



Rola modelowania strukturalno-parametrycznego w procesie typowania potencjalnej lokalizacji zamkniętych systemów geotermicznych w skałach osadowych

Anna Sowizdzał¹, Bartosz Papiernik¹, Grzegorz Machowski¹



A. Sowizdzał

B. Papiernik

G. Machowski

The role of structural and parametric modelling in the process of selecting Enhanced Geothermal System location in sedimentary rocks. *Prz. Geol.*, 62: 303–307.

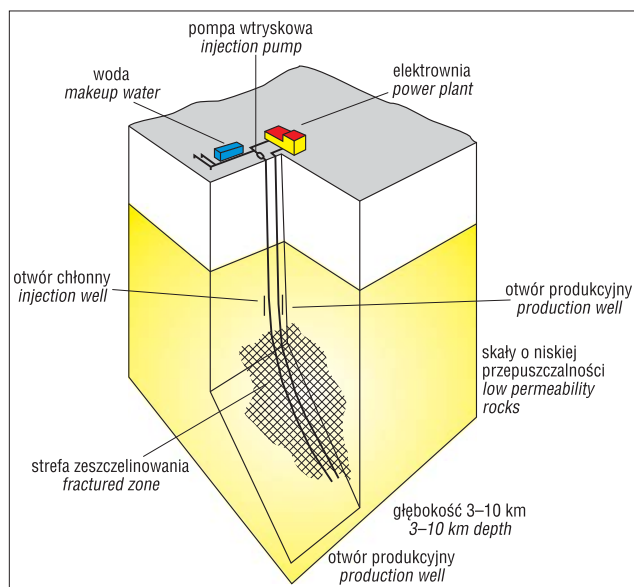
A b s t r a c t. In the years 2010–2013, analysis of rocks that build the sedimentary covers in Poland was carried out from the point of view of utilization of energy accumulated in closed geothermal systems – so-called Enhanced Geothermal Systems (EGS). Preliminary assessment of available digital cartographic data in terms of variability in the structural setting, thickness, and geothermal and reservoir parameters allowed selecting, for detailed studies, an area situated in central Poland in the Kujawy segment of the

Mid-Polish Anticlinorium, in the Mogilno–Łódź Trough and in the northern margin of the Fore-Sudetic Monocline. A complex structural-parametric model was constructed for this area, which comprised the interval from the base of the Carboniferous up to the base of the Cenozoic. The model was a basis for further modelling (e.g. others, modelling of the electric and thermal energy production potential). The study results indicate that the most favourable conditions for the development of EGS occur in the Lower and Middle Buntsandstein deposits to the NE of the Kłodawa salt diapir (in the Krośnice–Kutno vicinity). They are buried to depths greater than 5000 m b.s.l., their thicknesses exceed 1000 m and they are characterised by porosity about 2.5%, permeability about 0.1 mD and mean density approximately 2.7 g/cm³.

Keywords: geothermal energy, hot dry rocks, EGS systems, sedimentary rocks, 3D modelling

Koncepcja wykorzystania ciepła gorących suchych skał (Hot Dry Rocks, HDR) zrodziła się w 1970 r., kiedy to w laboratorium w Los Alamos zaproponowano metodę wykorzystania energii zakumulowanej w zbitych skałach niezawierających wody (Brown i in., 2012). Powstała wówczas idea instalacji HDR wykorzystujących ciepło Ziemi w zamkniętych systemach geotermicznych poprzez sztuczne zwiększanie hydraulicznej wydajności zbiornika geotermalnego (ryc. 1). W większości projektów HDR na świecie skałami zbiornikowymi zamkniętych systemów geotermicznych są granity, zdecydowanie rzadziej wykorzystywana jest energia gorących suchych skał osadowych, jakkolwiek takie systemy również funkcjonują (Hillis i in., 2004). Wyniki prowadzonych w USA badań (Tester i in., 2006) wskazują, że część zasobów petrogeotermalnych (zgromadzonych w gorących skałach) związana jest ze skałami osadowymi, które ze względu na głębokość zalegania cechuje jednorodność składu, tak jak w przypadku granitów, ale także wewnętrzna porowatość i przepuszczalność. Z uwagi na występowanie w skałach osadowych pewnych ilości wody mówimy o wykorzystaniu ich energii w systemach EGS (Enhanced Geothermal System). Systemy te mają służyć pozyskaniu ekonomicznie opłacalnych ilości ciepła zakumulowanego w skałach o niskiej przepuszczalności i/lub porowatości na obszarach występowania anomalii termicznych (Tester i in., 2006).

