

GEOTERMIA A CCS I CCU

GEOTHERMAL ENERGY VERSUS CCS AND CCU

ADAM WÓJCICKI¹

Abstrakt. Problem potencjalnego konfliktu interesów pomiędzy geologicznym składowaniem CO₂ w poziomach solankowych a geotermią niskotemperaturową jest często podnoszony przez przeciwników metody CCS (*Carbon Capture and Storage* – czyli wychwyty i geologiczne składowanie CO₂) zarówno w Polsce, jak i w innych krajach Europy o podobnych warunkach geologicznych. Jak wiadomo, formacje skał osadowych występujące w obrębie basenu permo-mezozoicznego obejmującego północne Niemcy, Danię, Holandię, Morze Północne, wschodnią część Anglii oraz ponad połowę terytorium Polski zawierają wody złożowe o różnym zasoleniu. Wbrew oponentom metody CCS warto wskazać, że procesy towarzyszące oddziaływaniom włączanego CO₂ z górotworem i wodami solankowymi można wykorzystać jednocześnie do obu celów – sekwestracji i skojarzonej produkcji ekologicznej energii (kogeneracji). Reasumując, obecnie możliwe jest połączenie CCS i CCU (*Carbon Capture and Utility*, czyli wychwyty CO₂ oraz jego utylizacja) i geotermii, przez co można zredukować emisję dwutlenku węgla i przy okazji w opłacalny sposób produkować ciepło i/lub energię elektryczną.

Pierwszą z takich możliwości jest wykorzystanie CO₂ w zamkniętych, niekonwencjonalnych systemach geotermalnych typu HDR (*Hot Dry Rock*). W przypadku HDR dokonujemy szczelinowania, aby sztucznie polepszyć właściwości zbiornikowe skał na głębokościach minimum 3 km i osiągnąć temperaturę minimum 95–100°C, wystarczającą do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Połączenie geotermii z CCU oznacza tu po prostu że zamiast wody zatłaczamy CO₂ w obiegu zamkniętym. Około 10% zatłoczonego gazu jest przy tym „tracona”, czyli pozostaje na trwałe w górotworze, co stanowi efekt CCS. Oczywiście, nie są to ilości na ogół wielkie w porównaniu z konwencjonalną sekwestracją, ale w przyjętych koncepcjach redukcji emisji CO₂ metody utylizacji tego gazu (CCU – *Carbon Capture and Utility*) są szczególnie cenne i pożądane. Wykorzystanie CO₂ zamiast wody jako medium przenoszące ciepło ogromnie przy tym podnosi efektywność energetyczną HDR, co stanowi w tym przypadku kluczowy zysk ekonomiczny i ekologiczny.

Druga koncepcja wykorzystuje skały osadowe o dobrych właściwościach zbiornikowych, zawierające solanki, które są na ogół mniej przydatne dla geotermii, z uwagi na wysoką korozyjność i przeciętne na ogół (zwłaszcza w naszym kraju) parametry temperaturowe. Do poziomu solankowego zatłaczany jest CO₂, który na głębokości minimum 800 m występuje w fazie zbliżonej do ciekłej, lecz o gęstości niższej od solanki, stąd utrzymuje się nad nią w postaci poduszki. Przy założeniu kogeneracji energii, CO₂ jest zatłaczany do solanki, przy czym jego większa część pozostaje w górotworze (sekwestracja), a niewielka część cyrkuluje w obiegu zamkniętym, oddając ciepło na wymienniku, bądź produkując energię elektryczną w turbinie. Sens ekonomiczny tej koncepcji zawiera się w fakcie, że dwutlenek węgla może w tych warunkach, w temperaturze kilkudziesięciu stopni Celsjusza plus panującej na tych głębokościach, oddać parokrotnie więcej ciepła/energii, niż zasolona woda wykorzystywana w tradycyjnych układach zamkniętych głębokiej geotermii.

Słowa kluczowe: CCS, CCU, geotermia, HDR, sekwestracja CO₂, poziomy solankowe, kogeneracja energii.

Abstract. The issue of potential conflict of interests between CO₂ geological storage in saline aquifers (CCS – *Carbon Capture and Storage*) and low-enthalpy geothermal energy is often raised by opponents of the CCS in Poland and other European countries of similar geological conditions. However, contrary to those opponents, processes accompanying CO₂ injection into deep saline aquifers can be simultaneously used for both sequestration and associated production of clean energy. Sedimentary formations occurring in the Permian-Mesozoic Basin, covering the Northern Germany, Denmark, the Netherlands North Sea, eastern England and more than a half of the territory of Poland contain deep waters of variable salinity. It is possible to combine geothermal and CCS, both in order to reduce carbon dioxide emissions and for cost-efficient heat and/or electricity generation.

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; e-mail: adam.wojcicki@pgi.gov.pl

The first concept is the use of CO₂ in closed, unconventional geothermal systems (HDR – Hot Dry Rock). In case of HDR fracturing is carried out in order to enhance reservoir properties of rocks at depth of at least 3 km, reaching a temperature of minimum 95–100° C, sufficient for heat and electricity generation. This method combines the geothermal energy and CO₂ injection instead of water in a closed loop. Therefore, this method should be classified mostly as CCU, subordinately as CCS. Although it does not neutralize huge amounts of CO₂ in comparison with conventional geological storage (only about 10% of injected gas is ultimately stored in the host rock), the CCU method is much desired and produces geothermal energy with much better efficiency than the classical geothermal loop using water as a medium transporting the heat – which is the main economical and ecological advantage of this method.

