

## Geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> a możliwe zagrożenia związane z eksploatacją górotworu

Adam Wójcicki<sup>1</sup>



CO<sub>2</sub> geological storage and possible geohazards related to the use of the subsurface. Prz. Geol., 63: 42–47.

*A b s t r a c t.* The paper presents the problem of geological storage of CO<sub>2</sub>, in particular in saline aquifers, and associated binding mechanisms of the injected CO<sub>2</sub> in the subsurface. Discussed are the differences and similarities between the geological storage of carbon dioxide and other uses of the subsurface. Generally it can be said that despite the apocalyptic visions of CCS opponents there are not known any examples of significant impact of geological storage of CO<sub>2</sub> on the environment, and such examples can be given for more or less analogous (in terms of the use of technology and physical processes) projects, i.e. the conventional or unconventional geothermal or production of hydrocarbons, including the injection of waste resulting from the operation.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> geological storage, saline aquifers, storage mechanisms, porous reservoirs

CCS to wychwytywanie i geologiczne składowanie antropogenicznego dwutlenku węgla, tzn. pochodzącego ze spalania paliw kopalnych (ang. *Carbon Capture and Storage*). Wychwytywanie CO<sub>2</sub> wykorzystuje technologie stosowane w przemyśle naftowym i chemicznym, natomiast transport CO<sub>2</sub> prowadzi się najczęściej rurociągami wysokociśnieniowymi. Składowanie odbywa się w głęboko położonych formacjach geologicznych, gwarantujących bezpieczeństwo i stabilność tego procesu na długi czas.

Nowe jest raczej połączenie wychwytywania CO<sub>2</sub>, pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w elektrowniach lub innych dużych instalacjach przemysłowych, z jego transportem celem składowania w formacjach i strukturach geologicznych o odpowiedniej pojemności.

CO<sub>2</sub> pochodzący ze spalania paliw kopalnych (tu dopiero stosuje się skrót CCS) był zatłaczany dotąd w relatywnie niewielkich ilościach (w sumie kilkadziesiąt mln ton), a dużych projektów CCS, znajdujących się w fazie eksploatacji lub rozruchu, jest na świecie dopiero kilkanaście (a kilkadziesiąt w budowie lub na etapie prac studialnych; GCCSI, 2014), w większości związanych ze wspomaganiami wydobycia węglowodorów. W przypadku projektów związanych ze wspomaganiami wydobycia węglowodorów (EOR/EGR) do CCS, po zakończeniu eksploatacji złoża węglowodorów zostaje składowany CO<sub>2</sub> (obecnie odchodzi się od pojęcia CCS na rzecz CCUS czyli „wykorzystania i składowania”, przy czym to pierwsze nie obejmuje tylko EOR/EGR). Z punktu widzenia zatłaczania CO<sub>2</sub> do struktur geologicznych nie ma istotnej różnicy w technologiach wierceń i monitoringu, czy jeśli chodzi o złożo ropy, gazu czy formacje geologiczne typu skał klastycznych porowatych wypełnionych tylko solanką (poziomy solankowe; jak te same skały wypełnione są solanką i węglowodorami, w obrębie pułapki złożowej, to mamy właśnie złożo ropy czy gazu).

Samo zatłaczanie dwutlenku węgla do struktur geologicznych jest jednym ze sposobów wykorzystania górotworu, obok magazynowania węglowodorów, składowania odpadów czy geotermii. Do pewnego stopnia wszystkie te

przedsięwzięcia wykorzystują analogiczne technologie wierceń i ewentualnie monitoringu. Ze stosowaniem tych technologii, czy to w przypadku wspomnianych przedsięwzięć, czy też nawet poszukiwania i eksploatacji konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, wiążą się do pewnego stopnia podobne zagrożenia.

Celem artykułu jest omówienie mechanizmów geologicznego składowania dwutlenku węgla, w aspekcie technologii CCS, zasadniczo dla opcji o największym i przeważającym potencjale – poziomów wodonośnych solankowych, na tle oraz w porównaniu tego zagadnienia z innymi sposobami wykorzystania górotworu.