W latach 2010–2013 realizowany był projekt „Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geoter-



Ryc. 1. Schemat wykorzystania energii gorących suchych skał w systemach EGS (Enhanced Geothermal System; na podstawie Testera i in., 2006)

Fig. 1. Scheme of hot dry rocks utilization in Enhanced Geothermal System (based on Tester et al., 2006)

micznych (HDR) w Polsce”. Jego celem była ocena możliwości wykorzystania struktur geologicznych pod kątem budowy zamkniętych systemów geotermicznych na obszarze

¹AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; ansow@agh.edu.pl, papiern@agh.edu.pl, machog@agh.edu.pl.

Polski poprzez zobrazowanie kartograficzne wybranych struktur perspektywicznych dla tego typu systemów. Powstałe w wyniku realizacji projektu opracowanie obejmuje charakterystykę systemów HDR (lub EGS w przypadku skał osadowych), oszacowanie potencjału i bilansu ciepłego takich instalacji, a także wskazanie obszarów i perspektywicznych struktur geologicznych o najkorzystniejszych warunkach do lokalizacji tego typu instalacji. Pośrednim celem projektu było wzbogacenie bazy danych parametrów petrofizycznych (w tym termicznych) skał oraz wykonanie badań geofizycznych, których wyniki posłużą do uszczegółowienia modeli przestrzennych kompleksów skalnych, istotnych przy ocenie możliwości wykorzystania tych kompleksów do budowy zamkniętych systemów geotermicznych.

Badania zostały przeprowadzone w trzech różnych ośrodkach geologicznych – w osadowych kompleksach skalnych, w pokrywie wulkanicznej i w wybranym masywie krystalicznym. Do zadań zespołu z Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (AGH) należały prace związane z analizą możliwości wykorzystania skał osadowych na obszarze Polski do budowy zamkniętych systemów geotermicznych.

MOŻLIWOŚĆ LOKALIZACJI ZAMKNIĘTYCH SYSTEMÓW GEOTERMICZNYCH W SKAŁACH OSADOWYCH

Koncepcja wykorzystania ciepła gorących suchych skał zakłada wykonanie otworów wiertniczych na obszarach charakteryzujących się obecnością wysokich anomalii temperaturowych oraz intensywnym transportem ciepła. Najkorzystniejszym rozwiązaniem jest budowa instalacji EGS w strefie, gdzie temperatura w stropie warstwy osadowej przekracza 150°C. Ponieważ Polska leży w rejonie występowania niskotemperaturowych złóż geotermalnych, poszukiwania obszarów anomalnych rozpoczęto, przyjmując kryterium minimalnej temperatury wynoszącej 100°C w stropie danego poziomu litostratygraficznego.

Pod względem udostępnienia zbiornika otworami wiertniczymi najlepszą sytuacją jest jak najpłytsze występowanie wspomnianych anomalii temperaturowych.

Spośród 11 analizowanych poziomów stratygraficznych w 10 odnaleziono strefy, gdzie strop skał osadowych zalega płycej niż na głębokości 4000 m p.p.m., a temperatura przekracza 100°C.

Wyniki prac przeprowadzonych podczas wstępnych etapów projektu pozwoliły na wytypowanie kilku potencjalnych obszarów perspektywicznych pod kątem budowy zamkniętych systemów geotermicznych wykorzystujących ciepło skał osadowych. Pod uwagę brane były trzy rejony: Górny Śląsk, niecka szczecińska oraz niecka mogileńsko-łódzka. Decydującymi parametrami były rozkład temperatur w głębinach oraz głębokość zalegania skał osadowych o korzystnych parametrach petrofizycznych.

