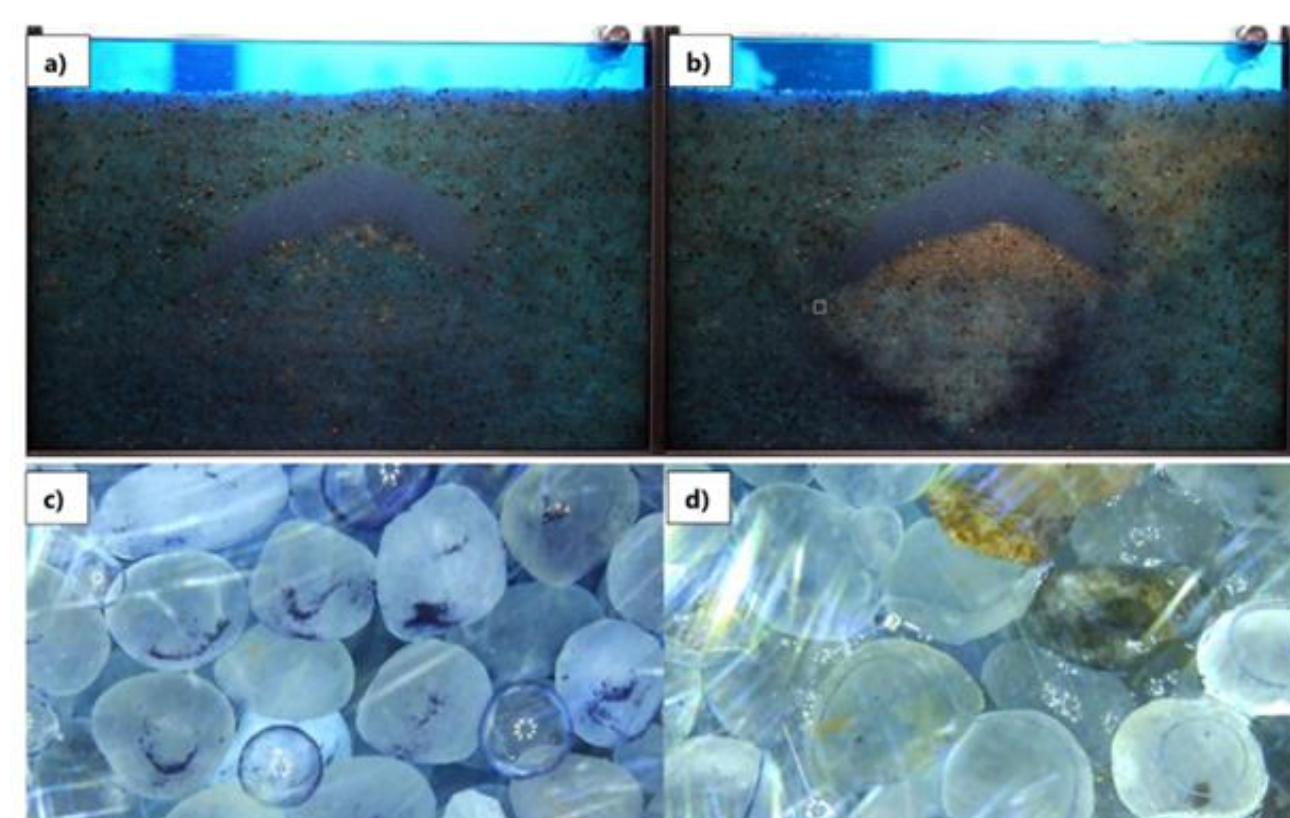


Fig. 4. Visualización de sales o cristales en el medio poroso salino (33,6 g/L) tras 24 h de inyección de CO₂.

