

## Interakcja skała–solanka–CO<sub>2</sub>

Renata Cicha-Szot<sup>1</sup>, Grzegorz Leśniak<sup>1</sup>



R. Cicha-Szot



G. Leśniak

**Rock–brine–CO<sub>2</sub> interaction.** Prz. Geol., 71: 164–168; doi: 10.7306/2023.8

*A b s t r a c t.* The rock–brine–CO<sub>2</sub> interaction significantly affects the mechanism and efficiency of the geological storage process. Therefore, learning and understanding the processes occurring in the pore space is extremely important to ensure the safe large-scale storage of this gas. A measurement procedure was developed to assess changes in petrophysical parameters under the influence of CO<sub>2</sub>. A specialized test stand was designed and built to simulate rock–brine–CO<sub>2</sub> interaction under simulated reservoir conditions. The research was carried out on samples of carbonate rocks and Cambrian sandstones. In most cases, an improvement of filtration parameters in the 5–20% range was observed. In the case of samples in which the dominant mineral was calcite, the increase in filtration parameter values reached 200–400%.

An increase in the diameter of the pore channels and a change in the surface roughness, as well as greater hydraulic connectivity of the pore space, will affect the capillary forces and the loss of continuity of the non-wetting fluid flow, limiting capillary trapping in the near-wellbore zone.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> interactions, brine, reservoir rock, CCS

Od czasu rewolucji przemysłowej emisja antropogenicznego dwutlenku węgla do atmosfery rośnie wykładniczo i powoduje ocieplenie klimatu. Współcześnie uważa się, że redukcja antropogenicznych emisji dwutlenku węgla pochodzących ze spalania paliw kopalnych może być realizowana poprzez:

- poprawę efektywności energetycznej i zmniejszenie zapotrzebowania na energię (nie tylko w przemyśle, ale także w transporcie samochodowym, rolnictwie, budownictwie, usługach, sektorze gospodarki odpadami i gospodarstwach domowych);
- wykorzystywanie odnawialnych oraz alternatywnych źródeł energii (energii wiatru, słonecznej, biomasy, geotermalnej itp.);
- CCS – wychwytywanie i geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> (inaczej geologiczną sekwestrację).

Wielkoskalowe składowanie CO<sub>2</sub> w głębokich strukturach geologicznych (w szcerpanych złożach węglowodórów, głębokich solankowych poziomach wodonośnych lub nieeksploatowanych pokładach węgla), w których dwutlenek węgla zostaje uwięziony w przestrzeniach porowych lub związany w strukturze minerałów, pozwoli uzyskać wymierny efekt w stosunkowo niedługim czasie.

Geologiczna sekwestracja dwutlenku węgla jest realizowana od 1970 r. Do końca 2017 r. zmagazynowano na świecie 30,4 Mt CO<sub>2</sub>. Współcześnie możliwe jest magazynowanie ok. 3,7–4,2 Mt CO<sub>2</sub>/rok (Friedlingstein i in., 2022). Ponad 28 Mt CO<sub>2</sub> zatłoczono do złóż węglowodórów w celu zwiększenia współczynnika ich szcerpania (McGlade, 2019).

Złoże ropy naftowej, którego wydobywanie zwiększono z zastosowaniem zatłaczania CO<sub>2</sub>, po szcerpaniu łatwo można przekształcić w magazyn tego gazu. Możliwości magazynowe struktur wodonośnych oraz złóż węglowodórów szacuje się na 5–25 tys. Gt CO<sub>2</sub>. Ich pojemność jest zatem większa niż potrzebna do powstrzymania ocieplenia klimatu o 1,5°C (Kelemen i in., 2019).

### SEKWESTRACJA CO<sub>2</sub> W POLSCE

W Polsce jest realizowanych kilka przedsięwzięć polegających na zatłaczaniu CO<sub>2</sub> do głębokich formacji geologicznych. Od 1995 r. do złoża Borzęcin jest zatłaczany odpadowy gaz kwaśny pochodzący z oczyszczania gazu ziemnego. Zawiera on 60% CO<sub>2</sub> oraz siarkowodor i węglowodory. W sumie do górotworu zatłoczono 3,5 mln m<sup>3</sup> tego gazu, wspomagając w ten sposób wydobywanie ze złoża gazu ziemnego. Drugie przedsięwzięcie tego typu jest realizowane w Kopalni Ropy Naftowej *Radoszyn*. Oba projekty w znacznym stopniu ograniczyły emisję kwaśnych gazów do atmosfery. Ponadto w miejscowości Kaniów na Górnym Śląsku, w ramach realizacji międzynarodowych projektów badawczo-rozwojowych RECOPOL oraz CO2ReMoVe, przeprowadzono eksperyment zatłoczenia do głębokich, nieeksploatowanych pokładów węgla 760 ton dwutlenku węgla i uzyskania z nich metanu.