Ostatecznie wybrano obszar rozciągający się między Piotrkowem Trybunalskim, Szamotułami a Płockiem (Sowizdała i in., 2013), w obrębie kujawskiego segmentu antyklinorium środkowopolskiego, niecki mogileńsko-łódzkiej oraz północnego obrzeżenia monokliny przedsudeckiej (Żelazniewicz i in., 2011). Maksymalna długość rejonu badań wynosi ok. 270 km, a szerokość ok. 150 km. Pod względem geologicznym większość obszaru należy do niecki mogileńsko-łódzkiej, częściowo obejmuje on jednak także wał kujawski. Wskazano perspektywy budowy zamkniętych

systemów geotermicznych w skałach triasu środkowego i dolnego, permu dolnego oraz karbonu w różnych rejonach analizowanej strefy (ryc. 2). Podstawowymi kryteriami wyboru lokalizacji perspektywicznej były: rozkład temperatur w głębinach (co najmniej 150°C na głębokości 5000 m p.p.m.), głębokość zalegania skał zbiornikowych (maks. 6000 m p.p.m.) oraz ich miąższość (min. 300 m).

METODOLOGIA MODELOWANIA 3D

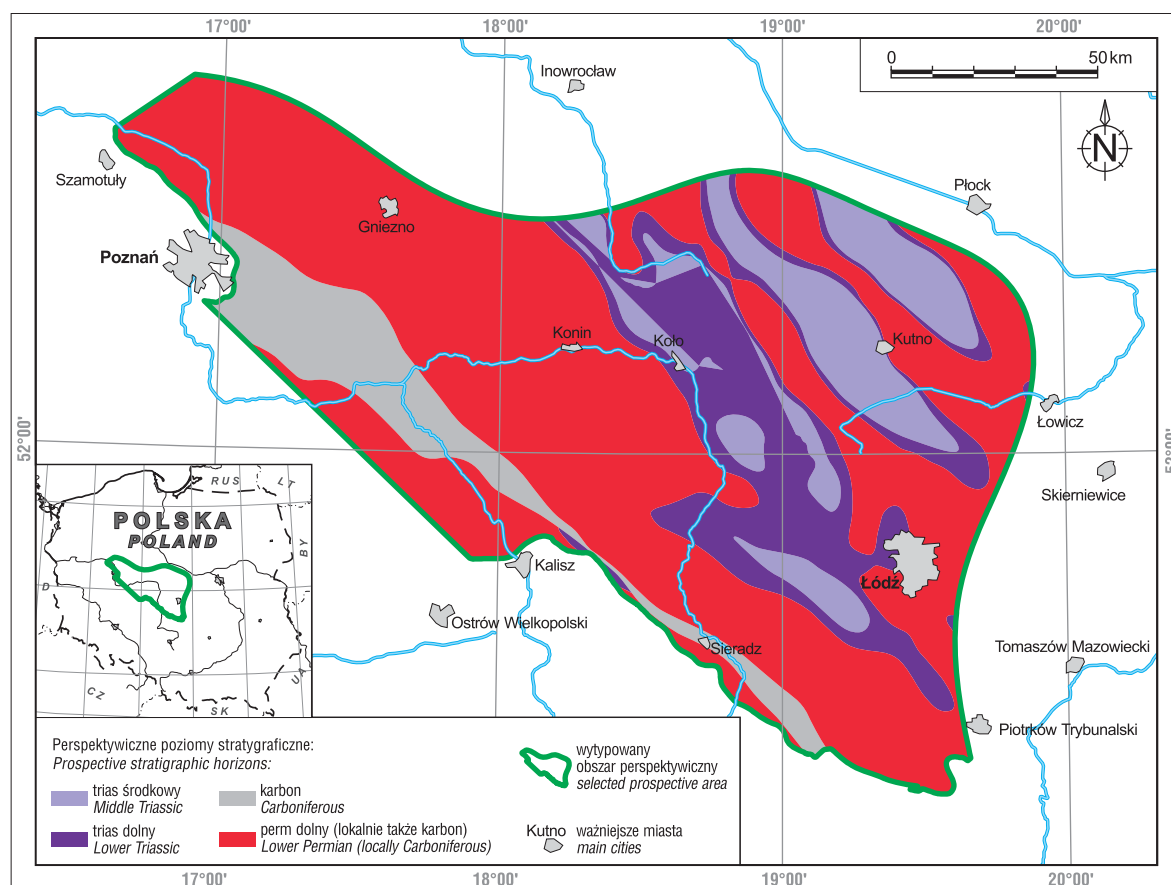
Metodologia modelowania strukturalno-parametrycznego utworów budujących pokrywy osadowe Niżu Polskiego była rozwijana przez zespół z Katedry Surowców Energetycznych AGH przez ostatnie 20 lat. Do wykonania trójwymiarowego modelu strukturalno-parametrycznego wykorzystano program Petrel, stosując rozwiązania metodologiczne zgodne z najnowszymi światowymi trendami w tej dziedzinie (Dubrule 1998, 2003; Coburn i in., 2007; Zakrevsky, 2011). Schematy przetwarzania numerycznego, którymi posłużyli się autorzy, były doskonalone w badaniach z zakresu geologii naftowej (Papiernik i in., 2010), sekwestracji dwutlenku węgla („Rozpoznanie formacji...”, 2013; Papiernik i in., 2012) i geotermii (Górecki, 2011, 2012).