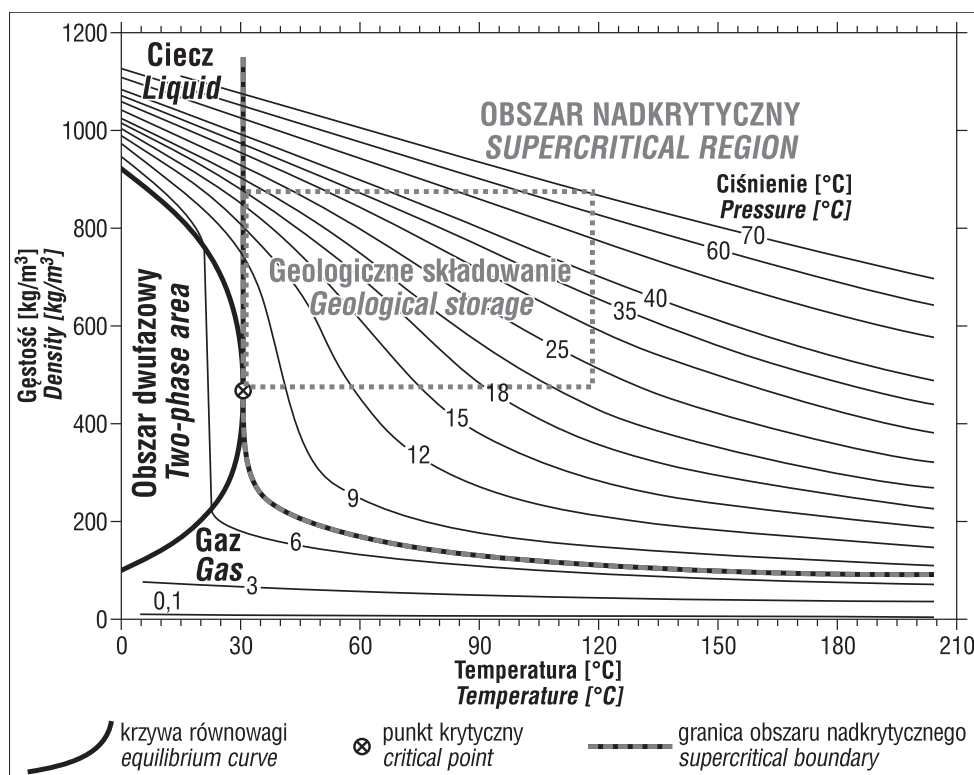
### SKŁADOWANIE CO<sub>2</sub> – TYPY STRUKTUR GEOLOGICZNYCH

Zasadniczo mamy trzy typy struktur geologicznych (opcje geologicznego składowania dwutlenku węgla) odpowiednich do tego celu, w kolejności ich potencjału geologicznego składowania CO<sub>2</sub> (Raport IPCC SRCCS, 2005; Wójcicki, 2013):

1. Głębokie poziomy wodonośne-solankowe (głębokość > 800–1000 m), gdzie kolektorami (skałami zbiornikowymi, zbiornikami) są przeważnie piaskowce. Duże struktury tego typu występują także w Polsce, a ich potencjał składowania jest ogromny, wystarczający do „pomieszczenia” emisji największych elektrowni przez cały okres życia instalacji (sięgający nawet setek milionów ton dla pojedynczych struktur).

2. Wyeksploatowane całkowicie lub częściowo złoża ropy i gazu. Struktury te są generalnie dobrze rozpoznane i uważane za bezpieczne zbiorniki do składowania dwutlenku węgla, ponieważ utrzymały one ropę naftową, gaz, a niekiedy i towarzyszący im CO<sub>2</sub> przez miliony lat. W przypadku ropy standardowe techniki wydobycia pozostawiają na ogół większość zasobów w złożu i stąd zatłaczanie dwutlenku węgla jest stosowane celem wspomaganienia wydobycia ropy (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) albo gazu (EGR

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 01-950 Warszawa; adam.wojcicki@pgi.gov.pl.



**Ryc. 1.** Właściwości fizyczne dwutlenku węgla istotne dla geologicznego składowania (na podstawie raportu IPCC SRCCS, 2007)

**Fig. 1.** Physical properties of carbon dioxide, important from the viewpoint of geological storage (after IPCC SRCCS, 2007 report)

–Enhanced Gas Recovery), co daje wymierny efekt ekonomiczny.

