

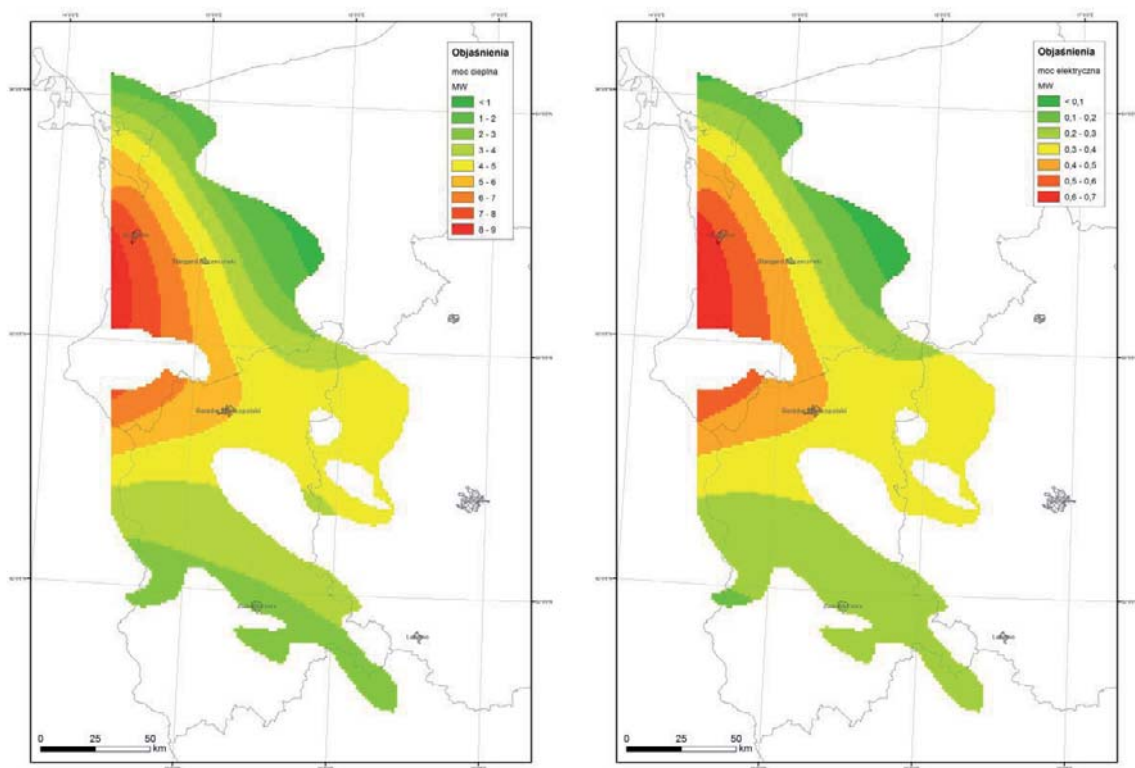


Fig. 6_25 Rozkład mocy cieplnej i elektrycznej dla instalacji geotermalnej na analizowanym obszarze (objaśnienia w tekście)

Model geotermalny stanu stacjonarnego w rejonie bloku Gorzowa

W ramach prac analitycznych został wykonany model stanu stacjonarnego (z pomocą programu TOUGH2) dla wytypowanego obszaru - bloku Gorzowa o powierzchni ok. 2215 km² oraz w interwale głębokościowym od 3000 do 6000 m p.p.m. (**Fig 6_26**). Obszar o takiej powierzchni oraz wskazanym interwale głębokości pozwala ze względu na istniejącą bazę danych uzyskać stosunkowo miarodajny obraz warunków termicznych występujących w skałach wulkanicznych. W oparciu o wykonany model przeprowadzono symulacje pracy dubletu otworów wykorzystujących technologię HDR, zlokalizowanych hipotetycznie w okolicy miasta Dębno (woj. zachodniopomorskie, pow. myśliborski). Lokalizacja ta, została wytypowana, jako strefa zainteresowania potencjalnego odbiorcy energii oraz jako miejsce występowania korzystnych warunków termiczno-geologicznych. Największe miasto regionu – Gorzów Wielkopolski, znajduje się w strefie mniej korzystnych warunków termicznych, a w charakteryzującym się dobrymi warunkami termicznymi rejonie miasta Myślibórz, pod utworami cechsztynu nie występują wulkanity, tylko utwory karbonu.

W ramach analizy modelu eksploatacji energii cieplnej i jej konwersji w energię elektryczną, wykonano szesnaście scenariuszy w oparciu o objętość strefy aktywnej hydraulicznie (sztucznie zeszczelinowanej), wydajność dubletu i hipotetyczną przepuszczalność, którą uzyskano by w wyniku szczelinowania ośrodka.

