



**Referat wygłoszony w dniu 17 kwietnia 2024r. na posiedzeniu
Komisji Nauk Geologicznych PAN Oddział w Krakowie**

Polska Akademia Nauk

Oddział w Krakowie

Komisja Nauk Geologicznych

dr hab. inż. Anna Sowiżdżał, prof. AGH

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Katedra Surowców Energetycznych

Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

e-mail: ansow@agh.edu.pl

ORCID: 0000-0003-1384-3763

**Niekonwencjonalne systemy geotermalne - innowacyjne rozwiązania dla
wykorzystania energii geotermalnej w Polsce**

Energia geotermalna należy do odnawialnych źródeł energii, których wykorzystanie jest niezwykle pożądane we współczesnym świecie. Odnawialne źródła energii to źródła odnawiające się w naturalnych procesach przyrodniczych, źródła niewyczerpywalne, których wykorzystanie nie powoduje emisji substancji zanieczyszczających do środowiska. W czasach kiedy zanieczyszczenie powietrza w wielu miejscach w Polsce wielokrotnie przewyższa przyjęte normy, a ceny energii z paliw kopalnych znacząco rosną, wykorzystanie energii odnawialnej staje się naturalnym wyborem i bardzo atrakcyjną opcją – zarówno pod względem środowiskowym, a także coraz częściej ekonomicznym. Tak również jest w przypadku energii geotermalnej.

Energia geotermalna to energia z wnętrza Ziemi zakumulowana w systemach hydrotermalnych - wodach wypełniających pory i szczeliny skalne, jak również w systemach petrotermalnych - gorących, suchych skałach. Teoretycznie, możliwe do wykorzystania zasoby energii cieplnej pochodzenia geotermalnego są ogromne i niewyczerpywalne, jednak w praktyce ograniczone dostępną technologią ich wykorzystania. Obecnie, najbardziej rozwinięta i ekonomicznie opłacalna technologia eksploatacji zasobów geotermalnych to wykorzystanie systemów hydrotermalnych, bazujących na wodach występujących naturalnie w skałach zbiornikowych. Dwuotworowy system wydobywczo-zatłaczający

tzw. „dublet geotermalny” jest podstawowym rozwiązaniem technologicznym stosowanym w przypadku wydobycia wód geotermalnych na większą skalę dla celów ciepłowniczych, choć obecne doświadczenia wskazują, że w wielu przypadkach (zwłaszcza wówczas, gdy woda charakteryzuje się wysoką mineralizacją) dwa otwory to za mało i należy od razu myśleć o „trioletach geotermalnych” w układzie jeden otwór wydobywczy oraz dwa zatłaczające. W klasycznych systemach hydrogeotermalnych szczególne znaczenie wpływające na efektywność funkcjonowania instalacji geotermalnych mają przede wszystkim takie parametry jak: temperatura, wydajność i mineralizacja.

Na obszarze Polski występują niskotemperaturowe zasoby geotermalne wykorzystywane głównie do celów ciepłowniczych, a także rekreacyjnych i balneoterapeutycznych. Zasoby te związane są z wodami podziemnymi różnych pięter stratygraficznych występującymi na różnej głębokości, ale największe znacznie użytkowe mają zbiorniki geotermalne Niziny Polskiej (dolnokredowy i dolnojurajski) oraz zbiorniki geotermalne niecki podhalańskiej. Wynika to przede wszystkim z wysokich wydajności eksploatacyjnych tych zbiorników. To właśnie ten parametr powoduje, że nie wszędzie zasoby hydrogeotermalne są możliwe do efektywnego zagospodarowania w celach energetycznych. Stąd też prowadzi się intensywne prace badawcze mające na celu rozwój niekonwencjonalnych technologii dla wykorzystania potencjału energetycznego zbiorników petrotermalnych, w których nie występuje woda będąca naturalnym nośnikiem energii na powierzchni. Skąty w tych zbiornikach są zbite, zwarte i występują na dużych głębokościach, gdzie temperatury są bardzo wysokie. Takich miejsc na świecie jest zdecydowanie więcej niż miejsc występowania zbiorników geotermalnych wypełnionych wodą o odpowiednich parametrach umożliwiających ich efektywną eksploatację.