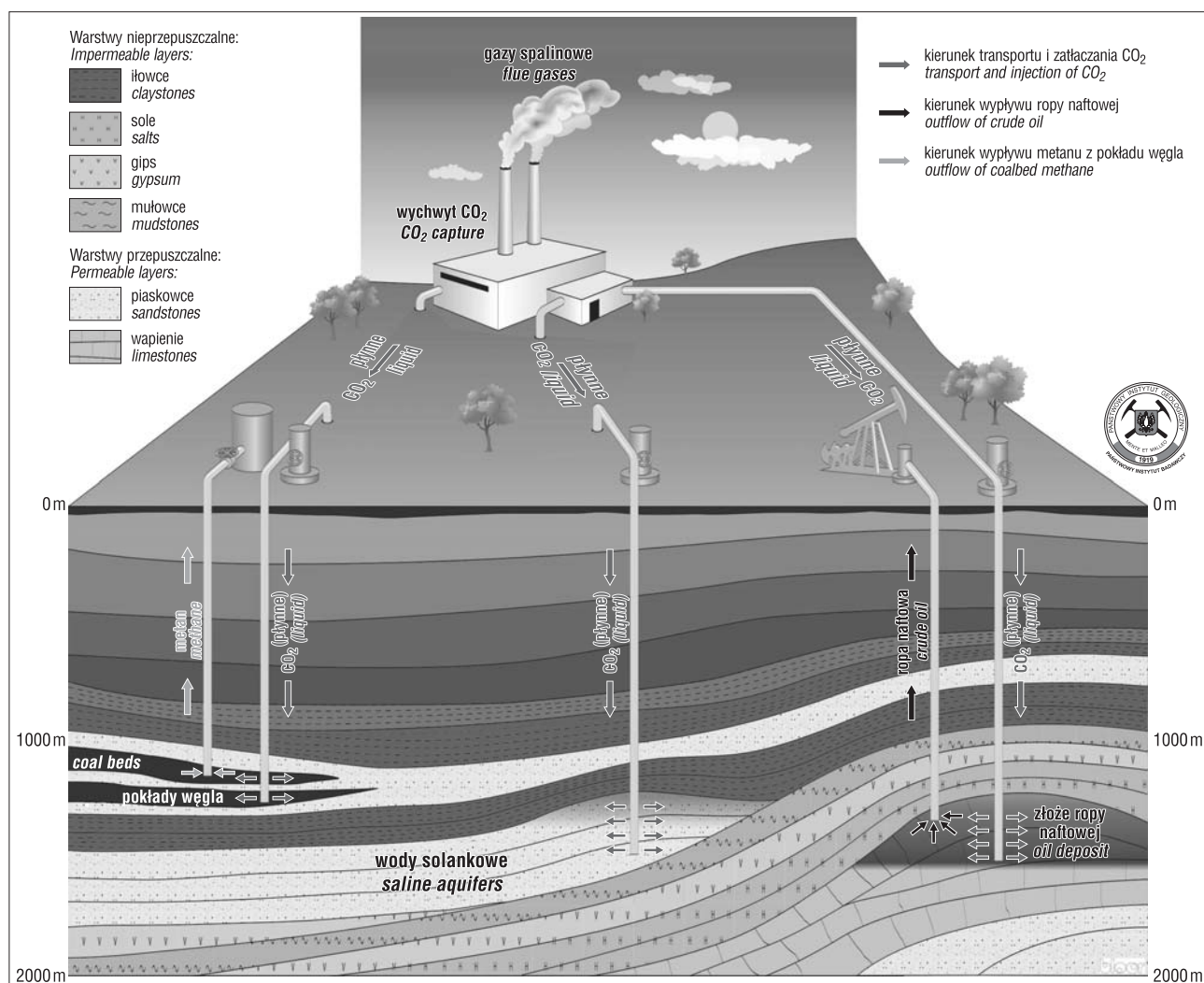
3. Głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla, zawierające metan. Dwutlenek węgla zatłoczony do tych pokładów jest absorbowany lepiej przez węgiel niż metan i w rezultacie uwalnia się naturalny gaz wysokometanowy. Efektywność tego sposobu produkcji metanu z pokładów węgla jest znacznie wyższa niż w przypadku klasycznych sposobów i stąd mówimy o wspomaganiu wydobycia ( $\text{CO}_2$ -ECBMR – *Enhanced Coalbed Methane Recovery*), które ma istotne znaczenie ekonomiczne, jednakże potencjał składowania dla tej opcji jest najmniejszy.

Zatłaczanie  $\text{CO}_2$  do górotworu stosuje się od blisko 40 lat w przemyśle naftowym, w zabiegach wspomaganiania wydobycia ropy naftowej (Lake & Walsh, 2008), w mniejszym stopniu gazu ziemnego. W ramach projektów wspomaganiania wydobycia ropy naftowej przez zatłaczanie  $\text{CO}_2$ , realizowanych głównie w USA od pierwszej połowy lat 70. ub. wieku, gdzie do setek złóż ropy przez ponad 40 lat zatłoczono około miliarda ton  $\text{CO}_2$ , w ostatnich latach po około 40 mln ton rocznie (Meyer, 2007; Melzer, 2012). Jednakże w ogromnej (~95%) większości był to dwutlenek węgla pochodzący z naturalnych „złóż”, transportowany rurociągami liczącymi tysiące kilometrów, którego pozyskanie było i jest znacznie tańsze niż w przypadku wychwytywania ze strumienia spalin w elektrowniach czy innych procesach przemysłowych. Wspomniane „złóża”, zawierające setki milionów ton dwutlenku węgla, istnieją od milionów lat (McElmo Dome, Sheep Mt., Bravo Dome, Jackson Dome, Labarge i StJohns-Springville; raport IPCC SRCCS, 2007).