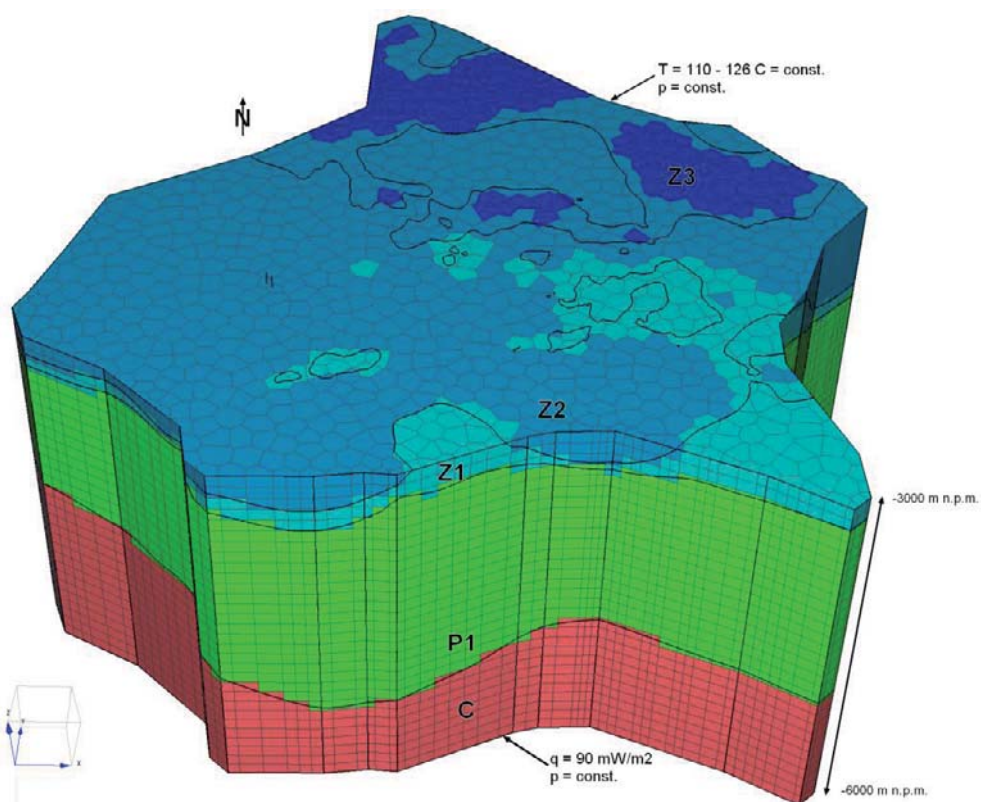


Fig 6_26. Siatka regionalnego modelu stanu naturalnego wraz z układem warstw stratygraficznych dla obszaru bloku Gorzowa

W oparciu o istniejącą informację geologiczną wykonano kalibrację modelu (skonstruowanego na bazie informacji z rozdziału 5), w wyniku której dokonano korekty charakterystyki petrograficznej ośrodka. Proces kalibracji polegał w głównej mierze na porównaniu rozkładu temperatury zmierzonej w otworze Myślibórz GN-1 z profilem temperatury otrzymanym w trakcie modelowania. Jakość dopasowania jest przedstawiona na **Fig 6_27**.

Ze względu na podwyższoną regionalnie temperaturę oraz wysoką miąższość utworów wulkanicznych, szczególnie atrakcyjnym rejonem w kontekście wykorzystania zasobów geotermicznych metodą HDR jest północno-zachodnia oraz zachodnia część obszaru modelowania. Mniej korzystne warunki znajdują się w północno-wschodniej oraz południowej strefie objętej regionalnym modelem numerycznym.

