

## Czy CO<sub>2</sub> można składować w łupkach gazonośnych i dlaczego? ShaleSeq – projekt finansowany ze środków funduszy norweskich

Marek Jarosiński<sup>1</sup>



Can we store CO<sub>2</sub> in gas-bearing shales and why? ShaleSeq Project financed by Norwegian funds. Prz. Geol., 64: 344–348.

*Abstract.* Properties of carbon dioxide are favourable for its storage in shale both in sorption within organic matter or free within the pore space and open fractures as supercritical fluid. Well fitted are partially depleted shale gas reservoirs, bearing a dense network of tectonic and hydraulically induced fractures, which is necessary for both gas drainage and injection of large volume of CO<sub>2</sub>. A previous analysis indicated that storage of significant amounts of CO<sub>2</sub> in productive shale complexes in the USA is technologically possible, but requires very intense gas exploitation in a vast area of several states. CO<sub>2</sub> injection in partially depleted shale gas reservoirs can contribute to the growth of gas production by approx. 5–10%. Given the current state of research and the most recent estimates of shale gas resources in Poland, one may recognize that the storage of CO<sub>2</sub> with stimulation of gas production is not a viable alternative to sequestration in saline aquifers in Poland. Interdisciplinary research, with Polish-Norwegian collaboration within the ShaleSeq Project, undertakes complex problems of physical and chemical interaction of CO<sub>2</sub> with gas-bearing shales of Pomerania. In spite of the fate of CO<sub>2</sub> storage in shales all over the world, the findings of this Project might also be relevant for conventional storage in reservoirs which are usual sealed with shale cap rock.

**Keywords:** carbon dioxide, storage, gas-bearing shale



Z punktu widzenia wielu analityków skutków zmian klimatycznych nie ma obecnie ważniejszego wyzwania dla ludzkości, w tym dla nauki, jak zapobieżenie globalnej katastrofie ekologicznej, a więc postępująca za tym zapaść społeczną i cywilizacyjną, powodowaną nadmierną emisją gazów cieplarnianych (IPCC, 2014). Dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>) emitowany przy spalaniu surowców kopalnych, będących źródłem energii napędzającej rozwój nowoczesnych społeczeństw od ponad stulecia, jest uznawany za najgroźniejszy gaz cieplarniany. Zaburza on naturalny obieg innych gazów w bio-, hydro- i atmosferze, wzbudzając w ten sposób trudną do opanowania reakcję łańcuchową, prowadzącą do przegrzania planety. Wydaje się, że, bez względu na wysokie koszty tego przedsięwzięcia, niezbędne będzie umieszczenie części emisji CO<sub>2</sub> tam, gdzie ich źródło – w przestrzeni podziemnej. Udokumentowanie miejsc potencjalnie odpowiednich dla bezpiecznego składowania miliardów ton CO<sub>2</sub> pod ziemią jest poważnym wyzwaniem dla geologów. Do niedawna jako główne składowiska były rozpatrywane dobrze uszczelnione, głębokie kolektory wypełnione solanką (Wójcicki i in., 2013; Wójcicki, 2013) lub wyeksploatowane złoża węglowodorów. Od momentu rozpoczęcia na dużą skalę wydobycia gazu z łupków coraz poważniej jest rozważana opcja wykorzystania dwutlenku węgla do stymulacji eksploatacji tych złóż z jednoczesnym trwałym jego uwięzieniem w strukturze łupków.

Składowanie CO<sub>2</sub> w szcerpanych złożach gazu z łupków jest zatem koncepcją nową, która nie znalazła jeszcze prak-

tycznego zastosowania. Dlatego też, wiedza o fizycznych i chemicznych oddziaływaniach dwutlenku węgla na skały łupkowe jest ograniczona, a w zakresie dużej skali składowania jest czysto teoretyczna. Skały łupkowe ze względu na znikomą przepuszczalność, porównywalną z granitem, są pozornie najmniej predestynowane do bycia kolektorem jakichkolwiek substancji płynnych. Niemniej szereg czynników naturalnych i technologicznych decyduje o tym, że trwałe składowanie CO<sub>2</sub> w łupkach może być rozpatrywane poważnie i mieć sens środowiskowy, a nawet ekonomiczny. Wyliczyć można szereg zalet składowania dwutlenku węgla w łupkach gazonośnych, a mianowicie: (1) zatłaczanie CO<sub>2</sub> powoduje wzrost wydobycia metanu, co może bilansować koszty koniecznych to tego przedsięwzięcia inwestycji; (2) nie występuje zagrożenie wyciekami CO<sub>2</sub> ze szczelnych kompleksów łupkowych; (3) w wielu rejonach świata łupki z węglowodorami są tak szeroko rozprzestrzenione, że otwory zatłaczające można byłoby lokalizować wprost na terenie emitenta.