## MECHANIZMY GEOLOGICZNEGO SKŁADOWANIA $\text{CO}_2$

Dwutlenek węgla w warunkach normalnych jest gazem o gęstości około  $2 \text{ kg/m}^3$ . W głębszych warstwach geologicznych jego właściwości ulegają znacznym zmianom, zależnie od panujących tam ciśnienia złożowego, temperatury i lokalnego stopnia geotermicznego. Z dotychczasowych doświadczeń wynika, że dla geologicznego składowania najkorzystniejsza jest wysokogęstościowa faza nadkrytyczna (ryc. 1), ewentualnie cieśla (ciecz w warunkach ciśnienia nadkrytycznego  $> 7,38 \text{ MPa}$ ), ale nie może być to obszar dwufazowy czy faza gazowa, gdyż wtedy dwutlenek węgla charakteryzuje się znacznie większą lotnością i mobilnością. Dla temperatury  $31,1^\circ\text{C}$  i ciśnienia  $7,38 \text{ MPa}$  wyróżniamy na diagramie (ryc. 1) tzw. punkt krytyczny, gdzie spotykają się cztery stany skupienia  $\text{CO}_2$ .

Zależnie od temperatury i ciśnienia złożowego, jakie występują w kolektorze (zbiorniku), przyjmuje się, że minimalna głębokość występowania poziomu wodonośnego albo złoża węglowodorów, odpowiednich do geologicznego składowania  $\text{CO}_2$ , wynosi  $800\text{--}1000 \text{ m}$ , gdyż na takiej głębokości gęstość zatłoczonego dwutlenku węgla jest setki razy większa niż w warunkach normalnych. Dwutlenek węgla występuje wtedy w fazie nadkrytycznej albo ewentualnie cieślej (Raport IPCC SRCCS, 2005), jeśli lokalny gradient geotermiczny jest niski – z tym, że preferujemy fazę nadkrytyczną (w obu przypadkach ciśnienie przekracza wartość  $7,38 \text{ MPa}$ ). W przypadku pokładów węgla kryterium to może być również stosowane, choć rozpatruje się też pokłady nieco płytsze, dla których eksploatacja górn-



**Ryc. 2.** Opcje geologicznego składowania CO<sub>2</sub> – najważniejsza opcja to poziomy wodonośne solankowe, druga to złoża węglowodorów (ropa naftowa i/lub gaz ziemny), trzecia – głębokie pokłady węgla zawierające metan (PIG-PIB, 2009 – wystawa „Klimat a węgiel”)  
**Fig. 2.** Options of CO<sub>2</sub> geological storage – the most important option is saline aquifers, the second – hydrocarbon fields (oil and/or natural gas), the third – the deep coal seams containing methane (PGI-NRI, 2009 – "Climate and coal" exhibition)

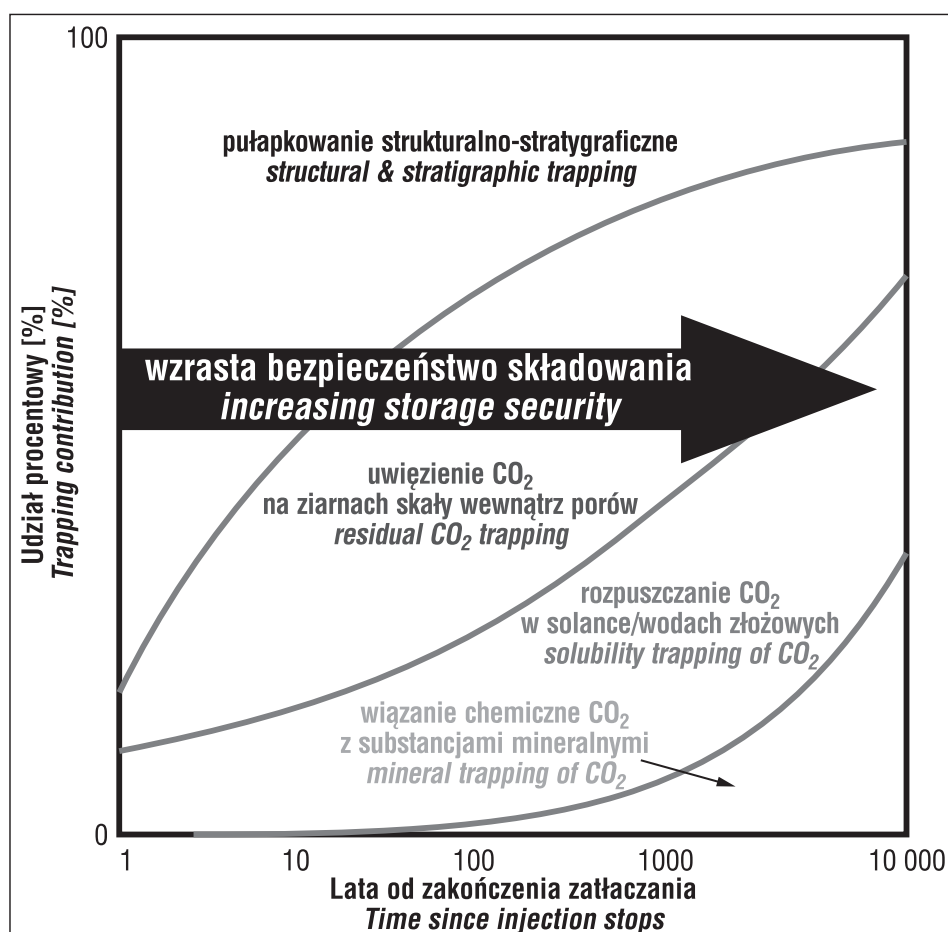
cza jest nieopłacalna. Głębokość maksymalna jest związana z właściwościami zbiornikowymi kolektora – na ogół przyjmuje się, że dla głębokości większej niż 3000 m zatłaczanie jest nieopłacalne, przynajmniej w przypadku poziomów solankowych. W przypadku szcerpanych złóż gazu, dla których możemy wykorzystać istniejące otwory, dolną granicę geologicznego składowania określają jedynie właściwości zbiornikowe – w niektórych przypadkach głębokość ta może być nawet większa od 3000 m. Oczywiście przy gorszych właściwościach zbiornikowych (w tym przepuszczalności) głębokość ta może być odpowiednio mniejsza, nawet do 2000 m.