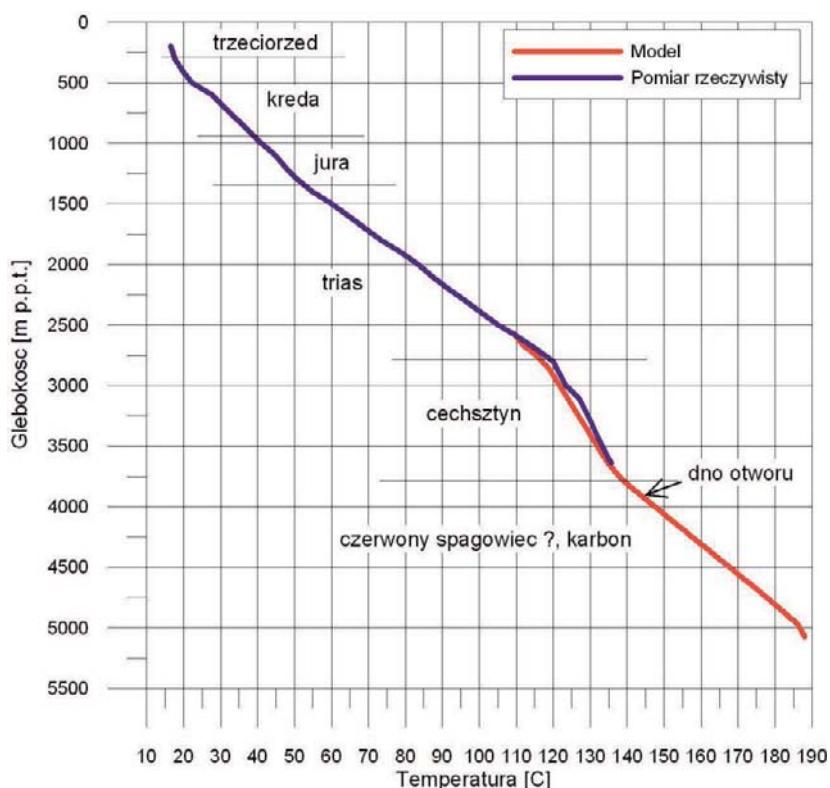


Fig 6_27. Profil temperatury w otworze Myślubórz 1 – kalibracja termiczna modelu

Gradient geotermiczny wynoszący ok. $40^{\circ}\text{C}/\text{km}$ implikuje wysokie temperatury na relatywnie niedużych głębokościach, umożliwiając produkcję energii elektrycznej w systemach binarnych. Przykładowo, na głębokości 3500 m p.p.m., tj. ok. 3550–3600 m p.p.t., prognozowana temperatura w strefie objętej północno-zachodnią częścią modelu, w pobliżu Trzcińska-Zdroju może przekraczać 130°C (**Fig 6_28**). Jednostkowy potencjał mocy cieplnej w tym miejscu szacowany jest na ok. $70 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{h})$, podczas gdy jednostkowy potencjał mocy elektrycznej wyniesie ok. $7\text{--}7,2 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{h})$. W części NW na głębokości 5000 m p.p.m. prognozowana temperatura przekroczy miejscami 180°C , stwarzając bardzo korzystne warunki do produkcji energii elektrycznej w układach binarnych. Szacowany jednostkowy potencjał mocy elektrycznej brutto na tej głębokości może przekraczać $17 \text{ kW}/(\text{m}^3/\text{h})$. Oznacza to, że przy strumieniu równym $100 \text{ m}^3/\text{h}$, moc brutto siłowni geotermalnej może wynieść ok. $1,7 \text{ MW}_e$.

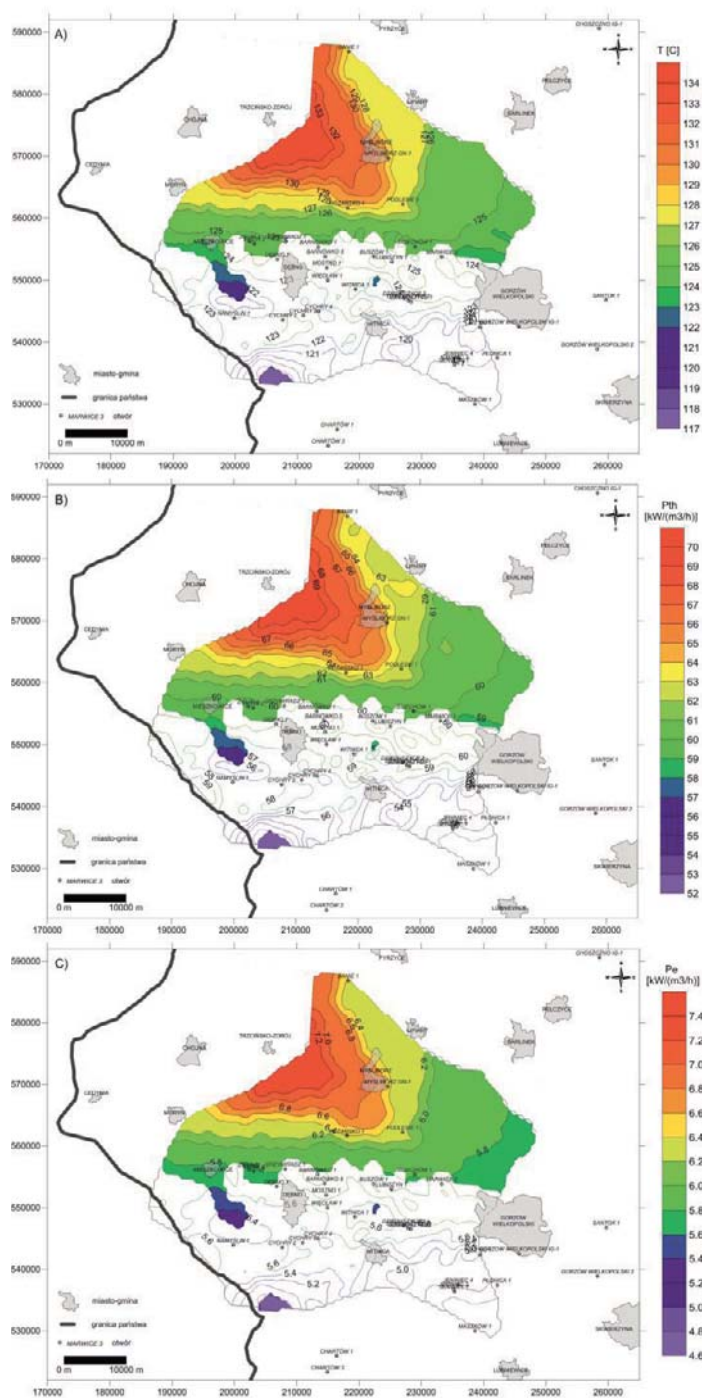


Fig 6_28. Rozkład temperatury (A), jednostkowej mocy cieplnej (B) oraz jednostkowej mocy elektrycznej brutto (C) dla utworów permu dolnego obszaru bloku Gorzowa na głębokości 3500 m