Pomysł wykorzystania energii petrotermalnej powstał w 1970 roku w Stanach Zjednoczonych (Brown i in., 2012). W tym czasie opracowano koncepcję wykorzystania ciepła Ziemi we wspomnianych systemach geotermalnych poprzez sztuczne zwiększenie pojemności hydraulicznej zbiornika geotermalnego. Pomimo ogromnego potencjału zasobowego dla wykorzystania zasobów petrotermalnych do celów energetycznych, istnieje szereg wyzwań, które powodują, że technologia ta wdrażana jest powoli i konieczne są dalsze prace badawcze w tym zakresie. Dotychczas na świecie działa kilkanaście instalacji EGS (Shyi-Min, 2018, Sowiżdżał i in., 2022a), a żadnej tego typu instalacji nie ma w Polsce.

Wspomagane systemy geotermalne to tłumaczenie angielskiego pojęcia Enhanced Geothermal Systems, EGS, stosowanego na świecie do określania technologii pozyskiwania energii zakumulowanej na dużych głębokościach (powyżej 4 km) w skałach charakteryzujących się wysokimi temperaturami – najczęściej przekraczającymi 150°C (Tester i in., 2006). Istnieją dwa płyny robocze wykorzystywane w tego typu systemach: pierwszy i najczęściej stosowany to woda, natomiast drugi to dwutlenek węgla. System EGS wykorzystujący CO₂ zamiast wody jako płyn roboczy jest bardzo

interesujący (CO₂ - EGS), ze względu na dodatkową korzyść środowiskową wynikającą z geologicznego składowania CO₂ podczas procesu wytwarzania energii. Obok aspektu energetycznego jest to zatem dodatkowy aspekt środowiskowy tego typu inwestycji.

W Polsce, w ostatnich latach realizowane są prace badawcze zmierzające do rozpoznania potencjału dla zagospodarowania polskich zasobów gorących suchych skał. To zwrócenie uwagi na nową, perspektywiczną, choć niekonwencjonalną technologię, której zastosowanie mogłoby zwiększyć udział energii geotermalnej w bilansie energetycznym naszego kraju (Sowizdżał i in., 2021; Wójcicki, Sowizdżał, Bujakowski (red.), 2013). Właśnie zakończył się polsko- norweski projekt EnerGizerS (*Niekonwencjonalne systemy geotermalne CO₂-EGS jako systemy energetyczne neutralne dla klimatu*), dofinansowany z Funduszy Norweskich na lata 2014-2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, który miał na celu analizę efektywności działania systemów EGS wykorzystujących dwutlenek węgla w stanie nadkrytycznym jako medium robocze. Rezultaty prac badawczych są niezwykle ciekawe i wskazują na aspekty energetyczne, ekonomiczne oraz ekologiczne dla realizacji tego typu inwestycji zarówno w Polsce jak i Norwegii.