The second concept uses sedimentary rocks of good reservoir properties, containing saline aquifers, usually less suitable for geothermal because of high corrosivity and generally weak thermal properties (at least in Poland). CO₂ is injected into the saline aquifer, and appears at depth of minimum 800 m in a phase similar to a liquid, but of density lower than brine, so it remains on top as a plume. If most of the injected CO₂ remains in the aquifer (i.e. it is sequestered), part of it is re-circulated in a closed loop for the heat exchange or electricity generation in a turbine. At the depth of more than 800 m, in the temperature of tens of C degrees plus, the carbon dioxide transmits the heat/energy stream several times more efficiently than the water/brine medium, which makes economic sense of such an approach.

Key words: CCS, CCU, geothermal energy, HDR, CO₂ sequestration, saline aquifers, energy co-generation.

WSTĘP

Według „Atlasu zasobów geotermalnych” (Hurter, Haenel, 2002), temperatury występujące na głębokości 1 km na terytorium Polski wskazują, że Polska ma co najwyżej przeciętne warunki do rozwoju geotermii (fig. 1). W Europie warunki te są dobre, zwłaszcza w południowej i fragmentami w zachodniej części kontynentu. Najbliżej Polski takie warunki występują w basenie pannońskim wraz z przyległą

południowo-wschodnią częścią Słowacji. Na podwyższoną temperaturę skorupy ziemskiej wpływa w szczególności zwiększony dopływ ciepła z płaszcza Ziemi (obecność aktywnego lub niedawno wygasłego – w skali geologicznej – wulkanizmu) oraz lokalne, względne wzbogacenie danych części skorupy kontynentalnej w pierwiastki promieniotwórcze. Na terytorium Polski zjawiska wulkaniczne wystę-

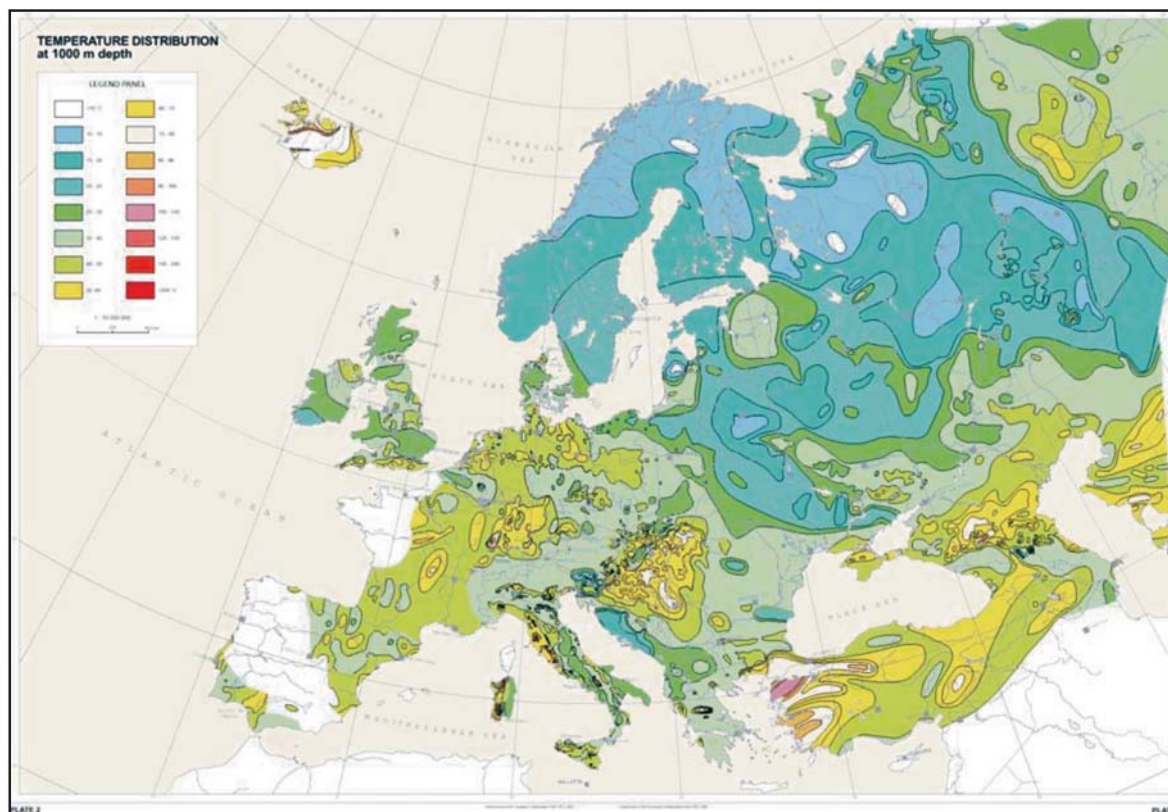


Fig. 1. Rozkład temperatury w Europie na głębokości 1000 m (według Hurtel, Haenel, 2002)

Temperature distribution in Europe at the depth of 1000 m (after Hurter, Haenel, 2002)

powwały w stosunkowo nieodległej przeszłości geologicznej (neogenie), ale ich zasięg był ograniczony do niewielkich obszarów w południowej części kraju (Ziegler, 1990). Stąd na obszarze Niżu Polskiego (tzn. na północ od Karpat i Sudetów) temperatura na danej głębokości zależy zasadniczo od rodzaju skał (platforma paleozoiczna na zachodzie ma nieco lepsze warunki, prekambryjska platforma wschodnioeuropejska na północnym wschodzie – nieco gorsze) i najczęściej waha się w przedziale 30–40°C na głębokości 1 km (fig. 1).