Modelowania efektów wymiany ciepła skały z zatłaczanymi płynami w rejonie bloku Gorzowa

W rejonie bloku Gorzowa najkorzystniejszą lokalizacją pod względem odbiorcy energii, jak również warunków geologiczno-termicznych, wydaje się być miasto Dębno (ok. 13 900 mieszkańców), gdzie temperatury na głębokości 4,5 km wynoszą ok. 160°C. Na północny-zachód od miasta znajduje się otwór Dębno-1, o głębokości 3500 m. Otwór ten należałoby pogłębić do poziomu zbiornikowego czerwonego spągowca oraz zaadaptować, jako otwór chłonny, natomiast nowy otwór eksploatacyjny zlokalizować na południowy-wschód od otworu chłonnego, tj. bliżej miasta. Pozwoliłoby to na redukcję strat ciepła w trakcie przesyłu płynu rurociągami, w przypadku ewentualnego dodatkowego wykorzystania energii cieplnej do celów grzewczych.

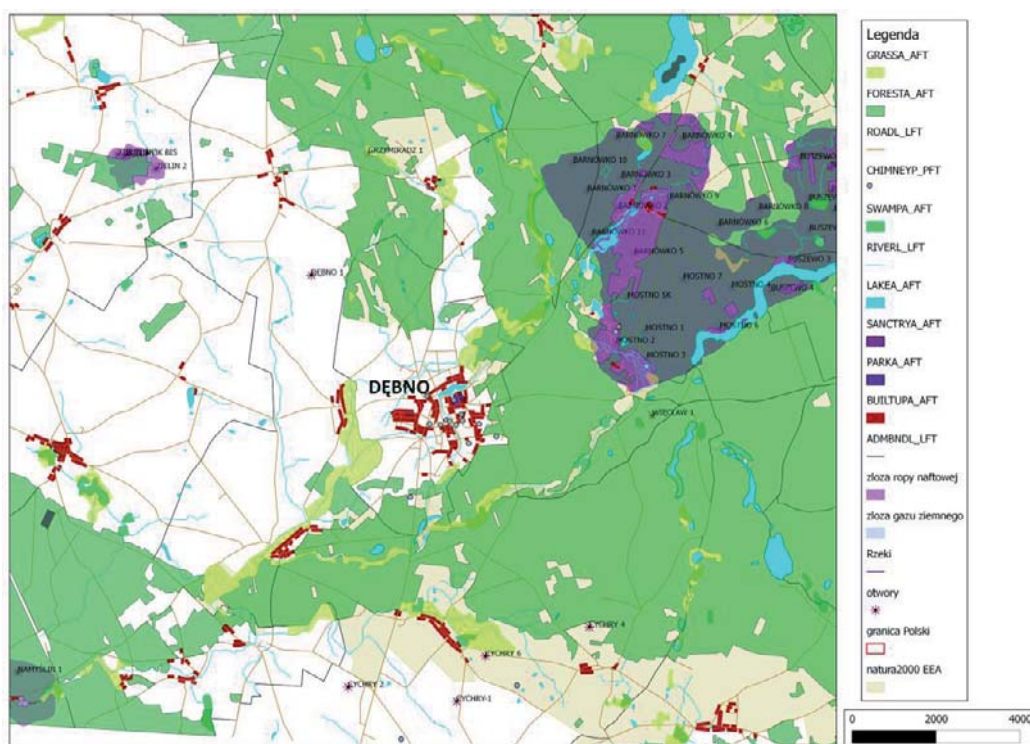


Fig. 6_29. Warunki terenowe w rejonie Dębna (podkład i legenda –warstwy numeryczne VMAP L2) gdzie dla modelu wykorzystano otwór Dębno 1 (położony na gruntach ornych, około 1 km na zachód od obszaru leśnego, chronionego)

Model eksploatacyjny jest wycinkiem omawianego wcześniej modelu stanu stacjonarnego i swoim obszarem obejmuje istniejący otwór Dębno-1 oraz granice miasta Dębno. Obszar modelu zajmuje powierzchnię 49 km² (7x7 km) i jest ograniczony głębokościami -3000 m oraz 5000 m p.p.m. Otwór produkcyjny przyjęto w odległości 600 m na południowy wschód od otworu chłonnego Dębno-1 (**Fig 6_29, 30**). Dla porównania, w instalacji HDR w Soultz-sous-Forets we Francji jest to odległość 600–650 m - (Kosack i in. 2011), a w Groß Schönebeck w Niemczech odległość taka wynosi 475 m (Huenges i in. 2007).