DANE WEJŚCIOWE I WYNIKI MODELOWANIA STRUKTURALNO-PARAMETRYCZNEGO

Osnowę strukturalną modelu 3D zbudowano na podstawie regionalnych map strukturalnych i miąższościowych opracowanych w formie regularnych siatek interpolacyjnych o spacjowaniu 250 × 250 m (grid 2D). Powstały one w wyniku aktualizacji, zagęszczenia i lokalnej reambulacji regionalnych i półszczegółowych regularnych siatek interpolacyjnych (Górecki, 2006a, b; Doornenbal i in., 2010). Gridy te zreambulowano, lokalnie wykorzystując wyniki interpretacji sejmiki i szczegółowe mapy wykonane w ramach narodowego programu składowania dwutlenku węgla („Rozpoznanie formacji...”, 2013) oraz profile najnowszych odwiertów z obszaru badań (np. Kaszewy-1 i Pabianice-1).

Opracowane mapy, a później modele 3D, dowiązano do wyników interpretacji strukturalnej oraz do odwiertów położonych na terenie badań. Powierzchnie robocze wykorzystywane w modelowaniach strukturalnych wykroczały poza wyznaczone granice obszaru badań. Aby uniknąć błędów brzegowych, dowiązywano je do interpretacji profilowań sejsmicznych oraz danych otworowych z odwiertów spoza analizowanej strefy. Finalnie model 3D dowiązywano jednak tylko do interpretacji sejsmicznych dotyczących badanego terenu i położonych na nim odwiertów. Ilość wykorzystanych odwiertów była uzależniona od pograżenia granicy strukturalnej. Przykładowo w przypadku stropu jury górnej wykorzystano 355 odwiertów, w przypadku stropu pstrego piaskowca środkowego – 152 wiercenia, a strop karbonu dowiązano jedynie do 62 otworów.

Model strukturalny skonstruowano na podstawie 15 horyzontów stratygraficznych obejmujących kompleksy od karbonu po kredę. Powierzchnia obszaru objętego modelowaniem przekracza 36 000 km². Końcowy model rejonu wytypowanego na potrzeby budowy zamkniętych systemów geotermicznych wykorzystany w modelowaniach parametrycznych jest zbudowany z 145 003 270 komórek 3D, przy czym największa liczba komórek odpowiada kompleksom triasu dolnego i górnego czerwonego spagowca, co wynika



Ryc. 2. Mapa poziomów stratygraficznych wytypowanych do poszukiwania struktur perspektywicznych pod kątem lokalizacji systemów EGS w skałach osadowych

Fig. 2. Map of prospective stratigraphic horizons for location of a potential EGS installation in the selected area

z przyjętego zagęszczonego ich warstwowania. Modelowane kompleksy podzielono proporcjonalnie na 4–20 warstw o minimalnej miąższości przekraczającej 5 m. Przez model poprowadzono dwie linie przekrojowe (ryc. 3), które posłużyły do wizualizacji regionalnego rozkładu parametrów petrofizycznych.