Głębokość 1 km została wybrana właśnie dlatego, że jest to optymalna i najbardziej ekonomiczna głębokość dla geologicznego składowania dwutlenku węgla w poziomach solankowych.

W ramach projektu FP6 EU GeoCapacity zostało wykonane wstępne oszacowanie możliwości geologicznego składowania dwutlenku węgla w Europie (Vangkilde-Pedersen i in., 2008; fig. 2). Znaczną część Niżu Polskiego, a także północne Niemcy, Danię, Holandię, południową część Mo-

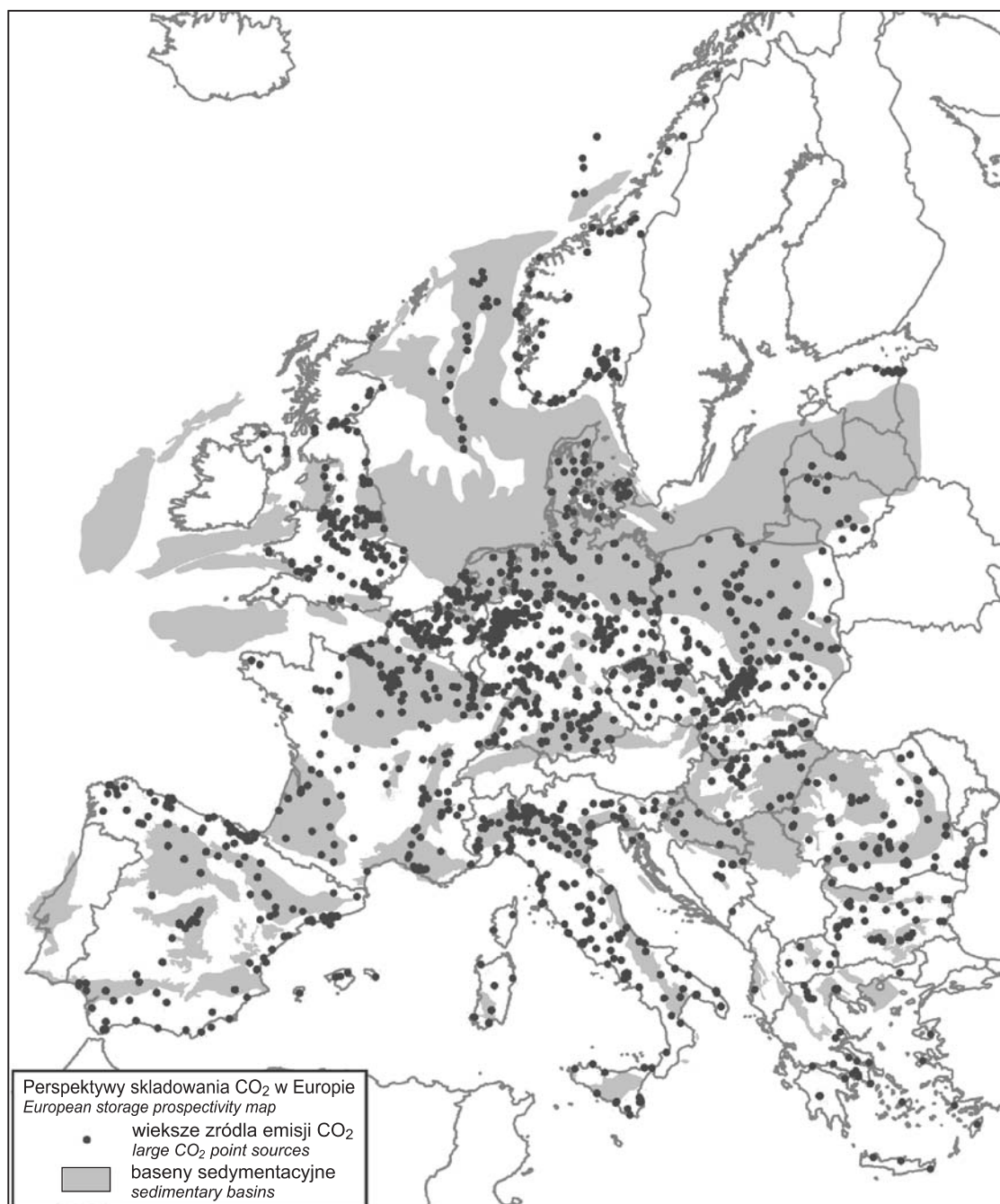


Fig. 2. Baseny sedymentacyjne w Europie, perspektywiczne do geologicznego składowania CO₂ (wg Vangkilde-Pedersen i in., 2008)