Dla typowych wartości gradientu geotermicznego (tj. wzrostu temperatury w głębi Ziemi wraz z głębokością), omawiany przedział głębokości odpowiada z grubsza temperaturom w kolektorze od 30 do 120°C (ryc. 1). Gęstość dwutlenku węgla wynosi w takim przypadku od 500 do 900 kg/m<sup>3</sup>, zależnie od ciśnienia złożowego. Należy przy tym zauważyć, że prostokąt odpowiadający tym przedziałom obu parametrów fizycznych, zaznaczony na rycinie 1, ma charakter czysto orientacyjny, często z uwagi na znaczące rozbieżności ciśnienia w złożu i temperatury

w strukturach złożowych, występujących na podobnych głębokościach.

Podsumowując, struktury złożowe obejmujące albo poziomy wodonośne solankowe albo szcerpane złoża węglowodorów, a także głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla zawierające metan (w Polsce w mniejszym stopniu), mogą być odpowiednie do geologicznego składowania antropogenicznego dwutlenku węgla (ryc. 2). W przypadku struktur solankowych kolektory powinny występować w orientacyjnym przedziale głębokości od 800–1000 m do 2000–3000 m (zależnie od warunków geologiczno-złożowych). Oczywiście nie jest to jedyne kryterium. Bardzo istotne są parametry zbiornikowe kolektora (miąższość, przepuszczalność, porowatość albo szczeliniowatość), a także – jakość uszczelnienia, tj. integralność i miąższość nadkładu.

W przypadku szcerp(yw)anych złóż węglowodorów większość z tych kryteriów jest z definicji spełnionych, gdyż, aby była możliwa eksploatacja złoża, musi ono mieć lokalnie dobre właściwości zbiornikowe, w tym porowatość, przepuszczalność i miąższość kolektora. Węglowodorom na ogół towarzyszy solanka (wody podścielające), a obecność i jakość nadkładu uszczelniającego są w ogóle warun-



**Ryc. 3.** Ewolucja mechanizmów pułapkowania CO<sub>2</sub> – udział procentowy (oś pionowa) z upływem czasu w latach po zakończeniu zatłaczania (raport IPCC SRCCS, 2007); patrz objaśnienia powyżej  
**Fig. 3.** Evolution of CO<sub>2</sub> trapping mechanisms – trapping contribution (vertical axis) with time since injection stops (IPCC SRCCS, 2007 report, see the explanations above)

kiem istnienia złoża. Natomiast w Polsce nie występują złoża na tyle duże, aby można było lokować w pojedynczym złożu węglowodorów emisje największych elektrowni – jest to możliwe jedynie dla mniejszych zakładów przemysłowych i ewentualnie (nie dużych) pojedynczych bloków największych elektrowni.

Składowanie dwutlenku węgla w poziomach wodonośnych (i szcerpanych złożach węglowodorów po definitywnym zakończeniu ich eksploatacji) wiąże się z następującymi mechanizmami fizykochemicznymi (Chadwick i in., 2008; raport SRCCS IPCC, 2007 – ryc. 3):

- przepływ CO<sub>2</sub> wskutek wzrostu ciśnienia w kolektorze spowodowanego zatłaczaniem, wskutek naturalnego gradientu hydraulicznego w kolektorze oraz wyporność wskutek różnicy gęstości CO<sub>2</sub> i wód złożowych (prawo Archimedesesa); pułapkowanie strukturalno-stratygraficzne (*structural & stratigraphic trapping*);

- uwieżenie CO<sub>2</sub> na ziarnach skały wewnątrz porów (*residual CO<sub>2</sub> trapping*);

- rozpuszczanie CO<sub>2</sub> w solance/wodach złożowych (*solubility trapping*);

- wiązanie chemiczne CO<sub>2</sub> z substancjami mineralnymi (*mineral trapping*);

- dyfuzja i dyspersja CO<sub>2</sub> (niezaznaczone na rycinie 3; trwa miliony lat i obejmuje znikomy procent zatłoczonego CO<sub>2</sub>).