Model litologiczno-facjalny analizowanej strefy, mimo że opierał się na stosunkowo nielicznej liczbie danych otworowych (24), oddaje ogólne trendy rozkładu litologiczno-facjalnego. Uwidacznia się to zwłaszcza w kompleksach triasu środkowego i kredy, które zdominowane są przez utwory węglanowe, oraz w miąższym kompleksie cechsztynu, na który składają się osady chemiczne (ryc. 4). Zailenie wyraźnie odzwierciedla zróżnicowanie litologiczne poszczególnych kompleksów: poziomy, w których przeważają utwory chemiczne (np. cechsztyń, trias środkowy), mają średnie zailenie poniżej 30%.

Modele dystrybucji parametrów petrofizycznych na analizowanym obszarze opracowano na podstawie krzywych geofizyki wiertniczej oraz danych laboratoryjnych. Pozwoliło to na skonstruowanie czterech podstawowych modeli petrofizycznych bazujących na danych wejściowych: porowatości (PHI) z 54 odwiertów, zailenia (V_{sh}) z 35 odwiertów, gęstości objętościowej (RHOB) z 24 odwiertów oraz przepuszczalności (PERM) z 90 odwiertów.

W modelowaniach parametrycznych, ze względu na brak danych lub brak skał zbiornikowych, nie brano pod uwagę kompleksów górnego karbonu, autunu wylewnego oraz dolnego czerwonego spągowca.

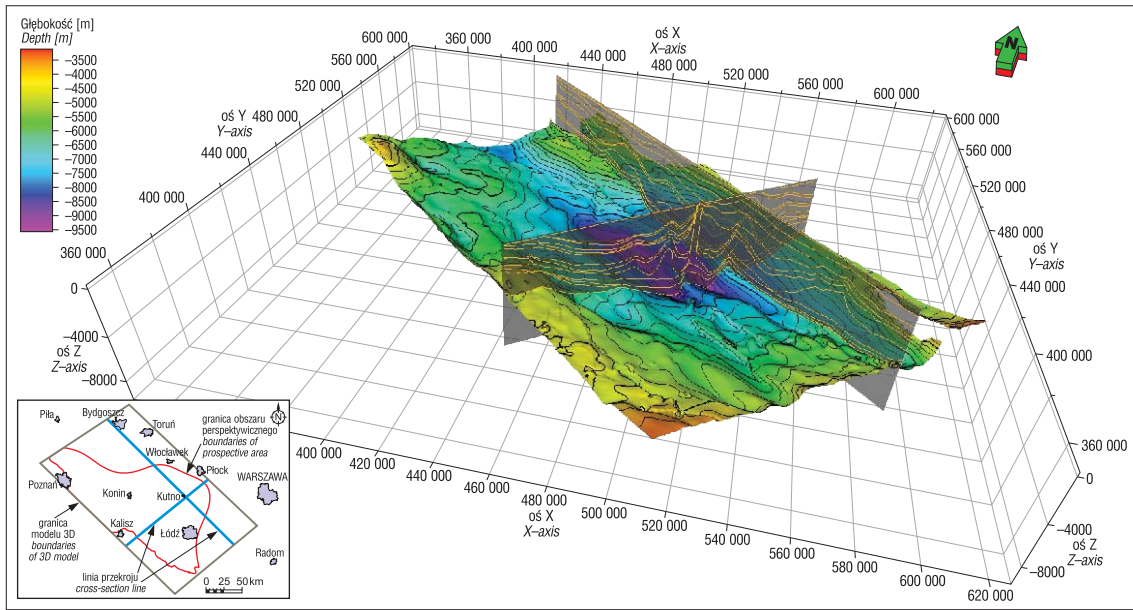
W modelu porowatości wyraźnie zaznaczają się najmłodsze kompleksy – kredy dolnej i górnej, w których

przypadku średnia porowatość przekracza 20%. Niżej leżące kompleksy jurajskie również można zakwalifikować jako dobre poziomy zbiornikowe, ich maksymalna porowatość przekracza 30%, a średnia wynosi powyżej 10% (ryc. 5). Najgorsze pod względem zbiornikowym kompleksy to zdominowany przez ewaporaty cechsztyń (średnia porowatość 2%) oraz najgłębiej położony kompleks dolnego karbonu (średnia porowatość 3%).