Sedimentary basins in Europe, prospective for CO₂ geological storage (after Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2008)

rze Północnego oraz NE część Anglii obejmuje basen sedymentacyjny permo-mezozoiku (czasami zwany południowym basenem permskim, w odróżnieniu od północnego, położonego na południowy wschód i południe od brzegów Norwegii – Ziegler, 1990), o doskonałych właściwościach zbiornikowych i na ogół znacznej miąższości osadów mezozoiku. Istotne jest, że w skałach osadowych o dobrych właściwościach zbiornikowych występują solanki lub wody złożowe (zależnie od głębokości i formacji geologicznej mogą to być w pewnych strefach również wody wysłodzone – nawet na głębokościach sięgających 1000 m; Górecki, 2006a), które można wykorzystać zarówno do geotermii niskotemperaturowej, jak i geologicznego składowania dwutlenku węgla. Z kolei fakt, że kompleksy skał osadowych osiągają we wspomnianym basenie miąższości od kilku do nawet kilkunastu kilometrów, daje podstawy do stwierdzenia, że Polska ma potencjalne zasoby dla geotermii konwencjonalnej, ale im głębiej (a więc w zakresach interesujących

temperatur) tym są one znacznie trudniejsze do wykorzystania, z uwagi na wzrastające zasolenie i pogarszające się właściwości zbiornikowe, przede wszystkim przepuszczalność (Górecki, 2006a, b).

Stąd ekonomiczny sens geotermii konwencjonalnej (tzn. opartej na wykorzystaniu wód złożowych, występujących w kompleksach skał osadowych) dla głębokości większej od 1 km jest ciągle problematyczny na znacznej części Polski. Chodzi tu zwłaszcza o występowanie relatywnie niskich temperatur ośrodka geologicznego, tam gdzie właściwości zbiornikowe są dobre oraz na ogół gorszych właściwości zbiornikowych i dużego zasolenia na głębokościach, gdzie temperatury te są relatywnie wysokie. W przypadku istniejących zakładów geotermalnych wiadomo, że np. do budowy instalacji Geotermii Podhalańskiej, w Pyrzycach i Stargardzie dla utrzymania inwestycji były konieczne znaczne dotacje ze środków publicznych (Odpowiedź Ministerstwa Środowiska na interpelację nr 4752 Sejmu VI kadencji z dnia 15.09.2008).

KRYTERIA OPTYMALNE DLA CCS I GEOTERMII

Problem opłacalności dotyczy także geologicznego składowania dwutlenku węgla w poziomach solankowych na skałę przemysłową, które ma sens jedynie przy znacznie wyższych niż obecnie cenach uprawnień do emisji CO₂ (Pieńkowski, 2012) i przede wszystkim wymaga udoskonalenia drogiej technologii wychwytu CO₂ (wychwyty to obecnie ok. 90% szacowanych kosztów metody CCS). Samo składowanie jest pod względem ekonomicznym kwestią znacznie mniej problematyczną niż wychwyty. Czytelne są też podstawowe kryteria geologicznego składowania. W „Podręczniku najlepszych praktyk dla geologicznego składowania CO₂ w poziomach wodonośnych-solankowych” (projekt CO₂STORE – Chadwick i in., 2006) są podane następujące wyjściowe kryteria, jakie muszą spełniać struktury geologiczne w poziomach solankowych wodonośnych:

1) pojemność składowania struktury wyraźnie większa od całkowitej emisji zakładu przemysłowego;

2) głębokość występowania kolektora; głębokość minimalna to 800 m (płycej CO₂ nie występuje w fazie nadkrytycznej), maksymalna zależna od właściwości zbiornikowych – do 2500–3000 m (względy ekonomiczne oraz pogarszające się z głębokością właściwości zbiornikowe skał);

3) miąższość kolektora(ów); minimalna 20 m, najlepiej 50 metrów i więcej;

4) porowatość; minimalna 10%, pożądana 20% lub więcej;

5) przepuszczalność; minimalna 10–100 mD, pożądana co najmniej 300 mD

6) zasolenie (mineralizacja); minimum 30 g/dm³, najlepiej ponad 100 g/dm³ (oznacza to w przybliżeniu brak kontaktu z użytkowymi wodami słodkimi – pitnymi; ale jeśli zostanie wykazane, że taki kontakt nie ma miejsca, a obniżone zasolenie wynika z innych czynników, np. jest zasoleniem rezydualnym pierwotnych wód w basenie sedymentacyj-

nym, to wartość minimalna zasolenia może być niższa, nawet 10 g/dm³); zbyt wysokie zasolenie też jest niewskazane;

(7) nadkład/uszczelnienie pozbawiony uskoków, nieprzepuszczalny o miąższości minimum 20–50 m, a najlepiej 100 m, minimalna miąższość uszczelnienia zależy od jego parametrów fizycznych (bezpieczna jest umownie wartość ok. 50 m, ale bardzo ważna jest integralność uszczelnienia – Hesselbo, Pieńkowski, 2011).

W przypadku geotermii konwencjonalnej (tzn. takiej, której podstawą jest wykorzystanie wód złożowych występujących w kompleksach skał osadowych, z zastosowaniem otworów produkcyjnych i iniekcyjnych, w których zatłacza się schłodzoną wodę złożową z powrotem do kolektora) kryteria te są mniej liczne i bardziej ogólne. W „Atlasie zasobów geotermalnych Europy” (Hurter, Haenel, 2002) mowa jest w zasadzie tylko o dwóch takich kryteriach:

1) miąższość kolektora(ów); minimalnie 20 m;

2) rekomendowana temperatura wody zatłaczanej na powrót do kolektora co najmniej 25°C.