### PODSTAWY METODYCZNE SEKWESTRACJI CO<sub>2</sub>

Zatłaczany do struktur geologicznych dwutlenek węgla oddziałuje zarówno ze skałami, jak i płynami złożowymi poprzez:

- rozpuszczanie w płynach złożowych – powodujące zmianę pH i lepkości płynów;
- reakcję z minerałami skał;
- wytrącanie nowych faz mineralnych.

Dla podziemnego składowania niezwykle istotne jest poznanie zjawisk zachodzących po wtłoczeniu CO<sub>2</sub> do górotworu, ocena mechanizmów chemicznego i fizycznego wiązania tego gazu oraz interakcji CO<sub>2</sub>–skała–płyn (Tarkowski, 2005; Tarkowski, Uliasz-Misiak, 2007; Tarkowski, Manecki, 2009). Rozpuszczalność dwutlenku węgla w solance zależy od jej ciśnienia, temperatury oraz zasolenia – wzrasta wraz ze wzrostem ciśnienia, ale maleje wraz ze wzrostem zasolenia i temperatury. W wyniku rozpuszczania

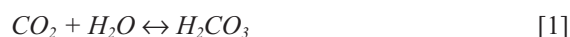
<sup>1</sup> Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Lubicz 25A; 31–503 Kraków; lesniak@inig.pl; ORCID ID: R. Cicha-Szot – 0000-0002-8640-3438; G. Leśniak – 0000-0003-4436-4108

CO<sub>2</sub> w solance powstaje kwas węglowy, który dysocjuje, uwalniając jony wodoru, a zatem powoduje obniżenie pH solanki (Adebayo i in., 2014). Jeśli w skałach są obecne jony metali (Ca, Mg, Fe), dochodzi wówczas do wytrącenia węglanów. Należy jednak pamiętać, że kinetyka rozpuszczania CO<sub>2</sub> w solance jest znacznie szybsza niż reakcja kwasu węglowego z jonami metali – jest to tzw. mineralne pułpowanie (Kharaka i in., 2006).

Nadmiar kwasu węglowego może powodować rozpuszczanie minerałów. Pułpowanie mineralne na skutek interakcji CO<sub>2</sub>–solanka–krzemian odbywa się poprzez uwolnienie kationów dwuwartościowych podczas rozpuszczania krzemianów i wzrost pH, który ułatwia wytrącanie węglanów (Noiriel, Daval, 2017).

Głównymi składnikami skał węglanowych są kalcyt (CaCO<sub>3</sub>) i dolomit (Ca, Mg) (CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>. Zatlaczanie CO<sub>2</sub> do skał węglanowych obniża pH krążących w nich płynów złożowych do ok. 3,5, co może skutkować rozpuszczaniem pierwotnych minerałów matrycy skalnej i wytrąceniem minerałów wtórnych (Mohamed i in., 2012, Labus i in., 2015).

Podczas kontaktu dwutlenku węgla z wodą złożową następuje rozpuszczenie CO<sub>2</sub> w wodzie zgodnie z reakcjami:



Rozpuszczone w wodzie CO<sub>2</sub> tworzy słaby kwas węglowy ( $K_a = 4,5 \times 10^{-7}$ ), który rozpuszcza składniki mineralne szkieletu oraz cementu skał węglanowych. Prowadzi to do modyfikacji przestrzeni porowej, skutkiem czego są zmiany parametrów petrofizycznych oraz właściwości geomechanicznych skał (moduły Younga i Poissona). Wyniki wielu badań wskazują na zmianę parametrów petrofizycznych skał na skutek magazynowania w nich CO<sub>2</sub> (Gupta, 2010; Vanorio i in., 2011; Alam i in., 2014; Nur i in., 2018; Steel i in., 2018; Fatima i in., 2021). W matrycy skalnej zaobserwowano wytrącanie minerałów, ale w strefie iniekcji ich rozpuszczanie (Gupta, 2010). Stwierdzono również zmiany właściwości petrofizycznych spowodowane przez rozpuszczanie mikrokrystalicznego spoiwa skał (Vanorio i in., 2011; Nur i in., 2018).