W praktyce dla określenia pojemności składowania CO<sub>2</sub> najczęściej bierze się pod uwagę pierwszy mechanizm, z uwagi na fakt, że pozostałe zachodzą w ciągu znacznie dłuższego okresu czasu i ich udział jest znacznie niższy. W okresie funkcjonowania elektrowni wykorzystującej CCS (i niedługo po zaprzestaniu zatłaczania CO<sub>2</sub>), czyli przez dziesiątki lat, jedynie trzeci mechanizm – rozpuszczanie w wodach złożowych – może podnieść zauważalnie efektywność sekwestracji. Szacuje się, że mechanizm ten daje około 5–20 % więcej pojemności składowania w poziomach wodonośnych-solankowych (dla wód złożowych o dużym zasoleniu, tzn. o zawartości soli sięgającej setek g/l, daje mniej niż dla wód mniej zasolonych, tzn. o zawartości soli sięgającej dziesiątków g/l). Uwieżenie CO<sub>2</sub> na ziarnach skały wewnątrz porów ma znaczący udział dopiero wiele lat po zaprzestaniu zatłaczania. Pozostałe mechanizmy (wiązanie z substancjami mineralnymi, dyfuzja i dyspersja) dają przyczynki o kolejne rzędy wielkości, mniejsze w coraz to dłuższych okresach czasu.

#### MOŻLIWE ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z EKSPLOATACJĄ GÓROTWORU

Zatłaczanie dwutlenku węgla do struktur geologicznych jest jednym z szeregu sposobów wykorzystywania górotworu, gdzie stosowane są podobne technologie i

mogą występować analogiczne zagrożenia dla środowiska, czy ewentualnie konflikty interesów.

Generalnie można stwierdzić, że nie są znane przykłady istotnego oddziaływania geologicznego składowania CO<sub>2</sub> na środowisko, natomiast takie przykłady można podać dla przedsięwzięć w mniejszym lub większym stopniu analogicznym (pod względem stosowania technologii i procesów fizycznych), tzn. geotermii konwencjonalnej czy niekonwencjonalnej, eksploatacji węglowodorów, w tym zatłaczania odpadów będących wynikiem tej eksploatacji.

Szereg krajowych organizacji „ekologicznych” i „ekspertów” w ramach zwalczania projektu demo CCS PGE Bełchatów cytowało bezpośrednio lub pośrednio ustęp z publikacji GREENPEACE (Rochon i in., 2008) na temat erupcji limnicznej na wulkanie Nyos w Kamerunie w 1986 r. jako dowód na to, jak niebezpieczne jest geologiczne składowanie CO<sub>2</sub>. Niektóre osoby, zapewne czerpiące te informacje z „drugiej” albo „trzeciej” ręki, utrzymywały nawet, że na jeziorze wulkanicznym Nyos było testowane składowisko CO<sub>2</sub> (Polska Dziennik Łódzki, 25.02.2010) albo, że ze składowiska PGE Bełchatów (czy może też z pojedynczego odwiertu?) powstanie wulkan/erupcja limniczna lub coś równie zabójczego (Polska Dziennik Łódzki, 09.03.2012). Przedmiotem niniejszego artykułu nie jest jednak udowodnienie, że składowisko CO<sub>2</sub> nie jest wulkanem, co powinno być oczywiste dla każdego czytelnika posiadającego elementarną wiedzę geologiczną.

Jak wspomniano powyżej, geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> w poziomach solankowych wykorzystuje zasadniczo porowate skały zbiornikowe zbudowane przeważnie z piaskowców (ryc. 2).

Jak pokazano na rycinie 2 te same skały mogą być wypełnione solanką i węglowodorami, w pułapce złożowej, i wtedy mamy (konwencjonalne) złożo ropy czy gazu, które po sczerpaniu stanowi doskonałe składowisko CO<sub>2</sub>.

Sczerpane (konwencjonalne) złożo gazu może być wykorzystane w warunkach polskich jako podziemny, strategiczny magazyn gazu (Kochanek, 2007), z uwagi na relatywnie długi czas jego napełniania i opróżniania (w przeciwieństwie do kawern solnych, które stanowią znakomite zbiorniki operacyjne).