Ostatnie kryterium oznacza, że w naszych warunkach głębokość 1 km jest mniej więcej granicą przemysłowego zastosowania konwencjonalnej geotermii, oczywiście z użyciem pomp ciepła, jeśli chcemy wykorzystać zagospodarowane zasoby geotermalne do celów grzewczych, zwłaszcza w sieci ciepłowniczej, co odpowiadałoby mniej więcej temperaturze wody lub solanki w złożu minimum 35°C; powyższe zastrzeżenia nie dotyczą płytkich pomp ciepłych na małą skałę, np. do ogrzewania pojedynczych domów mieszkalnych.

Przyjmuje się zwykle, że do temperatury w złożu 85°C możliwa jest tylko produkcja ciepła, a powyżej zarówno ciepła, jak i elektryczności (z wykorzystaniem tzw. fluidu geotermalnego o niższej temperaturze wrzenia niż woda –

amoniaku, freonu lub izobutanu – Górecki, 2006a), a powyżej 150°C można produkować wyłącznie elektryczność. W polskich warunkach geologicznych minimalna temperatura w złożu wynosząca 85°C odpowiada głębokości rzędu 2,5–3,0 km (częściej jest to dolna granica), a 150°C występuje prawdopodobnie dopiero na głębokości rzędu 5 km.

Z powyższego zestawienia wynika, że istotnie można mówić o konflikcie interesów między CCS i CCU a geotermią, jeśli chcemy wykorzystywać niezależnie w tym samym miejscu poziomy wodonośne solankowe, abstrahując od opłacalności ekonomicznej jednego czy drugiego przedsię-

wzięcia. Na obszarze Polski zarówno perspektywy sekwestracji, jak i geotermii dotyczą głównie serii jury dolnej, gdyż utwory te o znacznych miąższościach zawierają szereg systemów sekwestracyjnych/poziomów wód solankowych o znakomitych właściwościach kolektorskich, przedzielnymi dobrymi uszczelnieniami (Pieńkowski, 2004; Hesselbo, Pieńkowski, 2011).

Dlatego istotne jest przedstawienie, czy i w jaki sposób możemy wykorzystać górotwór, zarówno na potrzeby CCS i CCU, jak i geotermii.

CCU/CCS I HDR

W Polsce nie dysponujemy dotąd doświadczeniami w zakresie wykorzystania niekonwencjonalnych systemów geotermalnych. We wspomnianych systemach HDR (*Hot Dry Rock*) wykorzystywane jest ciepło samych skał, a nie wody złożowe. Uzyskanie energii polega na zatłaczaniu wody na głębokości odpowiadające temperaturze powyżej punktu wrzenia wody, do skał uprzednio zeszcelinowanych metodą hydrauliczną (Górecki, 2006a, b). Na razie prowadzi się prace badawcze, które mają odpowiedzieć, gdzie ewentualnie można i należałoby zastosować HDR w Polsce w ramach tematu „Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (*Hot Dry Rocks*) w Polsce”, realizowanego przez konsorcjum PIG–PIB (lider), IGSMiE PAN i AGH na zlecenie Ministerstwa Środowiska, a finansowanego ze środków NFOŚiGW.

Idea połączenia CCU/CCS i HDR ma już pewną historię. Jako pierwszy przedstawił ją Pruess (2006), który skupił się na obliczeniach modelowych, głównie na przypadku geotermii wysokotemperaturowej (temperatura w „złożu” 200°C), ale analizował też własności CO₂, jako medium dla geotermii także w niższych temperaturach. Najistotniejsze wnioski z pracy są takie, że zmiany stanu skupienia dwutlenku węgla na otworze zatłaczającym i produkcyjnym powodują, że w HDR przy zastosowaniu CO₂ można by osiągnąć nawet czterokrotnie większe przepływy (chodzi o masę płynu), niż w przypadku wody (pary wodnej w złożu) i odbierać nawet do 50% więcej ciepła w przypadku geotermii wysokotemperaturowej, natomiast w przypadku geotermii niskotemperaturowej nawet parokrotnie więcej, niż w przypadku, gdy jako medium wymiany ciepła stosujemy wodę. Jednocześnie przy stratach rzędu 10% zatłaczanego CO₂, które pozostaje w skale, jest to także sposób sekwestracji CO₂.

W kolejnej pracy, autorstwa Gurgenci i in. (2008) przedstawiono koncepcję instalacji na podstawie powyższych założeń, w których dwutlenek węgla krąży w obiegu zamkniętym, jest zatłaczany na głębokość około 5 km (w warunkach geologicznych Australii, gdzie wykonano ten eksperyment odpowiada to temperaturze minimum 235°C w „złożu”), a po wyjściu na powierzchnię napędza turbinę, produkując elektryczność. Oszacowano, że jedna instalacja

o mocy 500 MWe umożliwi sekwestrację takiej ilości dwutlenku węgla, jaką emitują trzy bloki węglowe o mocy 500 MWe każdy (razem 1 500 MWe).