W modelu zmodyfikowano siatkę, dostosowując ją do potrzeb symulacji pracy złoża w warunkach eksploatacji, poprzez znaczne zagęszczenie komórek obliczeniowych w pobliżu dubletu otworów. Odcinek czynny otworów ustalono pomiędzy rzędnymi 4200 m a 4400 m p.p.m. (**Fig 6_30**) gdzie prognozowana temperatura górotworu wynosi ok. 155°C.

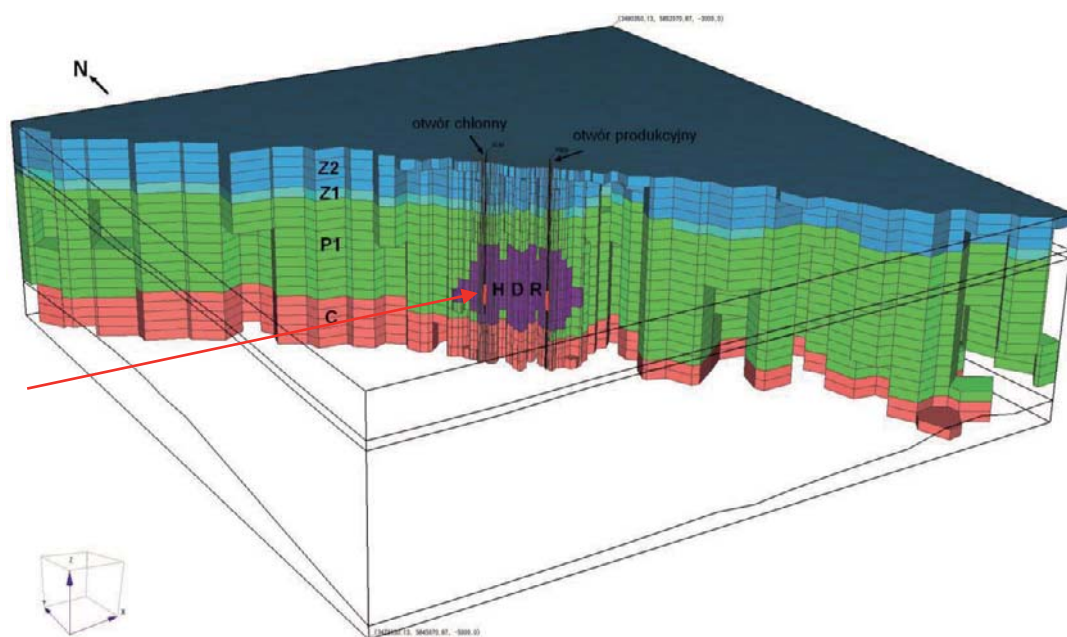


Fig 6_30. Przekrój poprzeczny przez strefę zeszczelinowaną modelu stanu eksploatacyjnego.
Czerwony odcinek na profilu otworu (strzałka) oznacza część zafiltrowaną (aktywną)