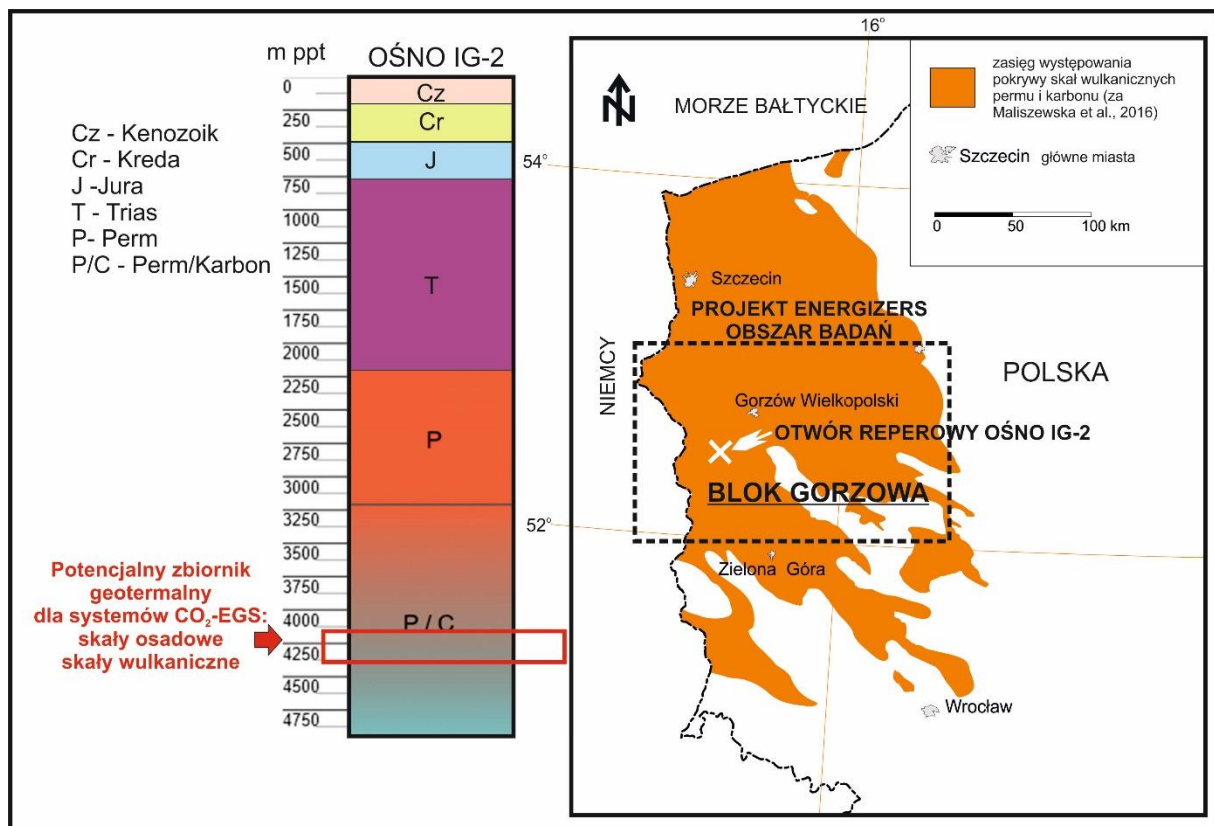


Fig.1 Obszar badań systemów geotermalnych CO₂ – EGS w Polsce wraz z profilem geologicznym regionu

Najbardziej perspektywiczną lokalizacją dla wdrożenia pilotażowej instalacji CO₂-EGS jest w Polsce region Bloku Gorzowa (fig.1), choć istnieją także inne ciekawe miejsca dla budowy tego typu niekonwencjonalnych instalacji geotermalnych. Wybór odpowiedniej lokalizacji dla systemów CO₂ – EGS jest zagadnieniem złożonym. Pełną metodykę przedstawiono w pracy (Pająk i in. 2021). Pod uwagę wzięto szereg czynników mających wpływ na funkcjonowanie niekonwencjonalnych instalacji geotermalnych, a jako narzędzie wspomagające proces wyboru przyjęto metodę analizy danych strukturalnych Cross Impact. W rejonie Bloku Gorzowa, najbardziej interesujący dla systemów CO₂-EGS został zidentyfikowany zbiornik dolnopermski, składający się zarówno ze skał osadowych, jak i wulkanicznych. Perspektywiczna formacja występuje na głębokości od 4 100 do 4 300 m ppm i charakteryzuje się temperaturą rzędu 145°C (fig.2) oraz odpowiednimi parametrami petrofizycznymi. Rozważano cztery konkretne przypadki funkcjonowania takiej instalacji: dwa dla wybranej lokalizacji w Polsce (produkcja energii elektrycznej i ciepłej lub jedynie produkcja energii elektrycznej) oraz dwa dla wskazanej lokalizacji w Norwegii - Formacja Are na Morzu Norweskim (produkcja energii elektrycznej w różnych konfiguracjach lokalizacji elektrowni opartej na organicznym cyklu Rankine'a (ORC).