Koncepcja takiej instalacji jest testowana przez firmę *GreenFire Energy*, we współpracy z Departamentem Ener-

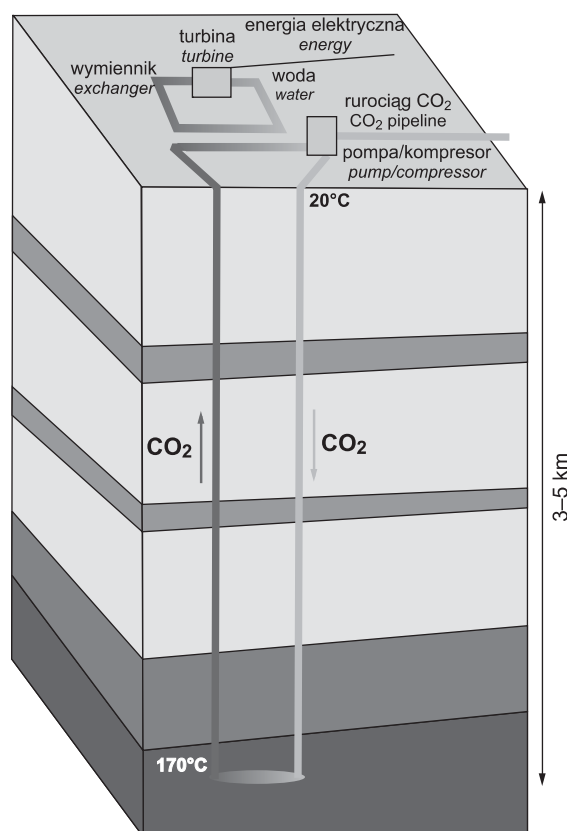


Fig. 3. Przykładowe połączenie HDR i CCU/CCS

Zwraca uwagę duży gradient temperatur (na podstawie koncepcji *GreenFire*)

An example of combining HDR and CCU/CCS

Note the high temperature gradient (based on *GreenFire* concept)

gii USA (www.energia.gov) w stanie Arizona, gdzie występują naturalne „złoża” nadkrytycznego CO₂. W wariantcie pilotażowym (fig. 3) przewidziano obieg zamknięty dwutlenku węgla i przekazywanie ciepła wodzie w obiegu zamkniętym na turbinie, co zapewne nie umożliwi wykorzy-

stania wszystkich zalet koncepcji Preussa (2006) i Gurgenci i in. (2008), ale za to pozwoli wykorzystać standardową turbinę na powierzchni, napędzaną parą wodną. Straty CO₂ w górotworze zaliczane są na poczet geologicznej sekwestracji.

CCS I GEOTERMIA NISKOTEMPERATUROWA

Jak wspomniano wyżej Pruess (2006) analizował właściwości CO₂ jako medium dla geotermii, zarówno wysoko-, jak i niskotemperaturowej. Najbardziej interesująca koncepcja z polskiego punktu widzenia została przedstawiona niedawno przez Randolpha i Saara (2011). Autorzy ci analizowali zarówno model Prussia (2006) dla geotermii wysokotemperaturowej, jak i jego odpowiednik dla geotermii niskotemperaturowej, a więc warunków jakie są bardziej typowe dla Polski.

Idea zawiera się w wykorzystaniu jako zbiornika do składowania CO₂, zarówno jako składowiska dla nadkrytycznego CO₂, jak i systemu geotermalnego, skał o dobrych właściwościach zbiornikowych i przykrytych dobrym uszczelnieniem (fig. 4). Z uwagi, że poduszka nadkrytycznego dwutlenku węgla będzie rozchodzić się na boki we wszystkich kierunkach, wokół otworu zatłaczającego powinny być zainstalowane co najmniej cztery otwory produkcyjne, przekazujące na powierzchnię ciepło od „gorącego” nadkrytycznego CO₂, które to ciepło będzie odbierane przez wymiennik

ciepła, mogący ogrzewać wodę, np. w miejskiej sieci ciepłowniczej. Optymalne byłoby rozwiązanie, gdyby te otwory były jednocześnie otworami monitorującymi proces zatłaczania CO₂. Autorzy szacują, że przychody z geotermii niskotemperaturowej, tzn. sprzedaży ciepła (przyjęli w obliczeniach warianty dla temperatury 100°C na głębokości 1 km i 100°C na głębokości 2,5 km) powinny wynosić od 71 do 980% kosztów CCS (przyjęto 60 USD za tonę) w pierwszym wariantcie i 53 do 730% kosztów w drugim. Oznaczałoby to, że metoda mogłaby być w optymalnych warunkach wysoce dochodowa, a w najgorszym przypadku nie powinna pociągać znaczących strat, pokrywając przynajmniej połowę kosztów CCS.