### CZYNNIKI WARUNKUJĄCE MOŻLIWOŚĆ SKŁADOWANIA CO<sub>2</sub> W ŁUPKACH

Ze względu na swoje właściwości dwutlenek węgla świetnie nadaje się do stymulacji wydobycia węglowodorów zarówno ze złóż konwencjonalnych, jak i z łupków. Mniejszy rozmiar cząsteczki CO<sub>2</sub> niż metanu (tab. 1) decyduje o większej zdolności sorpcyjnej i łatwiejszym przemieszczaniu się w przestrzeni nanoporowej. Znacznie

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; marek.jarosinski@pgi.gov.pl.

**Tab. 1.** Właściwości metanu i dwutlenku węgla warunkujące ich zdolność do koncentracji i mobilność w łupkach (Trengeve & Wakeham, 1987; Kumiawan i in., 2006; <http://www.engineeringtoolbox.com/gas>)**Table 1.** Properties of methane and carbon dioxide controlling their ability to concentrate and mobility in shale (Trengeve & Wakeham, 1987; Kumiawan et al., 2006; <http://www.engineeringtoolbox.com/gas>)

	Gęstość (20°C) <i>Density (20°C)</i> [kg/m <sup>3</sup> ]	Masa molowa <i>Molar mass</i> [g·mol <sup>-1</sup> ]	Rozpuszczalność w wodzie (25°C) <i>Solubility in water (25°C)</i> [mg·l <sup>-1</sup> ]	Rozmiar cząsteczki <i>Particle size</i> [nm]	Lepkość (20°C) <i>Viscosity (20°C)</i> [10 <sup>-6</sup> Pa*s]
CH <sub>4</sub>	0,6556	16,04	22,7	0,38 (bok tetraedru / <i>tetrahedron side</i> )	11,0
CO <sub>2</sub>	1,977	44,01	1450,0	0,33 (linearna / <i>linear</i> )	14,7

większa rozpuszczalność dwutlenku węgla w wodzie sprawia, że wypiera on z solanki rozpuszczony metan. Dzięki tym właściwościom, może aktywnie wypierać metan z miejsc, w których pozostał uwieczony mimo wcześniejszego szczelinowania. Z tego punktu widzenia jedynie nieco wyższa lepkość CO<sub>2</sub> w relacji do metanu jest cechą niekorzystną dla penetracji w łupkach, ale różnice lepkości są na tyle nieduże, że mogą być pominięte.

Złoża gazu z łupków pod wieloma względami nadają się do składowania CO<sub>2</sub>. Wszystkie złoża w USA i Kanadzie, a także formacje uznawane za perspektywiczne w Polsce, znajdują się na głębokościach gwarantujących utrzymanie CO<sub>2</sub> w stanie nadkrytycznym, tzn. o znacznie większej gęstości niż faza gazowa. Do osiągnięcia takiego stanu w warunkach ciśnień hydrostatycznych potrzebna jest głębokość większa od 800 m (ciśnienie 7,4 MPa) oraz temperatura 31°C. W Polsce, przy typowych głębokościach formacji perspektywicznych przekraczających 3000 m, warunki te są aż nadto spełnione. Ponadto zdolność łupków gazonośnych do adsorpcji CO<sub>2</sub> jest znaczna z powodu podwyższonej zawartości materii organicznej, której właściwości sorpcyjne są większe niż innych minerałów tworzących łupki. Szacuje się, że efektywność sorpcyjna łupków gazonośnych jest ok. 1,3 do 4,2 razy większa względem CO<sub>2</sub> niż względem metanu (Dilmore, 2012). Na przykład, dla łupków Marcellus (USA) przy zawartościach węgla organicznego (TOC – *Total Organic Carbon*) rzędu 2,5–3,0%, adsorpcja CO<sub>2</sub> wynosi ok. 12 kg/t łupku i jest ok. 3 razy większa niż adsorpcja metanu. Z kolei w łupkach Barnett (USA) adsorpcja CO<sub>2</sub> wzrasta z 2 kg/t dla TOC 1% do ok. 20 kg CO<sub>2</sub>/t dla TOC 4% (Kang i in., 2011).