Mohamed i in. (2010, 2011) stwierdzili, że reaktywność chemiczna CO<sub>2</sub> z matrycą skalną ściśle zależy od składu towarzyszącej im solanki, natomiast nie zauważono bezpośredniej zależności zmiany przepuszczalności skał od schematu iniekcji, temperatury i wydatku zatlaczanego CO<sub>2</sub> (ilości w jednostce czasu). Wyniki niektórych badań wskazują, że właściwości petrofizyczne i mechaniczne skał zależą od udziału w ich składzie węglanów (Rutqvist i in., 2008; Vanorio i in., 2011; Alam i in., 2014).

W celu ograniczenia ryzyka migracji CO<sub>2</sub> i niekontrolowanych wycieków tego gazu z potencjalnych struktur sekwestracyjnych wytypowanych na obszarze Polski, konieczne jest przeprowadzenie badań i modelowań geochemicznych.

Wstępne badania laboratoryjne 3 próbek skał pochodzących z różnych zbiorników sedymentacyjnych – piaskowca węglowieckiego, dolomitu głównego oraz czerwonego spagowca – dały niejednoznaczne wyniki (Szufflita, 2016). Na skutek interakcji skał z CO<sub>2</sub> stwierdzono bowiem spadek przepuszczalności (–14,5%) i porowatości (–2,5%) piaskowca węglowieckiego, znaczący spadek

przepuszczalności (–68%) i poprawę porowatości (+14%) piaskowca czerwonego spagowca oraz poprawę przepuszczalności (+4%) bez zmiany porowatości dolomitu głównego (Szufflita, 2016). Wyniki te świadczą o dużej różnorodności analizowanego materiału skalnego i konieczności zastosowania odpowiedniego protokołu badawczego.

## MATERIAŁ BADAWCZY

Próbki skał przeznaczone do analizy interakcji z płynami złożowymi i CO<sub>2</sub> zostały dobrane tak, aby spełniały następujące warunki:

- miały dużą porowatość – preferowana powyżej 15%;
- charakteryzowały się stosunkowo wysoką przepuszczalnością – preferowana powyżej 50 mD;
- składały się tylko z kilku minerałów;
- ich płynami złożowymi były gaz ziemny i ropa naftowa.

Po przeanalizowaniu dostępnego materiału rdzeniowego oraz archiwalnych wyników badań laboratoryjnych parametrów petrofizycznych i składu mineralnego do badań wytypowano 10 próbek skał, w tym:

- 4 próbki dolomitu głównego (Ca<sub>2</sub>) z bloku Gorzowa – 2 próbki z otworu BA1 w złożu Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) i 2 próbki z otworu L2 w złożu Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG);
- 4 próbki wapienia cechsztyńskiego (Ca<sub>1</sub>) z wału wolsztyńskiego – 2 próbki z otworu BK19 w złożu Kościan i 2 próbki z otworu BR7 w złożu Brońsko;
- 2 próbki piaskowców kambryjskich z syneklizy perybałtyckiej (PB 2A i PB 3A), które są rozważane jako miejsce sekwestracji CO<sub>2</sub> na szelfie bałtyckim.

## METODYKA

Program badań interakcji skała–solanka–CO<sub>2</sub> obejmował:

- zaprojektowanie i wykonanie pojemników (tzw. autoklawów) do przechowywania próbek skał;
- wytypowanie próbek skał do badań;
- badania petrofizyczne;
- analizy mineralogiczne;
- sezonowanie próbek w autoklawach wypełnionych solanką i CO<sub>2</sub>;
- charakterystykę petrofizyczną i mineralogiczną skał po interakcji z solanką i CO<sub>2</sub>;
- analizę wykorzystanych do badań gazów i solanek.

Do badań użyto oryginalnych solanek złożowych. Analizy petrofizyczne obejmowały pomiary przepuszczalności absolutnej, porowatości całkowitej oraz badania porozymetryczne (MICP). Przeprowadzono analizy mineralogiczne XRD oraz obserwacje w skaningowym mikroskopie elektronowym (SEM). Wszystkie wykorzystane do badań solanki poddano analizie chemicznej.

W autoklawach umieszczano próbki skał w kształcie walców o średnicy 2,54 cm i wysokości ok. 4 cm, zgłady polerowane tych walców o grubości 0,5 cm (wykorzystane do obserwacji w SEM) oraz połowy plastrów tych walców o miąższości 7 mm (badania MICP).

Walce, zgłady i fragmenty skał przeznaczone do badania MICP wkładano do autoklawów, zalewano solanką i dopuszczano do nich CO<sub>2</sub>. Pojemniki napełniano CO<sub>2</sub> w taki sposób, by zagwarantować wyparcie z nich powietrza atmosferycznego. Następnie autoklawy wkładano do łaźni wodnej, w której utrzymywano stałą temperaturę 50°C. Po upływie 117 dni pobierano gaz z pojemników i poddawano

go analizie molekularnej i izotopowej. Próbki skalne ponownie poddawano analizom petrofizycznym (MICP, porowatość, przepuszczalność) oraz obserwacjom w SEM i badano skład chemiczny solanek.