Należy przy tym nadmienić, że według wyliczeń Prussia (2006) oraz diagramu zestawionego przez Huengesa i Ledru (2010) (fig. 5) efektywność przekazywania ciepła przez nadkrytyczne CO₂ dla względnie niskich temperatur, poniżej 100°C, jest bardzo wysoka. Mianowicie, dla głębokości

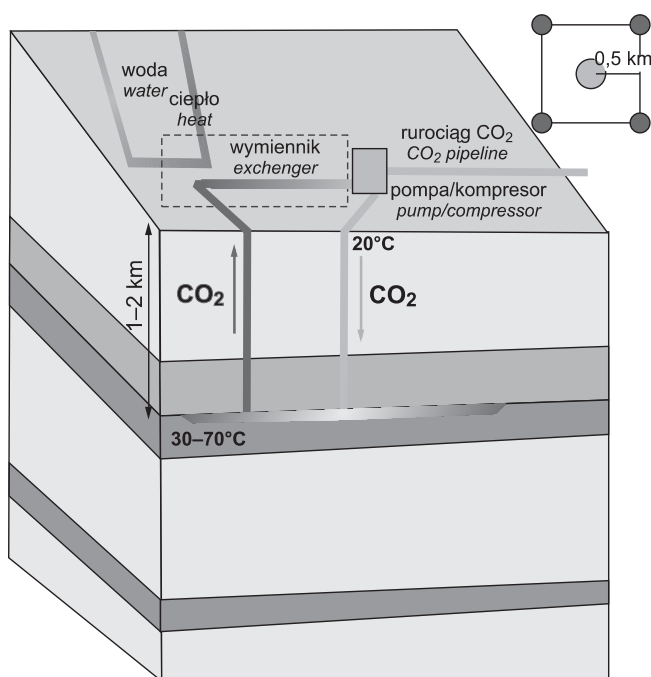


Fig. 4. Możliwe połączenie CCS i geotermii niskotemperaturowej (wg Randolph, Saar, 2011, zmienione)

Possible application of CCS and low enthalpy (after Randolph, Saar, 2011, modified)

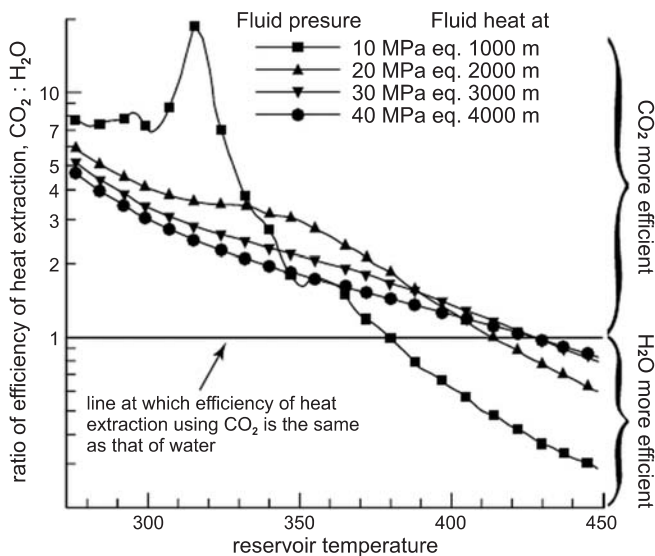


Fig. 5. Porównanie efektywności systemów geotermalnych wykorzystujących CO₂ i wodę jako płyn roboczy (wg Huengesa, Ledru, 2010)

Comparison of efficiency of geothermal systems utilizing CO₂ and water as a working fluid (after Huengesa, Ledru, 2010)

około 1 km (lub niewiele większej), czyli w warunkach typowych dla Niżu Polskiego, dla temperatury około 40°C, występuje maksymalna wartość, przy której zastosowanie CO₂ jest 10–15 razy efektywniejsze od wody (co oznacza potencjalnie duże przychody z produkcji ciepła). W praktyce

oznacza to, że dla wielkoskalowych projektów CCS (chodzi o duże projekty demonstracyjne lub projekty komercyjne) powstałoby do kilku ciepłowni geotermalnych o mocy do 100 MWt, tzn. przy każdym z otworów, gdzie przewidziano zatłaczanie dwutlenku węgla.

IMPLIKACJE

Istotne z punktu widzenia gospodarki narodowej i zobowiązań Polski w zakresie redukcji emisji CO₂ podjętych w ramach Unii Europejskiej wydaje się połączenie geotermii niskotemperaturowej z CCS wykorzystującym opcje geologicznego składowania dwutlenku węgla. Opłacalność ekonomiczna każdej z tych technologii z osobna uważana jest za wątpliwą, ale najnowsze wyniki badań prowadzonych na świecie sugerują, że w przypadku ich połączenia sytuacja staje się o wiele korzystniejsza. Problemem może być paradoksalnie nadmiar energii cieplnej z kogeneracji sekwestracyjno-geotermalnej, czyli brak dużego odbiorcy ciepła w pobliżu składowiska CO₂. Nie ulega wątpliwości, że wymienione korzyści powinny być jak najszybciej podane do wiadomości publicznej, co może przekonać społeczności lokalne, że składowanie/zatłaczanie CO₂ daje wymierne korzyści na miejscu, nie tylko w postaci opłat za składowanie.

Technologię tę należałoby jak najszybciej przetestować w małej skali (pilotażowej, zatłaczanie CO₂ w ilości rzędu

kilkudziesięciu tysięcy ton przez 2–3 lata, porównując przy tym produkcję ciepła z wody/solanki i poduszki nadkrytycznego CO₂), aby można było sporządzić biznesplany i studia wykonalności dla dużych projektów integrujących geotermię niskotemperaturową i CCS w poziomach solankowych.