Występowanie w złożu gęstego systemu szczelin hydraulicznych, koniecznych do eksploatacji metanu, umożliwia rozptył CO<sub>2</sub> i równomierne nasycenie rozległej przestrzeni składowania. Im mniejsza jest przepuszczalność matrycy skalnej, tym większa gęstość drenujących szczelin jest wymagana do utrzymania ekonomicznego tempa eksploatacji metanu lub zatłaczania CO<sub>2</sub>. Korzystne warunki dla powstania gęstej sieci szczelin wiążą się z podwyższoną kruchością skały, którą zapewnia stosunkowo duży udział minerałów diagenetycznych – zwłaszcza krzemionki i węglanów w spoiwie łupku. Natomiast, wzrost zawartości minerałów ilastych powyżej 40% wpływa niekorzystnie na kruchość łupku. Dodatkowym efektem mogącym wpłynąć na wzrost przepuszczalności, może być mikrospekowanie termiczne ścian szczelin towarzyszące zatłaczaniu chłodnego CO<sub>2</sub>, które powinno udrażniać kontakt z matrycą skalną.

Nadmiar iłóv ułatwia też mechaniczną kompaktację osadu, przyczyniając się do redukcji porowatości i przepusz-

czalności. Czynnikiem ograniczającym te niekorzystne zjawiska, zarówno z punktu widzenia eksploatacji gazu, jak i pośrednio dla składowania CO<sub>2</sub>, jest nadciśnienie płynów porowych redukujących kompaktację. Jest ono również istotne z punktu widzenia zainicjowania produkcji, gdyż pozwala na skuteczne wyparcie ze złoża płynu szczelinującego oraz wzmacnia efekt desorpcji pod wpływem większego gradientu spadku ciśnienia podczas produkcji metanu. Jest to czynnik istotny, gdyż szacuje się, że w złożach USA adsorbowane jest 3/5 do 1/5 całkowitej zawartości metanu w łupkach. Oznacza to, że reszta jest gazem swobodnym występującym w przestrzeni porowej i szczelinowej oraz, w niewielkiej części, rozpuszczonym w solance.

Z powyższych wywodów wynika, że odpowiedź na pytanie zawarte w tytule artykułu zabrzmi: TAK, właściwości fizyczne CO<sub>2</sub> sprzyjają trwałemu jego składowaniu w szcerpanych złożach gazu z łupków.

### EFEKTYWNOŚĆ I SKŁADOWANIA CO<sub>2</sub> W ŁUPKACH

Koncepcja składowania CO<sub>2</sub> w łupkach jest relatywnie nowa. Pierwsze poświęcone jej badania zostały przeprowadzone przed paru laty (Nuttall, 2010; U.S. Department of Energy, 2012, 2013). Jedynie projekty wykonane w USA opierają się na realnych danych eksploatacyjnych, dlatego potencjalne efekty zatłaczania CO<sub>2</sub> do łupków najlepiej jest przedstawić na ich podstawie. Najwięcej uwagi poświęcono dwóm kompleksom łupkowych w basenie przedgórnym Appalachów: dewońskiemu – Marcellus i dolnopaleozoicznemu – Utica (Petrasak, 2011; Godec i in., 2013a). Łupki Utica, ze względu na większą głębokość i pozycję w profilu stratygraficznym, są często uznawane za najbliższy analog formacji łupków gazonośnych z Pomorza, aczkolwiek cechują się wyższą zawartością i odmiennym składem materii organicznej oraz większą miąższością.

Kolektory łupkowe od konwencjonalnych odróżnia fakt, że ich realna pojemność dla CO<sub>2</sub> jest silnie uwarunkowana czynnikami technologicznymi, które są narzucone przez sposób udostępnienia złoża. W obliczeniach pojemności CO<sub>2</sub> (Godec i in., 2013b) zastosowano matematyczne modelowanie, kalibrowane realnymi krzywymi spadku produkcji, oraz typowe założenia technologiczne. Przyjęto mianowicie, że zatłaczanie CO<sub>2</sub> rozpocznie się po dziesięcioletniej produkcji metanu, kiedy spada ona do poziomu kilku procent w relacji do pierwszego roku eksploatacji, i że będzie trwało przez kolejnych 20 lat. Założono, że zatłaczanie będzie się odbywało co drugim otworem pozio-

mym (wcześniej eksploatacyjnym), a pozostałe otwory w dalszym ciągu będą produkowały metan. Nominalnie, otwory zatłaczające, podobnie jak produkcyjne, mają być poprowadzone na głębokości 1770 m, a ich odcinki poziome – o długości 700 m – mają zawierać 20 interwałów szczelinowanych. Modele wskazują, że przy takiej konfiguracji jeden otwór jest w stanie wchłonać kilkaset ton CO<sub>2</sub> dziennie. Są to ilości mniejsze o rząd wielkości od typowych dla przeciętnych pionowych otworów w konwencjonalnych zbiornikach solankowych. Oczywiście, wynik ten w znacznej mierze zależy od parametrów technologicznych otworu, a także od odległości między otworami, który musi być dobrany precyzyjnie. Przy zbyt małej odległości dochodzi do niekorzystnej wtórnej produkcji CO<sub>2</sub>, zaś przy zbyt dużej – brak oczekiwanego wzrostu wydobywania metanu spowodowanego brakiem możliwości przedostać się z przestrzeni objętej sekwestracją do otworów produkcyjnych. Na przykład dla parametrów złożowych łupków Utica wyliczono, że najbardziej efektywne pod względem wzrostu produkcji metanu i ilości zatrzymanego w złożu CO<sub>2</sub> były otwory odległe od siebie o 76 m (Godec i in., 2013b).