## DYSKUSJA WYNIKÓW

Wyniki analiz pH i Eh solanek wskazały, że w zależności od składu mineralnego skał, ich interakcja z solanką i CO<sub>2</sub> jest odmienna. W skałach węglanowych obserwowano spadek pH solanki oraz w większości przypadków znaczny wzrost potencjału redoks. W dwóch pojemnikach z piaskowcami kambry nastąpił wzrost pH o 4,6 i 1,6% oraz spadek Eh o 15,7 i 8,1%. W części próbek pochodzących ze złóż ropy naftowej zaobserwowano ślady węglowodorów, co można wytłumaczyć rozpuszczaniem cementów i uwolnieniem ropy naftowej z zamkniętych porów.

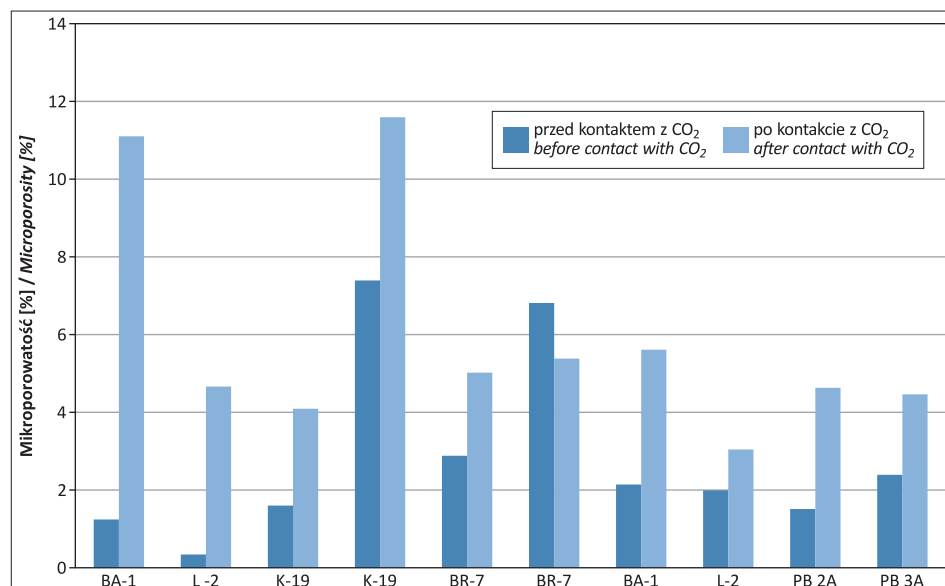
We wszystkich próbkach gazów pobranych z autoklawów stwierdzono występowanie metanu, najwięcej było go w próbkach z otworów BR-7 i BA-1. W próbce BR-7 stosunek H<sub>2</sub> : CO wyniósł 3 : 1, co stanowi idealny stosunek do reakcji Fischera-Tropscha [3, 4], w wyniku której z mieszaniny tlenku węgla i wodoru powstają węglowodory (Davis, Ocelli, 2006):



Do zainicjowania tej reakcji są wymagane katalizatory – Fe lub Mo – oraz odpowiednie warunki ciśnienia i temperatury. Natomiast w próbce BA-1 stosunek ten wyniósł aż 6 : 1.

Największe stężenie wodoru (0,005–0,02% obj. H<sub>2</sub>) zaobserwowano w gazach pobranych z autoklawów, w których przechowywano próbki skał składających się głównie z kalcytu. Znaczące ilości wodoru (0,005–0,007% obj. H<sub>2</sub>) zaobserwowano również po interakcji CO<sub>2</sub> z piaskowcem kambryjskim, co można tłumaczyć procesem rozpuszczania obwoidek kwarcowych.