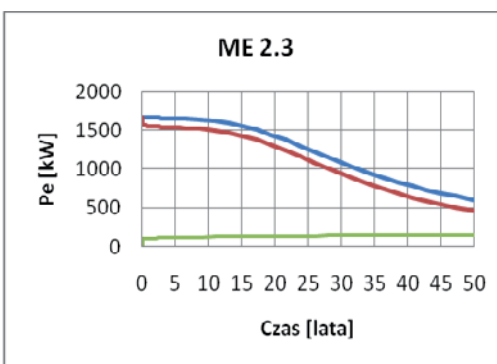
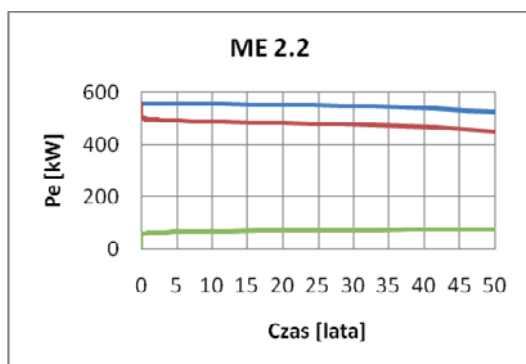
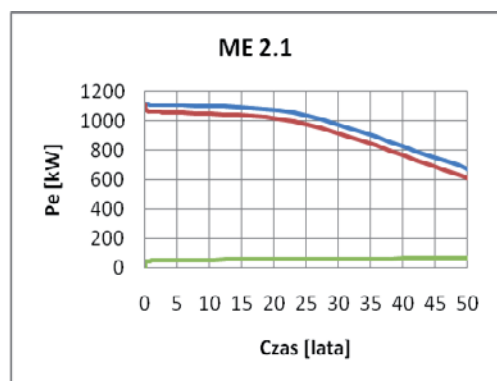
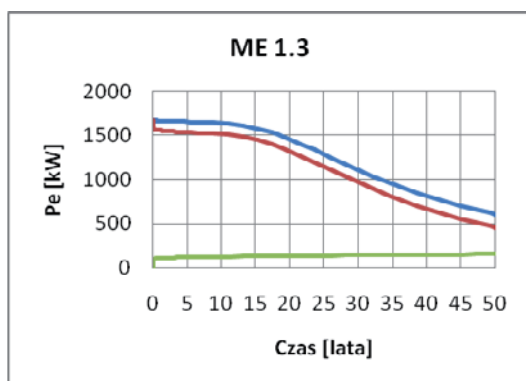
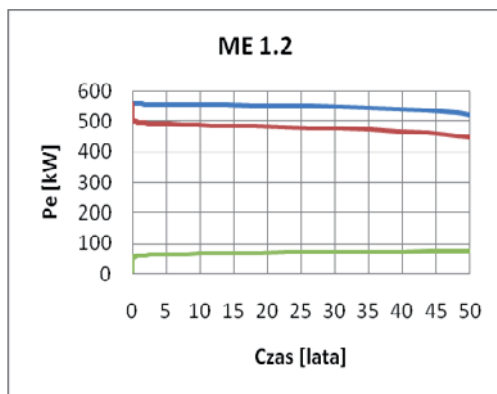
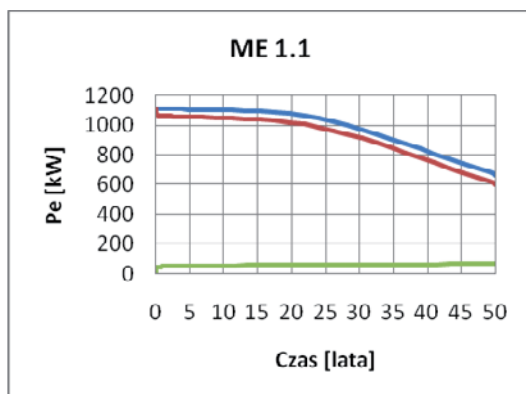
Wyniki symulacji różnych wariantów eksploatacji systemu HDR zamieszczono w **Tabeli 6_2**, a w postaci wykresów zestawiono je na **Fig 6_31**. Wykresy przedstawiają wartości mocy brutto oraz netto hipotetycznej elektrowni binarnej oraz niezbędną moc, jaką należy dostarczyć do pomp obiegowych.

Głównym parametrem, jaki modyfikowano tworząc kolejne warianty eksploatacji, była objętość strefy sztucznie zeszcelinowanej umożliwiającej migrację płynów pomiędzy otworami i ekstrakcję energii zakumulowanej w skałach. Pozostałymi zmiennymi były przepuszczalność strefy zeszcelinowanej w zakresie od 10 do 100 mD oraz przetłaczany strumień w zakresie od 50 do 150 m³/h.

Najważniejszym czynnikiem w pracy instalacji geotermalnej jest utrzymanie stabilnej mocy w planowanym okresie działania systemu oraz dodatnia wartość mocy netto instalacji. Kryterium to spełniają warianty opatrzone sygnaturami ME 1.2, ME 2.2, ME 3.2 oraz ME 4.2 (**patrz Tabela 6_2**), tj. przy założonej wydajności 50 m³/h oraz przepuszczalności poziomej równej 10 mD. Niewysoki strumień oraz niewielka przepuszczalność skutkują korzystną, powolną migracją płynu oraz ekstrakcją energii z otaczających skał. Pozwala to uzyskać stabilność źródła mocy przez okres min. 25 lat nawet przy niewielkiej kubaturze strefy zeszcelinowanej, a w przypadku większej objętości – nawet do 40 lat.

Kolejne warianty przedstawiały parametry pracy systemu HDR w warunkach wyższych wydajności, tj. przy strumieniach równych 100 oraz 150 m³/h oraz przepuszczalności poziomej 50 mD i pionowej 5 mD. Przy strumieniu 100 m³/h czas dojścia frontu chłodnego do otworu produkcyjnego wahał się od 15 do 22 lat. Z kolei większa kubatura strefy aktywnej hydraulicznie pozwalała oddalać w czasie ten proces poprzez pozyskiwanie energii z większej powierzchni. Moc brutto w tej grupie wariantów (ME 1.1, ME 2.1, ME 3.1, ME 4.1) wynosiła w okresie początkowym ok. 1110 kW, aby po okresie 50 lat w najbardziej optymistycznym scenariuszu generować ok. 950 kW, natomiast w najmniej korzystnym - ok. 660 kW. W przypadku zastosowania większej wydajności, tj. 150 m³/h, okres przebiecia frontu chłodnego może wynieść - w zależności od zeszcelinowanej

objętości górotworu - od 8 do 15 lat (nie byłaby utrzymana stabilna moc w planowanym okresie działania systemu).