Teoretycznie dwutlenek węgla może zastąpić całkowicie zawarty w łupku gaz (GIP – *Gas In Place*), jednak efektywność tego procesu jest ograniczona z powodu znikomej przepuszczalności łupku. Wyniki modelowania wskazują na znaczną rozpiętość tej efektywności w zależności od przepuszczalności łupku, która jest zmienna i trudna do ustalenia ze względu na wypadkowe przewodnictwo szczelin i matrycy skalnej. Dla złoża Marcellus, przy założeniu realistycznego spektrum zmian przepuszczalności, efektywność składowania obliczono na 3–20% w relacji do maksymalnej teoretycznej pojemności CO<sub>2</sub>, przy najbardziej prawdopodobnych wartościach pomiędzy 5–15%. W tabeli 2 zamieszczono wyniki obliczeń pojemności składowania CO<sub>2</sub> łupków Marcellus i porównano ją z zawartością GIP, z rozbićm na część sorbowaną i wolną. Zestawienie to obejmuje pięć stanów USA o powierzchni zbliżonej do 0,4 powierzchni Polski i jest bilansem pojemności dla całej formacji. Z zestawienia tego wynika, że przy efektywności składowania na poziomie 10% w formacji tej można zmieścić ponad 16 mld t CO<sub>2</sub>. Do podobnych wartości pojemności składowania dwutlenku węgla w tych łupkach doszedł Nuttall (2010). Są to wartości porównywalne z całkowitą pojemnością CO<sub>2</sub> w rozpoznanych solankowych strukturach geologicznych w Polsce (Wójcicki i in., 2013).

Ciekawe jest porównanie ilości sorbowanego i wolnego metanu z analogicznymi wielkościami dla CO<sub>2</sub>. Pokazuje ono, że o ile pierwotnie w złożu sorbowanego metanu może być prawie pięć razy mniej niż wolnego, o tyle w przypadku składowania CO<sub>2</sub> relacje są odwrotne – sorbowanego CO<sub>2</sub> będzie około dwa razy więcej niż wolnego. Pokazuje to, jak efektywna może być sorpcja dwutlenku węgla w materii organicznej, która w łupkach Marcellus określana jest na 3–24 kg/t (Godec i in., 2013b). Interesujący jest też wynik wskazujący, że w formacji Marcellus w jeden kilometr kwadratowy złoża można będzie zatłoczyć jedynie 0,1 mln t CO<sub>2</sub>. Wynika z tego, że dla sekwestracji istotnych ilości dwutlenku węgla wymagana będzie duża intensywność rozwiercenia i zeszcelinowania złoża na ogromnym obszarze. W innych złożach łupkowych efektywność składowania może być większa; np. modelowanie dla łupków Utica (Petrusak, 2011; Godec i in., 2013a) wskazuje, że pojemność

**Tab. 2.** Wyniki obliczeń pojemności sekwestracyjnej łupków Marcellus znajdujących się na bezpiecznej głębokości > 915 m w pięciu stanach USA o łącznej powierzchni 144 tys. km<sup>2</sup> (Godec i in., 2013)

**Table 2.** The results of storage capacity assessment for the Marcellus shale complex located at the safe depth > 915, for five US states with a total area of 144 thousand km<sup>2</sup> (Godec et al., 2013)

	<b>Objętość Volume [mld m<sup>3</sup>]</b>	<b>Waga Weight [mln t]</b>
Adsorbowany CH <sub>4</sub> <i>Adsorbed CH<sub>4</sub></i>	16 419	11 772
Wolny CH <sub>4</sub> <i>Free CH<sub>4</sub></i>	66 419	47 622
Całkowity GIP <i>Total GIP</i>	82 838	59 394
Adsorbowany CO <sub>2</sub> <i>Adsorbed CO<sub>2</sub></i>	52 880	104 545
Wolny CO <sub>2</sub> <i>Free CO<sub>2</sub></i>	29 033	57 399
Całkowity CO <sub>2</sub> <i>Total CO<sub>2</sub></i>	81 914	161 944
Jw. dla efektywności 10% <i>Ibid for effectiveness 10%</i>	8191	<b>16 194</b>
Całkowity CO <sub>2</sub> /1 km <sup>2</sup> <i>Total CO<sub>2</sub>/1km<sup>2</sup></i>	0,56	1,12
Jw. dla efektywności 10% <i>Ibid for effectiveness 10%</i>	0,05	0,112
Adsorbowane CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> <i>Adsorbed CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub></i>	3,2	8,8
Wolne CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> <i>Free CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub></i>	0,4	1,2
Całkowite CO <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> <i>Total CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub></i>	1,0	<b>2,7</b>