Zarówno w przypadku złóż węglowodorów, jak i podziemnych magazynów węglowodorów jedyne realne zagrożenia dla środowiska wiążące się z ich eksploatacją dotyczą awarii w instalacjach wydobywczych, względnie zatłaczających (odwiertach). Postuluje się ponadto (Zoback, 2012), że w przypadku dużych złóż węglowodorów, występujących relatywnie płytko, możliwa jest migracja solanki do płycej występujących poziomów wodonośnych, na skutek osiadania nadkładu złoża spowodowanego obniżeniem ciśnienia złożowego. W rezultacie wydobywaniu znacznych ilości węglowodorów mogą towarzyszyć wstrząsy sejsmiczne (chodzi o ewentualne naruszenie integralności kompleksów uszczelniających w nadkładzie, rozdzielających poziomy wodonośno-solankowe). W naszych warunkach geologicznych taka sytuacja jest bardzo mało prawdopodobna.

Z kolei bardzo gorącym tematem jest poszukiwanie i eksploatacja niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, z wykorzystaniem szczelinowania hydraulicznego. Znany i wyolbrzymiany jest przykład poszukiwań węglowodo-

rów niekonwencjonalnych w Wielkiej Brytanii, gdzie doszło wstrząsów sejsmicznych o niedużej magnitudzie w rezultacie szczelinowania hydraulicznego (Andrews, 2014 – Balcombe, gdzie jednak występuje nie gaz w łupkach, ale ropa zamknięta w utworach węglanowych). Z kolei w USA stwierdzono, w jednym przypadku na 35 000 otworów wydobywczych i poszukiwawczych za gazem z łupków (Zoback, 2012), wstrząsy sejsmiczne o niedużej magnitudzie (2,8). Najgorszy scenariusz, poza awarią instalacji produkcyjnej, obejmuje migrację solanki do płycej występujących poziomów wodonośnych, wskutek ewentualnego naruszenia integralności kompleksów uszczelniających w nadkładzie, rozdzielających poziomy wodonośno-solankowe, spowodowanego wstrząsami sejsmicznymi. Są to jednak skały innego typu od tych, jakie są wykorzystywane do geologicznego składowania CO<sub>2</sub>.

Znane są z kolei przypadki występowania wstrząsów sejsmicznych spowodowanych powrotnym zatłaczaniem wód złożowych pochodzących z eksploatacji złóż węglowodorów, względnie innych odpadów z eksploatacji złóż węglowodorów (Zoback, 2012; 8 przypadków na 30 000 otworów, wstrząsy sejsmiczne o maksymalnej magnitudzie 4,8).

Istnieją pewne analogie pomiędzy technikami stosowanymi przy poszukiwaniach i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów a wzbudzonymi systemami geotermalnymi (*Hot Dry Rock / Enhanced Geothermal Systems*), gdyż w obu przypadkach stosuje się technologie szczelinowania hydraulicznego, chociaż dotyczą one raczej zupełnie innych typów skał (głównie granitów w przypadku HDR/EGS; Huenges & Ledru, 2010). W 2009 r. projekt geotermalny EGS/HDR w Bazylei (Szwajcaria) został anulowany wskutek wystąpienia w trakcie szczelinowania hydraulicznego i po nim wstrząsów sejsmicznych o maksymalnej magnitudzie 3,2 (Huenges & Ledru, 2010). Prawdopodobnie stało się tak z powodu lokalizacji projektu w sąsiedztwie strefy tektonicznej. Podobne sytuacje, choć związane ze wstrząsami o nieco mniejszej magnitudzie, znane są w USA (Zoback, 2012; 2–10 przypadków/rok).

Ostatnie i najbardziej istotne dla składowania CO<sub>2</sub> w poziomach solankowych jest zagadnienie geotermii konwencjonalnej, tzn. niskiej entalpii, dla której w Polsce istnieje znaczny potencjał (Górecki, 2006a, b). Istotnie geotermia niskiej entalpii może wykorzystywać te same formacje geologiczne – porowate skały zbiornikowe zbudowane przeważnie z piaskowców. Jednakże dla geotermii nie są istotne struktury tylko występowanie warstw zawierających porowate piaskowce wypełnione wodą złożową o odpowiedniej temperaturze. Z uwagi na relatywnie niski gradient geotermiczny w Polsce szacowane zasoby ciepła w poziomach wodonośnych do głębokości 3 km odpowiadają 1/4 tychże zasobów na Węgrzech (Górecki, 2006a), a na większych głębokościach odpowiednie skały mają coraz gorsze własności zbiornikowe i ponadto występujące w nich wody złożowe charakteryzują się wysokim zasoleniem. W przypadku geologicznego składowania mamy do czynienia z zatłaczaniem medium (CO<sub>2</sub>) do zbiornika, zaś geotermii konwencjonalnej – z pobieraniem wody ze zbiornika jednym odwiertem i powrotnym zatłaczaniem do zbiornika drugim odwiertem (Górecki, 2006a). Doświadczenia amerykańskie (Zoback, 2012) wskazują na relatywnie częste występowanie wstrząsów sejsmicznych, na ogół