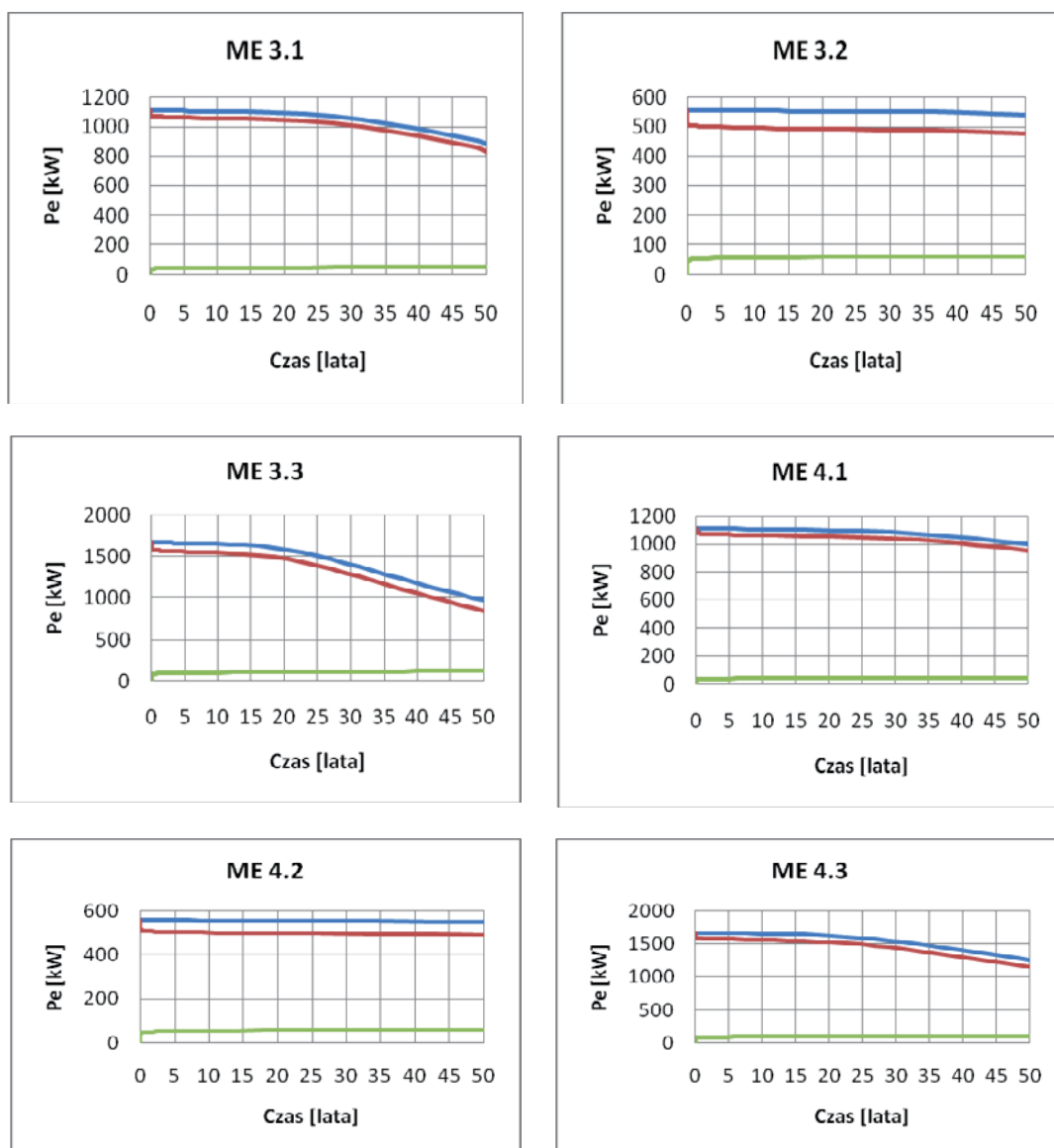


Fig 6_31. Zestawienie wyników wariantów eksploatacji systemu HDR w utworach wulkanicznych permu dolnego bloku Gorzowa;
niebieska linia – moc instalacji brutto, czerwona linia – moc instalacji netto,
zielona linia – pobór mocy przez pompy.

Tabela 6_2. Zestawienie analizowanych wariantów eksploatacyjnych HDR w rejonie Dębna, odległość pomiędzy otworami L=600 m