jednostki powierzchni złoża może być kilkakrotnie większa niż formacji Marcellus. Wynik ten jest jednak kwestionowany przez innych autorów, których analizy wskazują, że pojemność łupków Utica jest mniejsza niż Marcellus (Tao i in., 2014). Kontrowersje te pokazują, że metodyka szacowania pojemności CO<sub>2</sub> w łupkach nie jest jeszcze ugruntowana.

W każdym z przypadków zatłaczaniu CO<sub>2</sub> do łupków towarzyszy wzrost wydobywania metanu przez 20 lat eksploatacji, mimo że odbywa się ona w tym scenariuszu tylko co drugim otworem. Globalnie, wzrost wydobywania na przestrzeni 30 lat jest jednak niewielki i wynosi mniej niż 10%. Jest to zrozumiałe, gdyż krzywe spadku produkcji wskazują, że większość gazu jest wydobywana przez pierwszych kilka lat eksploatacji, długo przed rozpoczęciem zatłaczania CO<sub>2</sub>.

Tym razem odpowiedź na pytanie tytułowe zabrzmi: TAK, ale... potrzebna jest ogromna skala eksploatacji gazu z łupków.

#### **PERSPEKTYWY SKŁADOWANIA CO<sub>2</sub> W ŁUPKACH GAZONOŚNYCH W POLSCE I ICH ROZPOZNANIE**

W pesymistycznej wersji prognozy zasobności metanu w łupkach zawartej w raporcie Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG, 2012) oraz najbardziej prawdopodobnej opcji z raportu Służby Geologicznej USA (USGS,

2012) ilość wydobywalnego gazu z łupków w Polsce jest niedostateczna dla podjęcia znaczącej eksploatacji. Rozważania pojemności składowania CO<sub>2</sub> dla naszego kraju mają zatem charakter czysto teoretyczny, w jeszcze większym stopniu niż omówione wcześniej analizy dla USA. Istotne mogą być natomiast wszelkie kwestie metodyczne wyłaniające się z tych rozważań.

Dotychczasowe zestawienia parametrów korzystnych zarówno dla produkcji gazu, jak i składowania CO<sub>2</sub> (zawartość materii organicznej, substancji ilastej, kruchości, głębokości i miąższości warstw perspektywicznych) wskazują (Poprawa, 2010; Kiersnowski & Dyrka, 2013), że minimalne wartości parametrów niezbędnych dla uformowania się złóż gazu spotykają się w wąskiej strefie wzdłuż krawędzi wschodnioeuropejskiego kratonu (EEC). Kompleksy o najlepszej dojrzałości materii organicznej znajdują się na głębokości większej niż 3 km, a często zbliżonej do 4 km. Większość łupków USA, w tym Marcellus, rozważanych dotychczas jako podstawowy kompleks dla składowania CO<sub>2</sub>, znajduje się w przedziale głębokości 1–3 km. Duże głębokości łupków na Pomorzu powodują silniejszą kompakcję i redukcję przestrzeni porowej oraz intensywniejsze zaciskanie naturalnych i technologicznych szczelin, co ogranicza wszelkie przepływy w złożu. Przepuszczalność jest dodatkowo zredukowana podwyższoną zawartością minerałów ilastych w łupkach Pomorza, oscylującą w zakresie wartości maksymalnych dla kompleksów produktywnych w USA. Podwyższona zawartość ilów powoduje również redukcję kruchości, potrzebnej do wytworzenia gęstej sieci szczelin hydraulicznych, niezbędnej do zdrenowania łupku o niskiej przepuszczalności. Innym ważnym czynnikiem, który może utrudniać zarówno eksploatację metanu, jak i składowanie CO<sub>2</sub> jest zmineralizowanie spękań ciosowych w łupkach Pomorza, ograniczające przepływ z matrycy skalnej do otworu wiertniczego.