o niezbyt wysokiej magnitudzie, towarzyszących eksploatacji systemów geotermalnych niskiej entalpii oraz jeszcze częstsze w przypadku systemów geotermalnych wysokiej entalpii (o temperaturach umożliwiających produkcję energii elektrycznej, działających na parę wodną), które jednakże często są tam usytuowane w obszarach aktywnych sejsmicznie. Nie są znane inne negatywne oddziaływania systemów geotermalnych w USA na środowisko, natomiast taki przypadek stwierdzono m.in. w Turcji (Aksoy i in., 2007). W tym przypadku doszło do skażeń wód użytkowych solanką zawierającą metale ciężkie, wskutek lokalizacji instalacji geotermalnych (odwiertów) w sąsiedztwie aktualnej strefy tektonicznej, która stanowiła drogę migracji solanki do wód słodkich. Podobne zagrożenia mogą wystąpić w przypadku wyboru niewłaściwej struktury dla geologicznego składowania CO<sub>2</sub>. Są one eliminowane na etapie wstępnych kryteriów selekcji, obejmujących m.in. stwierdzenie występowania kompleksów uszczelniających od odpowiedniej miąższości i integralności, uniemożliwiających migrację solanki i ewentualnie CO<sub>2</sub> ze składowiska, do wyżej położonych poziomów wodonośnych (Wójcicki, 2013).

### PODSUMOWANIE

W pracy przedstawiono problematykę geologicznego składowania CO<sub>2</sub>, w szczególności przypadków poziomów solankowych-wodonośnych, oraz związane z tym mechanizmy wiązania zatłoczonego CO<sub>2</sub> w górotworze. Przedyskutowano możliwe zagrożenia związane z eksploatacją górotworu, w przypadku CCS oraz innych dziedzin. Generalnie można stwierdzić, że nie są znane przykłady istotnego oddziaływania geologicznego składowania CO<sub>2</sub> na środowisko, natomiast takie przykłady można podać dla przedsięwzięć w mniejszym lub większym stopniu analogicznym (pod względem stosowania technologii i procesów fizycznych), tzn. geotermii konwencjonalnej czy niekonwencjonalnej, eksploatacji węglowodorów, w tym zatłaczania odpadów będących wynikiem tej eksploatacji.

Autor dziękuje Recenzentom za cenne uwagi.

### LITERATURA

- AKSOY N., ŞİMŞEK C. & GUNDUZ O. 2009 – Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: A case study of Balçova, Turkey. *J. Contam. Hydrology*, 103: 13–28.
- ANDREWS I.J. 2014 – The Jurassic shales of the Weald Basin: geology and shale oil and shale gas resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK.
- CHADWICK A., ARTS R., BERNSTONE C., MAY F., THIBEAU S. & ZWEIGL P. 2008 – Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Keyworth, Nottingham, British Geological Survey.
- GÓRECKI W. (red.) 2006a – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Atlas of geothermal resources of Mesozoic formations in the Polish Lowlands. AGH, Kraków, s. 484.
- GÓRECKI W. (red.) 2006b – Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. AGH, Kraków, s. 484.
- HUENGES E. & LEDRU P. 2010 – Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization. Wiley-VCH.
- IPCC 2005 – IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Metz B., Davidson O., de Coninck H.C., Loos M. & Meyer L.A.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, s. 442.
- KOCHANEK E. 2007 – Podziemne magazynowanie paliw w strukturach geologicznych jako element bezpieczeństwa energetycznego Polski. *Bezpieczeństwo Narodowe I-II*, 3/4.
- LAKE L.W. & WALSH M.P. 2008 – Enhanced Oil Recovery (EOR) Field Data Literature Search. Technical Report for Danish North Sea Partner, Danish Energy Agency, Morsk Olie og Gas AS.
- MELZER L.S. 2012 – Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub> EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery. Annual CO<sub>2</sub> Flooding Conference, Midland TX, February 2012.
- MEYER J.P. 2007 – Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>EOR) Injection Well Technology. Background report prepared for the American Petroleum Institute.
- ROCHON E. (red.) 2008 – False Hope – why carbon capture and climate won't save the climate. Greenpeace International.
- WÓJCICKI A. (red.) 2013 – Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania, Raport końcowy oraz raport podsumowujący. Dostępne na stronie projektu: <http://skladowanie.pgi.gov.pl>.
- ZOBACK M. 2012 – [W]: NATIONAL RESEARCH COUNCIL OF THE NATIONAL ACADEMIES 2012 – Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. THE NATIONAL ACADEMIES PRESS Washington, D.C., USA.