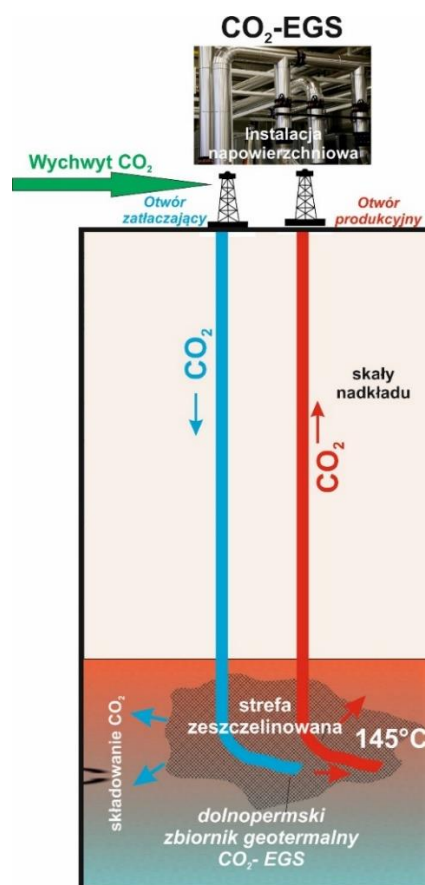


Fig.2 Schemat potencjalnej instalacji CO₂ – EGS w rejonie Bloku Gorzowa

Technologia CO₂ – EGS ma na celu utworzenie systemów energetycznych neutralnych dla klimatu łącząc aspekty energetycznego wykorzystania energii geotermalnej i geologicznego składowania dwutlenku węgla (fig. 2), co jest niezwykle istotne w kontekście zrównoważonej produkcji energii. Szczególnie interesujący rezultat tych badań wskazuje na większe profity ekonomiczne wynikające ze sprzedaży ciepła oraz geologicznego składowania dwutlenku węgla niż z produkcji energii elektrycznej. Szczegółowe rezultaty prac badawczych w tym zakresie można znaleźć w publikacjach (m.in. Sowizdżał i in., 2021, 2022a,b; Pająk i in, 2021; Gładysz i in. 2020 i in.) oraz na stronie internetowej projektu EnerGizerS <http://www.energizers.agh.edu.pl/>.

Badania prowadzące do niniejszych wyników zostały dofinansowane z Funduszy Norweskich na lata 2014-2021 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Przygotowano w ramach prac statutowych WGGiOŚ AGH nr 16.16.140.315/05.

Literatura:

Brown, D.W.; Duchane, D.; Heiken, G.; Hriscu, V.T., 2012. Mining the Earth's Heat: Hot Dry Rock Geothermal Energy; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, p. 657.

Gładysz P., Sowizdżał A., Miecznik M., Pająk L., 2020 Carbon dioxide-enhanced geothermal systems for heat and electricity production: energy and economic analyses for central Poland, Energy Conversion and Management ; ISSN 0196-8904. vol. 220 art. no. 113142, s. 1-17.

Pająk L., Sowizdżał A., Gładysz P., Tomaszewska B., Miecznik M., Andresen T., Frengstad B.S., Chmielowska A. 2021. Multi-Criteria Studies and Assessment Supporting the Selection of Locations and Technologies Used in CO₂-EGS Systems. Energies, 14: 7683. <https://doi.org/10.3390/en14227683>.

Shyi-Min, L., 2018. A global review of enhanced geothermal system (EGS), Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81: 2902-2921.

Sowizdżał A., Gładysz P., Andresen T., Miecznik M., Frengstad B.S., Liszka M., Chmielowska A., Gawron M., Løvseth S.W., Pająk L., Stenvik L.A., Tomaszewska B. 2021. CO₂-Enhanced Geothermal Systems for Climate Neutral Energy Supply. TCCS-11 Trondheim Conference on CO₂-Capture, Transport and Storage, Trondheim, Norway, June 21-23, 2021.

- Sowizdzał A., Starczewska M., Papiernik B., 2022a. Future Technology Mix—Enhanced Geothermal System (EGS) and Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) - An Overview of Selected Projects as an Example for Future Investments in Poland. *Energies*, 15(10): 3505. <https://doi.org/10.3390/en15103505>.
- Sowizdzał, A.; Machowski G., Krzyżak A., Puskarczyk E., Krakowska-Madejska P., Chmielowska A., 2022b. Petrophysical evaluation of the Lower Permian formation as a potential reservoir for CO₂ - EGS – case study from NW Poland; *Journal of Cleaner Production* ; ISSN 0959-6526, vol. 379 Pt. 2 art. no. 134768.
- Tester, J.W.; Anderson, B.J.; Batchelor, A.S.; Blackwell, D.D.; Dipippo, R.; Drake, E.M.; Garnish, J.; Livesay, B.; Moore, M.C.; Nichols, K.; et al., 2006. *The Future of Geothermal Energy Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. An Assessment by an MIT-Led Interdisciplinary Panel*; Massachusetts Institute of Technology: Cambridge, MA, USA.
- Wójcicki A., Sowizdzał A., Bujakowski W. (red.), 2013. *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce*. Ministerstwo Środowiska, Warszawa.