Wszystkie te czynniki, łącznie z niską ceną kopalnych surowców energetycznych, sugerują, że w najbliższych latach nie dojdzie w Polsce do eksploatacji gazu z łupków na dużą skalę. A taka skala jest konieczna, ponieważ jak wykazano wcześniej nawet przy lepszych parametrach łupków Marcellus, w 1 km<sup>2</sup> powierzchni złoża można zatłoczyć zaledwie 0,1 mln t CO<sub>2</sub> (tab. 2). Przy takiej pojemności łupków, do składowania rocznej produkcji CO<sub>2</sub> emitowanej przez elektrownię Bełchatów (ok. 30 mln t) potrzebny byłby obszar 300 km<sup>2</sup>. Uwzględniwszy, że osiągnięcie docelowej pojemności trwałoby 20 lat, jednoczesne zatłaczanie trzeba by prowadzić na powierzchni rzędu 6000 km<sup>2</sup>. Wygląda to zupełnie nierealistycznie z punktu widzenia wyobraźalnej skali przedsięwzięć w naszym kraju.

Zatem trzecia odpowiedź na pytanie tytułowe zabrzmi: prawdopodobnie NIE w Polsce.

Jednak bez względu na dalsze efekty poszukiwania gazu z łupków w Polsce i skalę eksploatacji na świecie, badanie oddziaływania CO<sub>2</sub> z łupkami, będącymi najpowszechniejszymi skałami osadowymi na Ziemi, cieszy się zainteresowaniem przemysłu. Przyczyną tego są między innymi wykonywane stymulacje wydobywania ropy ze złóż konwencjonalnych za pomocą nadkrytycznego CO<sub>2</sub> (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) (Lubaś i in., 2016), jak również składowanie CO<sub>2</sub> w szcerpanych złożach węglowodorów lub innych strukturach geologicznych, będące przedmiotem pierwszych wdrożeń (Global CCS Institute, 2015).

W powyższych przypadkach łupki stanowią częste uszczelnienie kompleksów zbiornikowych i jako takie pozostają w długotrwałym kontakcie z CO<sub>2</sub>. Podejmowane są również eksperymentalne szczelinowania łupków z użyciem CO<sub>2</sub> w stanie nadkrytycznym (Yost i in., 1993; Palmer i in., 2013), dla których istotne są oddziaływania skały z płynem szczelinującym.

W odpowiedzi na to zainteresowanie zespół z Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego w porozumieniu z fizykami z Uniwersytetu w Oslo zgłosił projekt pod tytułem „Physico-chemical effects of CO<sub>2</sub> sequestration in the Pomeranian gas-bearing shales – ShaleSeq” i uzyskał finansowanie w wysokości 2 mln EUR ze środków funduszy norweskich, w ramach programu Polsko-Norweska Współpraca Badawcza. W skład konsorcjum realizującego projekt ShaleSeq wchodzi również fizycy z Uniwersytetu Warszawskiego, geolodzy z Uniwersytetu Wrocławskiego oraz inżynierowie z Politechniki Śląskiej. Projekt jest realizowany od połowy 2014 r. i znajduje się obecnie w fazie uzyskiwania pierwszych wyników analiz, które są i będą sukcesywnie publikowane (Lutyński & Gonzalez, 2016; Wlazło & Majewski, 2016; Siklitskaya & Majewski, 2016). Celem projektu jest przeprowadzenie serii eksperymentów laboratoryjnych i numerycznych symulujących procesy zachodzące pod wpływem CO<sub>2</sub> w łupkach gazonośnych, dla lepszego zrozumienia fundamentalnych zjawisk zachodzących w kompozytach o wyjątkowej złożoności mineralnej i strukturalnej. W szczególności są badane: efektywność procesów sorpcji CO<sub>2</sub>, mikrofluidalne mechanizmy transportu dyfuzyjnego i przepływów w matrycy skalnej o złożonej strukturze porowej, przepływy w szczelinach – również wypełnionych propanem, a także przepływy z udziałem reakcji chemicznych w żyłach mineralnych. Produktem ubocznym tych analiz będzie oszacowanie potencjału składowania CO<sub>2</sub> w przykładowym fragmencie profilu dolnopaleozoicznych łupków Pomorza. Wykonywane przez nas badania są oparte na próbkach z rdzenia wiertniczego i danych przemysłowych Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa pochodzących z otworu zlokalizowanego na Pomorzu. Na ich podstawie są tworzone modele litologiczne, tektoniczne, mineralogiczne i petrofizyczne w skalach od nanometrów po metry, tak żeby analizy procesów fundamentalnych były osadzone w realnym kontekście geologicznym. Specyfiką projektu jest jego wybitnie interdyscyplinarny charakter, dzięki któremu zespoły fizyków i informatyków, nie mających wiele wspólnego z geologią, mogą analizować realne problemy złożowe, zaś geolodzy – wykorzystując metody analiz matematycznych, dla nich zwykle niedostępne ze względów na trudności metodyczne. Współpraca taka, dająca szansę na unowocześnienie analiz geologicznych i podniesienie walorów utylitarnych analiz fizyków, jest równie pożądana jako rzadko praktykowana w Polsce.