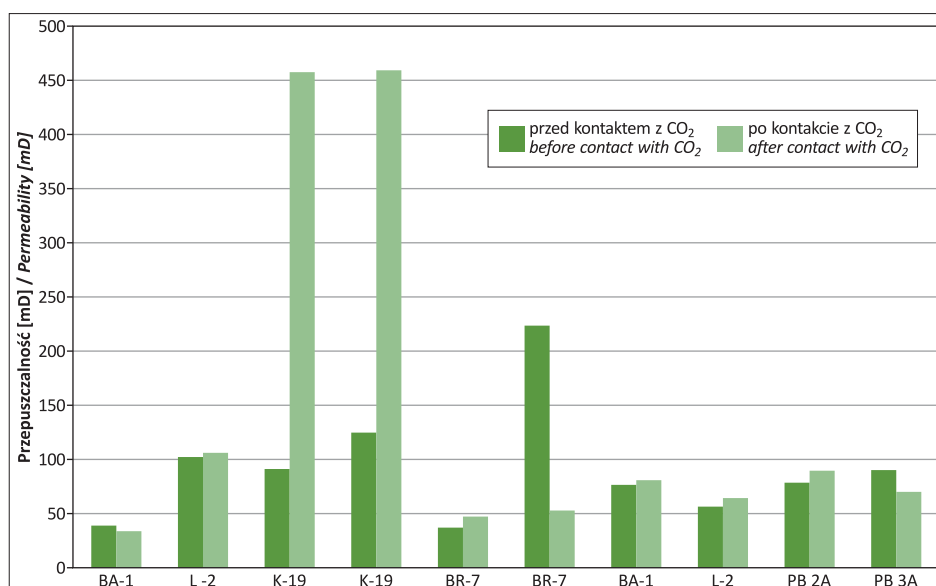
Obserwując próbki węglanów w skaningowym mikroskopie elektronowym zauważono, że w zależności od składu szkieletu skalnego w skałach tych dominują procesy rozpuszczania dolomitu, kalcytu, ankerytu i anhidrytu oraz krystalizacja wtórnego anhidrytu, ankerytu, tlenków i wodorotlenków Fe oraz kryształów halitu. Procesy rozpuszczania prowadzą do wytwarzania porowatości wtórnej (ryc. 1, 3). Ma ona formę wżerów w ziarnach kalcytu i dolomitu. Rozpuszczanie jest również widoczne



**Ryc. 1.** Wpływ interakcji CO<sub>2</sub>–solanka–skała na mikroporowatość skały  
**Fig. 1.** Effect of CO<sub>2</sub>–brine–rock interaction on microporosity



**Ryc. 2.** Wpływ interakcji CO<sub>2</sub>–solanka–skała na przepuszczalność skały  
**Fig. 2.** Effect of CO<sub>2</sub>–brine–rock interaction on permeability