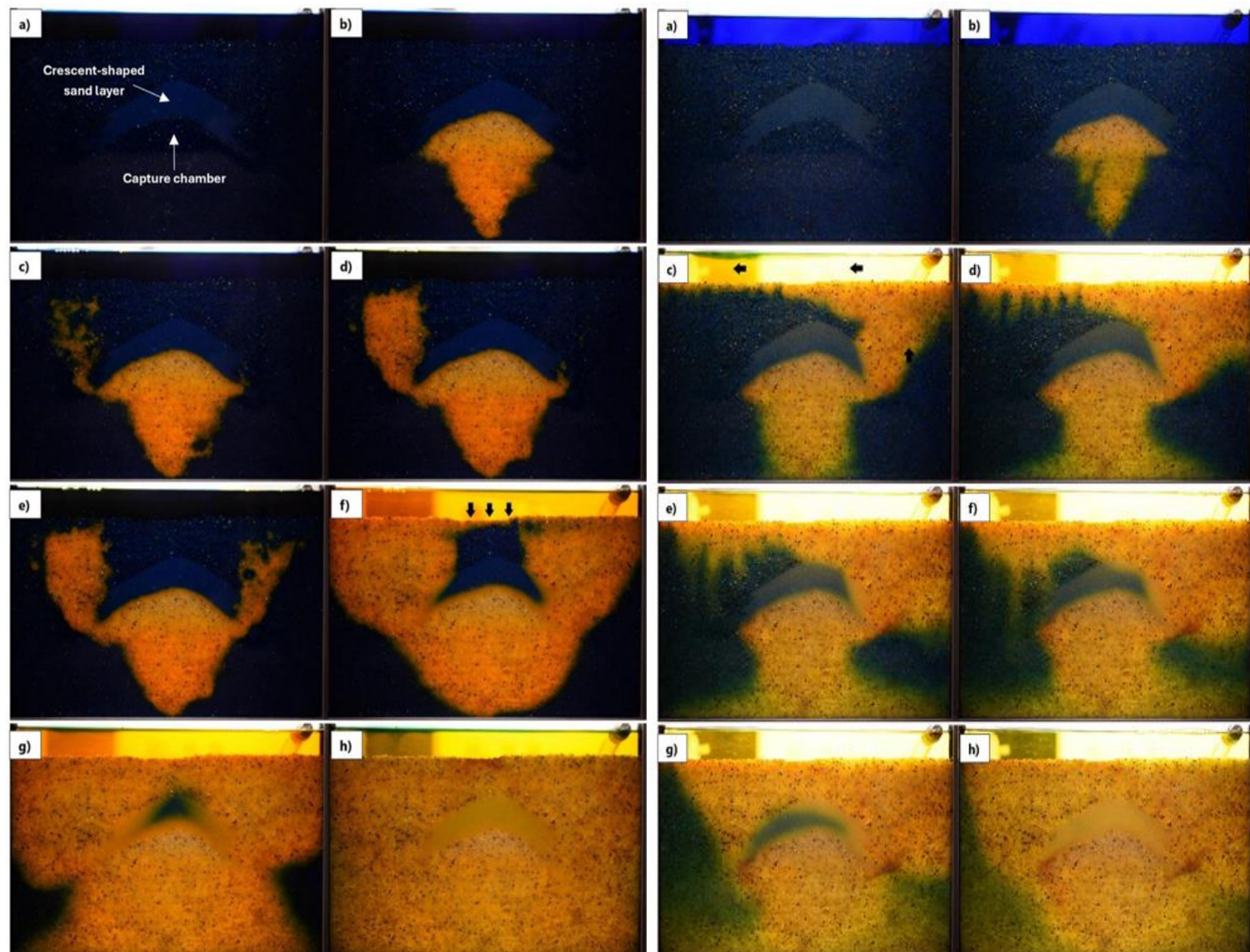


Fig. 2. Comportamiento del CO₂ en un medio poroso no salino (medio acuoso preparado con agua destilada)

Fig. 3. Comportamiento del CO₂ en un medio poroso salino (33,6 g/L).

- Las soluciones naturales presentaron una mayor capacidad amortiguadora (buffer), por lo que requirieron más tiempo para desarrollar zonas enriquecidas en CO₂ disuelto en comparación con las soluciones sintéticas (Fig. 3).
- El CO₂ gaseoso desplazó agua y especies de carbono inorgánico disuelto, promoviendo la expansión lateral de la pluma de CO₂ dentro del medio poroso.

CONCLUSIONES

- Los experimentos en celda de flujo cuasi-2D permitieron visualizar y comprender los mecanismos de interacción entre CO₂, salmueras y medios porosos, aportando información relevante para el almacenamiento geológico de CO₂.
- Los medios con mayor concentración salina favorecen la precipitación de sales, principalmente en zonas dominadas por gas, lo que podría generar obstrucción de poros y disminución de la permeabilidad durante el almacenamiento geológico de carbono
- La salinidad del medio influye en la migración del CO₂ en el medio poroso, requiriendo más tiempo para que el CO₂ pueda disolverse.

RECONOCIMIENTOS

Se agradece el apoyo financiero de la Agencia Noruega para el Desarrollo y Cooperación (NORAD) a través del proyecto NORHED II “CO₂-Enhanced Oil Recovery (EOR) for CCUS in Colombia and Ecuador” (Grant 71660), proyecto FICT-300-2020.