## UWAGI KOŃCOWE

Dotychczasowe analizy wykonane w USA wskazują, że składowanie CO<sub>2</sub> w łupkach jest technologicznie możliwe i może się przyczynić do maksymalnie dziesięcioprocentowego wzrostu wydobywania metanu. Ostatecznie ekonomia takiego przedsięwzięcia będzie uwarunkowana zasobnością złóż, cenami surowców i kosztem emisji dwutlenku

węgla. Zatlaczanie CO<sub>2</sub> jest jeszcze bardziej wrażliwe na czynniki technologiczne, które mogą decydować o niekorzystnej wtórnej jego produkcji lub braku wzrostu wydobywania metanu. Ponadto strumień wilgotnego CO<sub>2</sub> znacznie przyspiesza korozję instalacji w otworze, wymuszając stosowanie drogich instalacji kwasoodpornych, których koszty trzeba ponieść na etapie przygotowywania złoża do eksploatacji, tzn. kilkanaście lat przed rozpoczęciem sekwestracji. Pominięty w tym tekście aspekt biznesowy przedsięwzięcia dodatkowo obniża szansę wdrożenia tej technologii w praktyce, zwłaszcza w warunkach ekonomicznych zbliżonych do obecnych. Toteż po raz ostatni odpowiem na pytanie tytułowe: najprawdopodobniej NIE ze względów logistycznych i ekonomicznych.

Biorąc pod uwagę aktualny stan poszukiwań oraz wyniki dotychczasowych szacunków zasobów gazu z łupków w Polsce, należy uznać, że składowanie CO<sub>2</sub> ze stymulacją wydobywania gazu nie jest realną alternatywą konwencjonalnej sekwestracji w zbiornikach solankowych. Mimo to, badanie oddziaływania dwutlenku węgla z łupkami cieszy się zainteresowaniem przemysłu, m.in. ze względu na łupkowe uszczelnienie konwencjonalnych składowisk oraz szczelnienie nadkrytycznym CO<sub>2</sub>. W badaniach prowadzonych przy współpracy polsko-norweskiej w ramach projektu ShaleSeq są podejmowane złożone problemy fizycznego i chemicznego oddziaływania CO<sub>2</sub> z łupkami w wielu skałach obserwacji. Interdyscyplinarne badania gromadzą geologów, fizyków i inżynierów z sześciu krajów i pięciu polskich instytucji naukowych. W syntezie wyników są wykorzystywane nowoczesne metody numerycznego modelowania sprzężonych oddziaływań fizycznych i chemicznych oraz transportu CO<sub>2</sub> i cieczy wielofazowych w ośrodkach o zróżnicowanych reżimach przepływu. Koncepcja projektu opiera się na dostępie do dobrej jakości danych PGNiG S.A. z łupków Pomorza. Ten przykład pokazuje, jak brak sukcesu w poszukiwaniach można częściowo skompensować przez sukces w pozyskiwaniu funduszy zagranicznych i wykorzystanie dużej ilości unikatowych w Europie danych do unowocześnienia badań w Polsce oraz nadania im bardziej użytecznego charakteru.

Artykuł powstał dzięki realizacji projektu „Physico-chemical effects of CO<sub>2</sub> sequestration in the Pomeranian gas-bearing shales” finansowanego ze środków funduszy norweskich, w ramach programu Polsko-Norweska Współpraca Badawcza realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (umowa nr: POL-NOR/234198/100/2014). Serdeczne podziękowania kieruję również w stronę Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. za udostępnienie danych i próbek rdzenia wiertniczego, bez których badania w naszym projekcie nie byłyby możliwe.

## LITERATURA

DILMORE R. 2012 – ICMI – CO<sub>2</sub> storage in depleted shale gas reservoirs, CoalSeq VIII Forum, October 23, 2012, Pittsburgh, PA. <http://www.coal-seq.com/Proceedings2012/presentations/2.RobertDilmore.pdf>.  
 GLOBAL CCS INSTITUTE 2015 – The Global Status of CCS: 2015, Summary Report. Melbourne, Australia.  
 GODEC M., KOPERNA G., PETRUSAK R. & OUDINOT A. 2013a – Potential for enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> storage in the Marcellus Shale in the Eastern United States. *Int. J. Coal Geol.*, 118: 95–104.