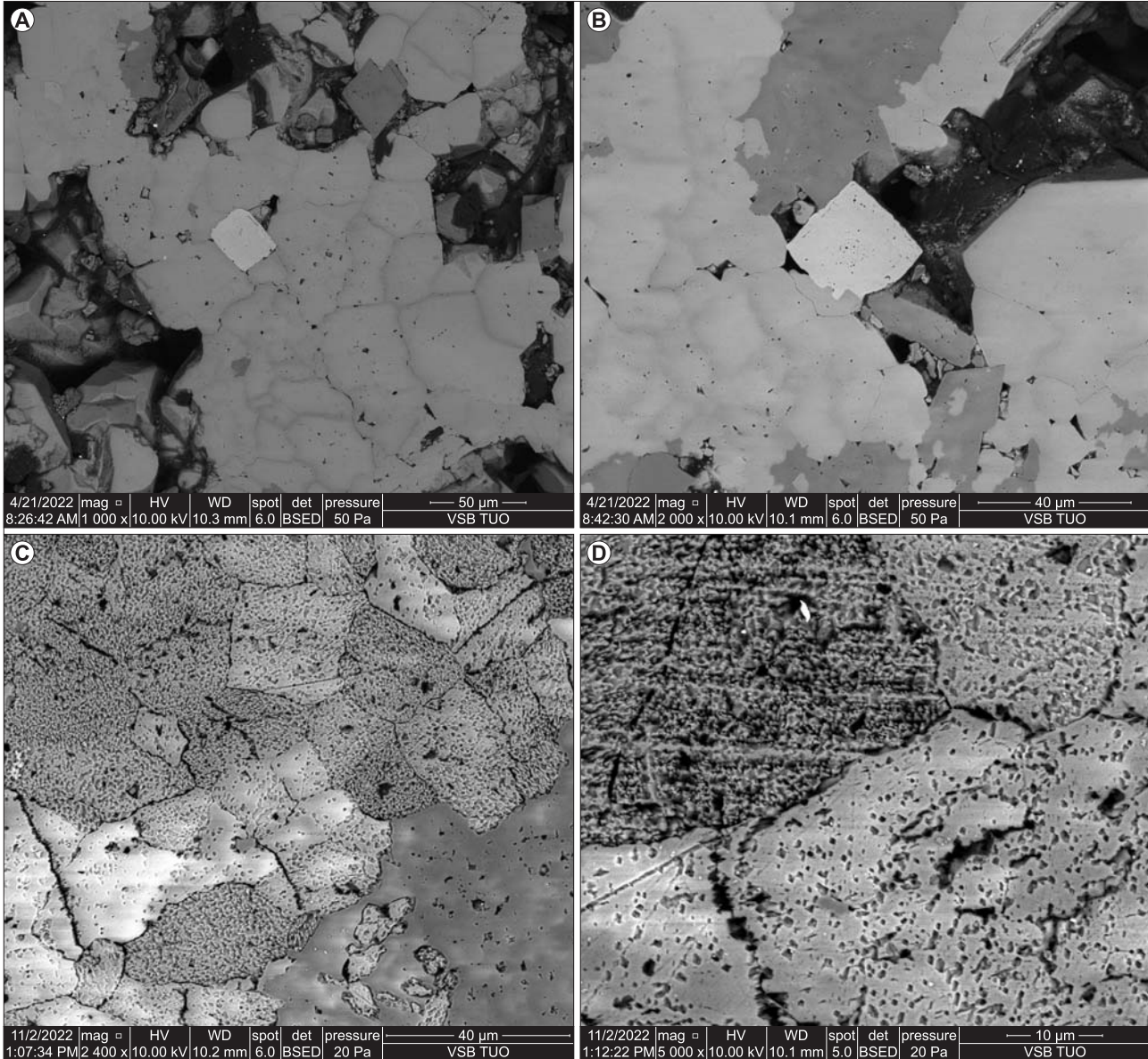




w dużych kanałach łączących pory. W piaskowcach kambru zaobserwowano rozpuszczanie dolomitu, pirytu, obwódki kwarcowych oraz krystalizację halitu i kwarcu. Procesy rozpuszczania prowadzą do powstawania mikroporów (ryc. 1).

Na podstawie wyników analiz petrofizycznych wykonanych po sezonowaniu próbek skał w autoklawach, czyli

po ich interakcji z solanką i CO<sub>2</sub>, stwierdzono znaczną poprawę ich przepuszczalności absolutnej (ryc. 2). Największy wzrost przepuszczalności (400–502%) nastąpił w skałach węglanowych, w których dominował kalcyt. W próbkach tych skał (K-19, BR-7) zaobserwowano głównie rozpuszczanie kalcytu, dolomitu i anhydrytu (ryc. 2). Zwiększenie przepuszczalności pozostałych próbek skał było mniejsze



**Ryc. 3.** Zdjęcia mikroskopowe próbek skał węglanowych przed interakcją z CO<sub>2</sub> i solanką (A, B) oraz po niej (C, D): **A** – szkielet skalny składa się z kalcytu i dolomitu (obok czystych minerałów są widoczne ciągłe przejścia szeregu kalcyt–dolomit). Przestrzeń porową zabudowują ziarna anhydrytu. Powierzchnie ziaren są gładkie. Są na nich bardzo nieliczne, drobne pory. Duże pory są czyste. W części porów jest widoczna substancja organiczna; **B** – szkielet skalny tworzą kryształy kalcytu i dolomitu. W części porów są widoczne kryształy dolomitu oraz substancja organiczna; **C** – ziarna kalcytu i dolomitu noszą ślady silnego rozpuszczenia. Większe ślady rozpuszczenia są widoczne na ziarnach kalcytu. Pomiędzy ziarnami szkieletu skały pojawiły się mikroszczeliny; **D** – ziarna kalcytu i dolomitu są silnie rozpuszczone. Większe ślady rozpuszczenia są widoczne na ziarnach kalcytu. W ziarnach dolomitu powstały mniejsze mikropory. Rozpuszczanie na kontaktach ziaren doprowadziło do powstania pseudomikroszczelin. Fot. D. Matysek

**Fig. 3.** Micrographs of carbonate rock samples before interaction with CO<sub>2</sub> and brine (A, B) and after interaction (C, D): **A** – rock skeleton consists of calcite and dolomite (next to pure minerals, continuous transitions of the calcite–dolomite series are visible). The pore space is filled with anhydrite grains. The grain surfaces are smooth. There are very few small pores on them. Large pores are clean. Organic matter is visible in some of the pores; **B** – rock skeleton is made of calcite and dolomite crystals. Dolomite crystals and organic matter are visible in some of the pores; **C** – calcite and dolomite grains show signs of strong dissolution. Calcite grains dissolved more strongly. Micro-cracks appeared between the grains of the rock skeleton; **D** – calcite and dolomite grains are strongly dissolved. The dissolution process left larger traces on the calcite grains. Smaller micropores were formed in the dolomite grains. Dissolution at the grain contacts led to the formation of pseudo-microfissures. Photo by D. Matysek

– mieściło się w przedziale 5–27%. W badaniach MİCP zaobserwowano zmiany mikroporowatości oraz rozkładu przestrzeni porowej. Po kontakcie z CO<sub>2</sub> wzrosła również mikroporowatość próbek piaskowców kambryjskich PB 2A i PB 3A, odpowiednio o 300 i 190%, natomiast zmiany przepuszczalności nie były tak znaczące i wyniosły odpowiednio +14 i –22%. Spadek przepuszczalności prawdopodobnie jest spowodowany wytrąceniem minerałów wtórnych, które blokują część pierwotnych ścieżek przepływu.