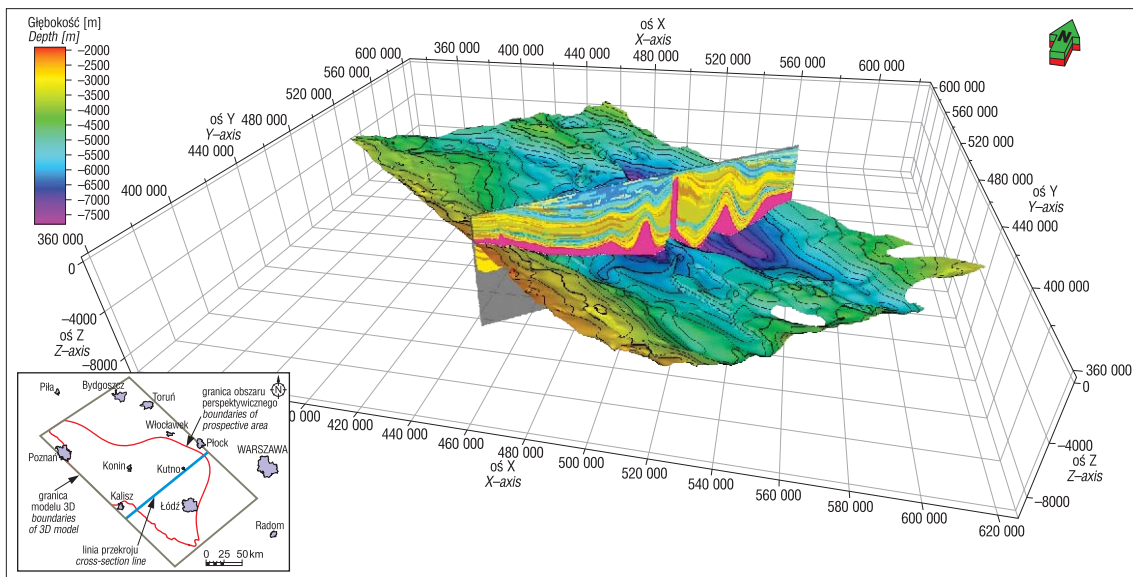
Przepuszczalność przybliżona w modelu wyraźnie wskazuje na bardzo dobre parametry filtracyjne utworów jury dolnej i środkowej znajdujących się na obszarze badań – w ich przypadku średnia wartość tego parametru przekracza 10 mD. Wiarygodne modele przepuszczalności obliczono dla kompleksów górnego czerwonego spągowca (głównie w południowo-zachodniej części modelu) oraz jury dolnej i środkowej, dla których dostępne były interpretacje profilowań geofizyki wiertniczej. W przypadku pozostałych kompleksów model przepuszczalności opierał się głównie na oznaczeniach laboratoryjnych, stąd też mimo skorelowania z modelem porowatości jego wiarygodność może być niska.

Wyniki modelowań cechuje znaczny stopień uogólnienia, wynikający ze skali opracowanego modelu, obejmującego powierzchnię ponad 36 000 km². Mapy oraz wyniki modelowania statycznego litologii i parametrów zbiornikowych opierają się na regionalnych uwarunkowaniach, w istocie można przyjąć, że są one prawdopodobnymi trendami, które jednak w szczegółach mogą się znacząco różnić od trendów lokalnych.

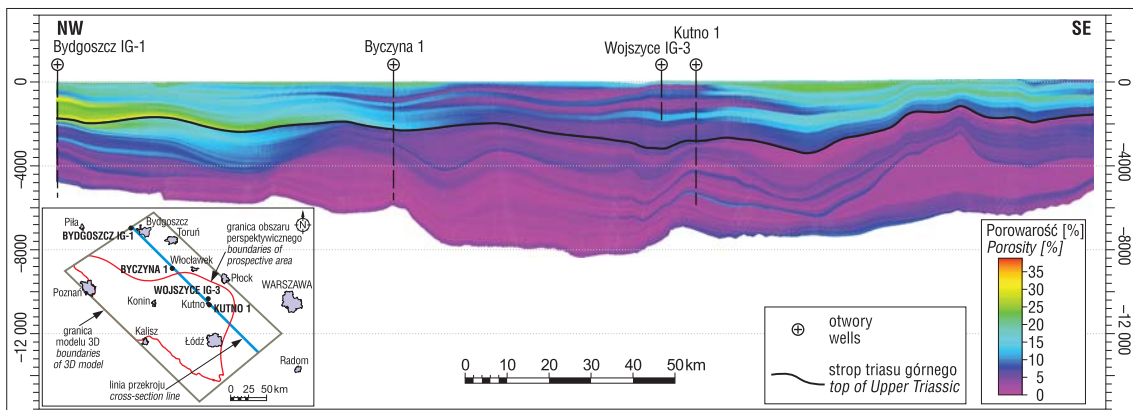
Rezultaty wykonanych modelowań potwierdziły, że modele strukturalno-parametryczne 3D są elastycznym