GODEC M., KOPERNA G., PETRUSAK R. & OUDINOT A. 2013b – Assessment of factors influencing CO<sub>2</sub> storage capacity and injectivity in Eastern U.S. Gas Shales. *Energy Procedia*, 37: 6644–6655.  
 IPCC 2014 & Climate Change 2014: Synthesis Report. IPCC, Geneva, Switzerland: 151.  
 KANG S.M., FATHI E., AMBROSE R.J., AKKUTLU I.Y. & SIGAL R.F. 2011 – Carbon dioxide storage capacity of organic-rich shales. *SPE J.*, 16 (4): 842–855.  
 KIERSNOWSKI H. & DYRKA I. 2013 – Potencjał złożowy ordowicko-sylurskich łupków gazonośnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów gazu w raporcie w 2014 r. *Prz. Geol.*, 61: 354–373.  
 KURNIAWAN Y., BHATIA S.K. & RUDOLPH V. 2006 – Simulation of binary mixture adsorption of methane and CO<sub>2</sub> at supercritical conditions in carbons. *AIChE J.*, 52 (3): 957–967.  
 LUBAŚ J., SZOTT W. & WÓJCICKI A. 2016 – Wspomaganie wydobywania ropy i gazu z polskich złóż z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> i jego równoczesną sekwestracją. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 464, w druku.  
 LUTYŃSKI M.A. & GONZALEZ G.M.A. 2016 – Characteristics of carbon dioxide sorption in coal and gas shale – the effect of particle size. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 28: 558–565.  
 NUTTALL B.C. 2010 – Reassessment of CO<sub>2</sub> sequestration capacity and enhanced gas recovery potential of Middle and Upper Devonian Black Shales in the Appalachian Basin. *Kentucky Geol. Surv. Lexington, Kentucky*: 41.  
 PALMER I., MOSCHOVIDIS Z. & SCHAEFER A. 2013 – Characterizing stimulation domains, for improved well completions in gas shales. *RPSEA Report*, 09122-02: 160.  
 PETRUSAK R. 2011 – Assessing factors influencing CO<sub>2</sub> storage capacity and injectivity in gas shales – review of current activities. Presentation, VII International Forum on Geological Sequestration of CO<sub>2</sub> in Coal Seams and Gas Shale Reservoirs, March 7–8, 2011, Houston, TX. [http://www.coal-seq.com/Proceedings2011/Presentations/8\\_Robin%20Petrusak\\_ARI.pdf](http://www.coal-seq.com/Proceedings2011/Presentations/8_Robin%20Petrusak_ARI.pdf).  
 PIG 2012 – Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski). <http://www.pgi.gov.pl/pl/institut-geologiczny-aktualnosci-informacje/4112-shale-gas-resources.html>.  
 POPRAWA P. 2010 – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Prz. Geol.*, 58 (3): 226–249.  
 SIKLITSKAYA A. & MAJEWSKI J.A. 2016 – Ab Initio Study of CH<sub>4</sub>, CH<sub>3</sub>, and CO<sub>2</sub> Affinity to the (001) MgO Surface. *Acta Phys. Pol.*, 129 (1A): 145–147.  
 TAO Z., BIELICKI J.M. & CLARENS A.F. 2014 – Physicochemical factors impacting CO<sub>2</sub> sequestration in depleted shale formations: The case of the Utica shale. *Energy Procedia* 63: 5153–5163.  
 TRENGOVE R.D. & WAKEHAM W.A. 1987 – The viscosity of carbon dioxide, methane, and sulfur hexafluoride in the limit of zero density. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 16 (2): 175–187.  
 USGS 2012 – Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland. <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3102/fs2012-3102.pdf>.  
 U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2012 – Assessment of Factors Influencing Effective CO<sub>2</sub> Storage Capacity and Injectivity in Eastern Gas Shales. <http://www.netl.doe.gov/research/coal/project-information/proj?k=FE0004633>.  
 U.S. DEPARTMENT OF ENERGY 2013 – Interdisciplinary Investigation of CO<sub>2</sub> Sequestration in Depleted Shale Gas Formations. <http://www.netl.doe.gov/research/coal/project-information/proj?k=FE0004731>.  
 WLAZŁO M. & MAJEWSKI J.A. 2016 – First principles study of gas adsorption dynamics on pristine and defected graphene. *Acta Phys. Pol.*, 129 (1A): 142–144.  
 WÓJCICKI A., NAGY S., LUBAŚ J., CHEĆKO J. & TARKOWSKI R. 2013 – Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania (streszczenie). *Państw. Inst. Geol. – Państw. Inst. Bad.*, Warszawa (raport dostępny na stronie PIG-PIB; składowanie.pgi.gov.pl).  
 WÓJCICKI A. 2013 – Wdrażanie CCS a energetyka odnawialna. *Prz. Geol.*, 61 (3): 182–186.  
 YOST I., MAZZA R.L. & GEHR J.B. 1993 – CO<sub>2</sub>/sand Fracturing in Devonian Shales. *Soc. Petrol. Eng.*, 26925: 353–362.

Praca wpłynęła do redakcji 23.03.2016 r.  
 Akceptowano do druku 8.04.2016 r.