## WNIOSKI

- ❑ W trakcie interakcji skał węglanowych z solanką i CO<sub>2</sub> zachodzą procesy rozpuszczania cementu oraz szkieletu skał (kalcyt, dolomit i anhydryt), a także – krystalizacji (kalcyt, dolomit, ankeryt, anhydryt i halit).
- ❑ Na skutek rozpuszczania ziaren kalcytu, dolomitu oraz anhydrytu w badanych skałach węglanowych powstały pory międzyziarnowe i wewnątrzziarnowe, a zatem zwiększyła się mikroporowatość skał, a w efekcie wytrawiania powierzchni wymienionych minerałów zwiększyła się chropowatość skał.
- ❑ Interakcja skał węglanowych z solanką i CO<sub>2</sub> prowadzi do polepszenia ich parametrów petrofizycznych (zwiększenia porowatości i przepuszczalności średnio o 15%). Poprawa parametrów filtracyjnych skał, w których składzie dominuje kalcyt, może osiągać nawet 200–400%.
- ❑ W większości analizowanych próbek skał zaobserwowano zwiększenie średnic skomunikowanych kanałów porowych, co mogło być spowodowane rozpuszczaniem brzegów makroporów i w efekcie powodowało wzrost porowatości skał po sezonowaniu ich próbek w atmosferze CO<sub>2</sub>.
- ❑ Rozpuszczanie prowadzi do powstawania pseudomikroszczelin w cementie anhydrytowym oraz w cementach dolomitowych i kalcytowych – ma to duży wpływ na przepuszczalność, mniejszy na porowatość.
- ❑ Procesy krystalizacji są najaktywniejsze w porach o średniej wielkości.
- ❑ Parametry petrofizyczne piaskowców kambryjskich nie uległy drastycznym zmianom na skutek zatłaczania CO<sub>2</sub>, jednak należy zwrócić uwagę na możliwość tworzenia się w nich trudno usuwalnych pól solnych, które mogą ograniczać parametry filtracyjne tych skał.
- ❑ W piaskowcach kambryjskich rozpuszczenie ich cementu węglanowego i obwódek kwarcowych doprowadziło do skomunikowania zamkniętych porów, co spowodowało uwolnienie z nich ropy naftowej.
- ❑ Zwiększenie zawartości węglanów w wodach złożowych będzie prowadzić do krystalizacji cementów węglanowych w skałach uszczelniających.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Próba ilościowej oceny zmian porowatości na skutek interakcji w układzie skała-solanka-gaz*, praca INiG-PIB; nr zlecenia: 0063/SI/2022, nr archiwalny: DK-4100-0051/2022. Autorzy składają także podziękowania dr. hab. Katarzynie Jarmolowicz-Szulc prof. PIG-PIB oraz drugiemu anonimowemu Recenzentowi za niezwykle życzliwe i pomocne w poprawieniu tekstu uwagi.

## LITERATURA

ADEBAYO A.R., MAHMOUD M., AL-YOUSEF H.Y. 2014 – Challenges of Resistivity Log As A Monitoring Technique During Carbon Diox-

ide Sequestration in Carbonate Formations. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2014; doi: <https://doi.org/10.2118/172356-MS>

ALAM M.M., HJULER M.L., CHRISTENSEN H.F., FABRICIUS I.L. 2014 – Petrophysical and rock-mechanics effects of CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery: Experimental study on chalk from South Arne field, North Sea. J. Petroleum Science and Engineering. Society of Petroleum Engineers, 122: 468–487.

DAVIS B.H., OCELLI M.L. (red.) 2006 – Fischer-Tropsch Synthesis, Catalysts and Catalysis. Studies in Surface Science and Catalysis, 163. FATIMA S., KHAN H., MUHAMMAD M., TARIQ Z., ABDALLA M., MOHAMED M. 2021 – An Experimental and Simulation Study of CO<sub>2</sub> Sequestration in an Underground Formations; Impact on Geomechanical and Petrophysical Properties. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, event canceled, November 2021; doi: <https://doi.org/10.2118/204726-MS>

FRIEDLINGSTEIN P. i in. 2022 – Global Carbon Budget 2022 Earth Syst. Sci. Data, 14: 4811–4900.