Z kolei produkcja energii elektrycznej z poduszki CO₂ wymaga nieco wyższej temperatury, rzędu 100°C (minimum 85°C), przy założeniu, że czynnikiem roboczym w turbinie jest woda/para, do której przekazywane jest ciepło. W Polsce występują poziomy solankowe na głębokościach odpowiadających temperaturze 85°C, ale ich właściwości zbiornikowe są na ogół słabe, a zasolenie wysokie – stąd ta opcja odnosi się raczej do niekonwencjonalnych systemów geotermalnych (HDR). Dla sytuacji przedstawionej na figurze 4 odpowiada to dolnemu poziomowi zbiornikowemu. Sprawa ta wymaga również zbadania, dla jakich temperatur w złożu nadkrytyczny CO₂ może być wykorzystany do produkcji zarówno ciepła, jak i energii elektrycznej.

LITERATURA

- CHADWICK A., ARTS R., BERNSTONE C., MAY F., THIBEAU S., ZWEIGEL P. (red.), 2006 — Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers, observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects. Raport projektu CO₂STORE. <http://www.co2store.org>.
- 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.
- GÓRECKI W. (red), 2006b — Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. Atlas of geothermal resources of Paleozoic formations in the Polish Lowlands. AGH, Kraków.
- GURGENCI H., RUDOLPH V., SAHA T., AND LU M., 2008 — Challenges for geothermal energy utilization, 33rd Stanford Workshop.
- HESELBO S.P., PIENKOWSKI G., 2011 — Stepwise atmospheric carbon-isotope excursion during the Toarcian Oceanic Anoxic Event (Early Jurassic, Polish Basin). *Earth Planetary Sc. Letters*, **301**, 365–372.
- HUENGES E., LEDRU P., 2010 — Geothermal Energy Systems: exploration, development and utilization. Wiley-VCH.
- HURTER S., HAENEL R. (red.), 2002 — Atlas of geothermal resources in Europe, office for official publications of the European Communities, Luxembourg.
- PIENKOWSKI G., 2004 — The epicontinental Lower Jurassic of Poland. *Pol. Geol. Inst. Sp. Papers*, **12**: 1–154.
- PIENKOWSKI G., 2004 — Przyszła struktura energetyczna oraz rola CCS w Polsce – wnioski z ostatnich konferencji w Niemczech i w Polsce. *Prz. Geol.*, **60**, 1: 32–35.
- PRUESS K., 2006 — Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid – a novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon, *Geothermics*.
- RANDOLPH J.B., SAAR M.O., 2010 — Coupling carbon dioxide sequestration with geothermal energy capture in naturally permeable, porous geologic formations: Implications for CO₂ sequestration. *Energy Procedia*, **4** (2011): 2206–2213.
- STRONA Komisji Europejskiej – Dyrekcji Generalnej d.s. Środowiska, poświęcona problematyce zapobiegania antropogenicznym zmianom klimatu — http://ec.europa.eu/environ/ent/climat/climate_action.htm
- STRONA Global CCS Institute, poświęcona rozwojowi technologii CCS na świecie — <http://www.globalccsinstitute.com/>
- VANGKILDE-PEDERSEN T., LYG ANTHONSEN K., SMITH N., KIRK K., NEELE F., MEER VAN DER B., LE GALLO Y., BOSSIE-CODREANU D., WOJCICKI A., LE NINDRE I.-M., HENDRIKS C., DALHOFF F., CHRISTENSEN N.P., 2008 — GHGT-9 Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide – the EU GeoCapacity project. *Energy Procedia* – Elsevier.
- ZIEGLER P.A. (red.), 1990 – Geological Atlas of Western and Central Europe, Shell I.P.M.B.V.

SUMMARY

The issue of potential conflict of interests between CO₂ geological storage in saline aquifers (CCS – Carbon Capture and Storage) and low enthalpy geothermal energy is often raised by opponents of the CCS in Poland and other European countries of similar geological conditions. However, contrary to those opponents, processes accompanying CO₂ injection into deep saline aquifers can be simultaneously used for both sequestration and associated production of clean energy. Sedimentary formations occurring in the Permian-Mezozoic Basin, covering the Northern Germany, Denmark, the Netherlands North Sea, eastern England and more than a half of the territory of Poland contain deep waters of various salinity.

However, it is known from several recently published papers that it is possible to combine geothermal energy and CCS/CCU, both in order to reduce carbon dioxide emissions and for cost-efficient clean heat and/or electricity generation. First concept concerns the use of CO₂ in closed, unconven-

tional geothermal systems of HDR (Hot Dry Rock). The second concept concerns sedimentary rocks of good reservoir properties, containing saline aquifers, usually less suitable for exploiting geothermal energy because of high corrosivity and weak temperature properties. However, in temperature range of several tens of C degrees, the use of the carbon dioxide (instead of water) as a medium of heat flow will enhance the efficiency of energy production, transmitting at least several times more heat/energy than the water/brine medium does. This is the main economic advantage of this method. Relatively low geothermal gradient in Poland would favor rather the utilization of cost efficient and clean low enthalpy geothermal energy, linked with CCS, for direct heat production and use. Such approach might improve public relation and social acceptance of carbon dioxide storage in saline aquifers in Poland. However the technology should be tested in a pilot scale in order to assess its feasibility.