Ryc. 3. Model 3D badanego obszaru z lokalizacją linii przekrojowych na tle mapy spągu karbonu
 Fig. 3. 3D model of the study area with cross-section shown on the background of the structural map of the base of the Carboniferous



Ryc. 4. Model 3D badanego obszaru z rozkładem litologii wzdłuż przekroju SW-NE na tle mapy stropu czerwonego spągowca
 Fig. 4. 3D model of study area with the distribution of lithology along the SW-NE cross-section shown on the background of the structural map of the top of the Rotliegend



Ryc. 5. Rozkład porowatości skał wzdłuż przekroju NW-SE
 Fig. 5. Distribution of porosity of rocks along the NW-SE cross-section

narzędziem pozwalającym na określenie stref spełniających kryteria minimalne wymagane do zlokalizowania instalacji EGS.

Rozpoznano kilka takich stref, jednak za najbardziej perspektywiczną pod względem lokalizacji systemu EGS uznano tę w rejonie Krośniewic–Kutna.

Na tym obszarze perspektywy budowy zamkniętych systemów geotermicznych związane są z utworami triasu dolnego. Wyniki przeprowadzonych modelowań wskazują, że strop triasu dolnego w wytypowanym rejonie zalega na głębokości 5000–5500 m p.p.m. W przeciwieństwie do zbiornika triasu środkowego, który we wcześniejszych analizach również był uwzględniany jako potencjalny zbiornik petrogeotermalny (docelowo odrzucony), utwory triasu dolnego charakteryzują się znaczną miąższością, przekraczającą 1000 m. Temperatura w stropie zbiornika wynosi 165–175°C (wartość wystarczająca do zlokalizowania systemu EGS).

Potencjalnymi skałami zbiornikowymi są piaskowce pstrego piaskowca dolnego i środkowego. Utwory te charakteryzują się średnią porowatością wynoszącą 2,5%, niską przepuszczalnością (0,1 mD) i średnią gęstością ok. 2,7 g/cm³.

Wykonane modelowania strukturalno-parametryczne pozwoliły na wstępne wytypowanie obszarów perspektywicznych pod kątem lokalizacji zamkniętych systemów geotermicznych, a uzyskane wyniki zostały wykorzystane do modelowania pracy poszczególnych systemów geotermalnych oraz szacowania potencjału produkcji energii elektrycznej i ciepłej z wykorzystaniem wytypowanych zbiorników perspektywicznych.

Przedstawione w artykule najnowsze wyniki kartowania i modelowania 3D uzyskano w ramach projektu finansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach umowy nr 122/2010/Wn-07/FG-GO-TX/D z dnia 31 marca 2010 r. zawartej między Ministerstwem Środowiska (zamawiający), Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (finansujący), a konsorcjum (wykonawca) w składzie: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Przedsiębiorstwo Badań Geofizycznych Sp. z o.o. (umowa AGH nr 25.9.140.906).

Przestrzenne (3D) modelowania strukturalno-parametryczne wykonano w programie Petrel, który został udostępniony AGH przez Schlumberger Information Solutions w celu prowadzenia prac naukowo-badawczych (umowa CTT-tt-4_2012_PL).

Prace wykonano na zamówienie ministra środowiska za środki finansowe wypłacone przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Autorzy dziękują recenzentom za cenne uwagi.