GUPTA A. 2010 – Capacity and constraints for carbon dioxide sequestration in aquifers and depleted oil/gas reservoirs in carbonate environment, Society of Petroleum Engineers – SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization 2010. Society of Petroleum Engineers: 26–36. <https://doi.org/10.2118/135595-ms>

KELEMEN P., BENSON SM, PILORGE H, PSARRAS P. WILCOX J. 2019 – An Overview of the Status and Challenges of CO<sub>2</sub> Storage in Minerals and Geological Formations. Front. Clim., 1: 9.

KHARAKA Y.K., COLE D.R., THORSEN J.J. KAKOUBOS E., NANCE H.S. 2006 – Gas-water-rock interactions in sedimentary basins: CO<sub>2</sub> sequestration in the Frio Formation, Texas, USA. J. Geochem. Explor., 89: 183–186.

LABUS K., TARKOWSKI R., WDOWN M. 2015 – Modeling gas-rock-water interactions in carbon dioxide storage capacity assessment: a case study of Jurassic sandstones in Poland. Intern. J. Environmental Sci. Technol., 12/8: 2493–2502.

MOHAMED I.M., HE J., MAHMOUD M.A., NASR-EL-DIN H.A. 2010 – Effects of pressure, CO<sub>2</sub> volume, and the CO<sub>2</sub> to water volumetric ratio on permeability change during CO<sub>2</sub> sequestration, Society of Petroleum Engineers – 14<sup>th</sup> Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2010, ADIPEC 2010: 252–264. <https://doi.org/10.2118/136394-ms>

MOHAMED I.M., HE J., NASR-EL-DIN H.A. 2011 – Permeability change during CO<sub>2</sub> injection in carbonate rock: A coreflood study, SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. Society of Petroleum Engineers: 174–190; <https://doi.org/10.2118/140943-ms>

MOHAMED I.M., HE J., NASR-EL-DIN H.A. 2012 – Carbon dioxide sequestration in dolomite rock. Society of Petroleum Engineers – International Petroleum Technology Conference 2012: 2292–2317; <https://doi.org/10.2523/iptc-14924-ms>

NORIEL C., DAVAL D. 2017 – Pore-Scale Geochemical Reactivity Associated with CO<sub>2</sub> Storage: New Frontiers at the Fluid-Solid Interface, Accounts of Chemical Res., 50: 759–768.

NUR A., VANORIO T., DIAZ E. 2018 – Effects of carbon dioxide injection in reactive carbonates: Computational rock physics basis for time-lapse monitoring, Society of Petroleum Engineers – SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2011. Society of Petroleum Engineers: 302–307; <https://doi.org/10.2118/149065-ms>

RUTQVIST J., BIRKHOLZER J.T., TSANG C.F. 2008 – Coupled reservoir-geomechanical analysis of the potential for tensile and shear failure associated with CO<sub>2</sub> injection in multilayered reservoir-caprock systems. Int. Rock J. Mech. Min. Sci., 45: 132–143.

STEEL L., MACKAY E., MAROTO-VALER M.M. 2018 – Experimental investigation of CO<sub>2</sub>-brine-calcite interactions under reservoir conditions. Fuel Processing Technol., 169: 122–131.

SZUFLITA S. 2016 – Badania laboratoryjne oddziaływania gazów kwaśnych na skałę zbiornikową w procesach sekwestracji CO<sub>2</sub>. Nafta-Gaz, 7: 520–527.

TARKOWSKI R. 2005 – Geologiczna sekwestracja CO<sub>2</sub>. IGSMiE PAN, Kraków, Stud., Rozpr., Monogr., 132.

TARKOWSKI R., ULIASZ-MISIĄK B. 2007 – Podziemne magazynowanie – sposób na dwutlenek węgla. Prz. Geol., 8: 655–660.

TARKOWSKI R., MANECKI M. 2009 – Badania oddziaływania CO<sub>2</sub> na mezozoiczne skały zbiornikowe w celu określenia ich przydatności do geologicznej sekwestracji dwutlenku węgla. Inst. GSMiE PAN.

VANORIO T., NUR A., DIAZ E. 2011 – The Rock Physicochemical Basis for Time-Lapse Seismic Reservoir Monitoring of CO<sub>2</sub> Injection. SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers; <https://doi.org/10.2118/149031-ms>

Praca wpłynęła do redakcji 31.03.2023 r.  
Akceptowano do druku 8.04.2023 r.