LITERATURA

- BROWN D.W., DUCHANE D.V., HEIKEN G. & HRISCU V.T. 2012 – Mining the Earth's heat: Hot Dry Rock geothermal energy. Springer, Berlin–Heidelberg, s. 657.
- COBURN T.C., YARUS J.M. & CHAMBERS R.L. (red.) 2007 – Stochastic modeling and geostatistics: principles, methods, and case studies, vol. 2. AAPG Comp. App. Geol., 5: 1–409.
- DOORNENBAL H., ABBINK O., DUIN E., DUSAR M., HOTH P., JASIONOWSKI M., LOTT G., MATHIESEN A., PAPIERNIK B., PERYT T., VELDKAMP H., WIRTH H., HAJTO M., KUDREWICZ R., MACHOWSKI G. & SOWIŹDŹAŁ A. 2010 – Introduction, stratigraphic framework and mapping. [W:] Doornenbal H. & Stevenson A. (red.) Petroleum geological atlas of the Southern Permian Basin area. EAGE Publications, Houten: 1–9.
- DUBRULE O. 1998 – Geostatistics in Petroleum Geology. AAPG Cont. Educ. Course Note Ser., 38: 1–45.
- DUBRULE O. 2003 – Geostatistics for seismic data integration in Earth models: 2003 distinguished instructor short course. Disting. Instr. Ser., 6: 1–279.
- GÓRECKI W. (red.) 2006a – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Akad. Gór.-Hutn., Kraków, s. 484.
- GÓRECKI W. (red.) 2006b – Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. Akad. Gór.-Hutn., Kraków, s. 240.
- GÓRECKI W. (red.) 2011 – Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich. Akad. Gór.-Hutn., Kraków, s. 772.
- GÓRECKI W. (red.) 2012 – Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. Akad. Gór.-Hutn., Kraków, s. 418.
- HILLIS R.R., HAND M., MILDREN S., MORTON J., REID P. & REYNOLDS S. 2004 – Hot dry rock geothermal exploration in Australia. [W:] Eastern Australasian Basins Symposium II, Adelaide, 19–22 September, 2004. PESA, Australia: 413–421.
- PAPIERNIK B., GÓRECKI W. & PASTERNAK A. 2010 – Wstępne wyniki modelowań przestrzennych (3D) parametrów petrofizycznych skał podczas poszukiwań stref występowania gazu zamkniętego w polskim basenie czerwonego spagowca. Prz. Geol., 58: 352–364.
- PAPIERNIK B., KIERSNOWSKI H., MACHOWSKI G. & GÓRECKI W. 2012 – Upper Rotliegend reservoir and facies models of geomorphological and structural gas traps in Silesian Basin – south-west Poland. [W:] 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012, Copenhagen, Denmark, June 4–7, 2012. Extended abstracts, P245: 1–5 [dokument elektroniczny].
- Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania. Raport końcowy, 2013. Państw. Inst. Geol., Warszawa [https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/CO2/WynikiPrac].
- SOWIŹDŹAŁ A., PAPIERNIK B., MACHOWSKI G. & HAJTO M. 2013 – Characterization of petrophysical parameters of the Lower Triassic deposits in prospective location for Enhanced Geothermal System (central Poland). Geol. Quart., 57: 729–744.
- TESTER J.W., ANDERSON B.J., BATCHELOR A.S., BLACKWELL D.D., DIPIPO R., DRAKE E.M., GARNISH J., LIVESAY B., MOORE M.C., NICHOLS K., PETTY S., TOKSÖZ M.N. & VEATCH JR. R.W. 2006 – The future of geothermal energy. Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century. Mass. Inst. Technol., USA, s. 372.
- ZAKREWSKY K.E. 2011 – Geological 3D modeling. EAGE Publ., Houten, Netherlands, s. 261.
- ŻELAŹNIEWICZ A., ALEKSANDROWSKI P., BUŁA Z., KARNKOWSKI P.H., KONON A., OSZCZYPKO N., ŚLĄCZKA A., ŻABA J. & ŻYTKO K. 2011 – Regionalizacja tektoniczna Polski. Kom. Nauk Geol. PAN, Wrocław, s. 60.

Praca wpłynęła do redakcji 19.06.2013 r.
Akceptowano do druku 13.09.2013 r.