L.P.	Wariant	Objętość strefy aktywnej hydraulicznie [km ³]	Wydajność [m ³ /h]	Przepuszczalność strefy zeszczelinowanej Kx, Ky, Kz [mD]	Temperatura wody w otworze produkcyjnym po 50 latach [°C]	Czas przebiega frontu chłodnego [lata]	Moc elektryczna brutto po 1 i 50 roku pracy systemu [kW]	Moc elektryczna netto po 1 i 50 roku pracy systemu [kW]	Całkowita produkcja energii elektrycznej netto w okresie 50 lat /średniorocznie [GWh]	Moc cieplna po 1 i 50 roku pracy systemu [MW]
1	ME 1.1	0,160	100	50,50,5	129,9	15	1110,0/661,8	1063,4/598,0	398,0/8,0	9,1/6,5
2	ME 1.2		50	10,10,1	149,9	25	556,0/521,0	495,9/446,9	208,5/4,2	4,6/4,4
3	ME 1.3		150	50,50,5	113,1	8	1664,8/603,9	1556,0/450,6	471,6/9,4	13,6/7,0
4	ME 2.1	0,194	100	50,50,5	130,1	15	1110,2/672,9	1063,2/609,3	398,6/8,0	9,1/6,5
5	ME 2.2		50	10,10,1	149,9	25	556,0/523,2	496,3/449,3	208,5/4,2	4,6/4,4
6	ME 2.3		150	50,50,5	113,5	8	1664,2/607,7	1557,0/455,1	464,0/9,3	13,6/7,0
7	ME 3.1	0,267	100	50,50,5	141,7	20	1110,4/881,5	1069,0/829,7	434,6/8,7	9,1/7,8
8	ME 3.2		50	10,10,1	151,8	30	556,1/540,3	502,7/477,4	214,5/4,3	4,6/4,5
9	ME 3.3		150	50,50,5	128,5	10	1665,3/969,7	1571,0/845,7	570/11,4	13,7/9,6
10	ME 4.1	0,411	100	50,50,5	147,4	22	1110,5/997,2	1073,0/952,3	451,7/9,0	9,1/8,5
11	ME 4.2		50	10,10,1	152,4	40	556,1/546,8	506,9/489,7	217,5/4,3	4,6/4,5
12	ME 4.3		150	50,50,5	139,4	15	1665,7/1258,2	1578,3/1152,7	626,2/12,5	13,7/11,4

Modelowania efektów wymiany ciepła skały z zatłaczanymi płynami w rejonie Parczewa (NE Lubelszczyzna)

Dla rejonu Parczewa analizowano przypadek nietypowego wykorzystania technologii HDR – dla skał o względnie niskich temperaturach, gdzie możliwe byłoby pozyskiwanie jedynie energii cieplnej.

Model (program TOUGH2) obejmuje przestrzeń 4x4x2,8 km (**Fig. 6_32**). Strop modelu znajduje się na głębokości 1300 m, a spąg na głębokości 4100 m. Model podzielono prostopadłościenną siatką dyskretyzacyjną 24*24*8 bloków (x*y*z). Krok siatki wzdłuż osi x i y wynosi 50 m (16 bloków w centrum obszaru) i 400 m w obszarze peryferyjnym oraz krok siatki wzdłuż osi z wynosi – 200 m – dwie spągowe warstwy - i 400 m dla pozostałego przebiegu.

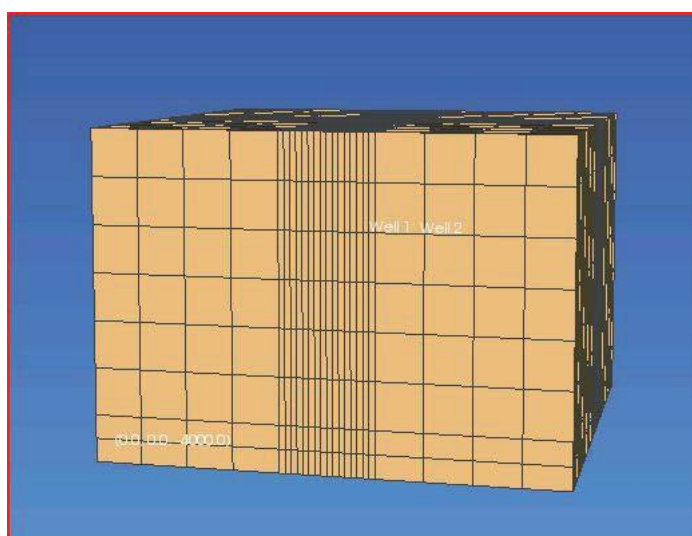


Fig. 6_32. Podział modelu na bloki obliczeniowe (otwory symulacyjne w centrum)

Model zasadniczo obejmuje dwa kompleksy skały suche, niewodonośne (proterozoik) i skały nadkładu paleozoicznego. Przyjęto gradient temperatury wynoszący 0,035 °C/m, a temperaturę na 800 m 28 °C. System HDR był w strefie głębokości 2500-2900 m. Iniekcję wody zadano otworem pionowym o długości strefy zafiltrowania 400 m. Otwór eksploatacyjny - pionowy o długości strefy zafiltrowania 400 m.

Wykonano dwa warianty obliczeń – wariant I z rozstawem otworów 500 m i wariant II z rozstawem otworów 700 m. Przyjęto, że strefa zeszcelinowania obejmuje pas o szerokości 150 m (3 bloki modelu) czyli 75 m od osi otworów. Długość strefy jest zależna od odległości otworów i wynosi 600 m dla wariantu I i 800 dla wariantu II. Przed rozpoczęciem eksploatacji do suchego górotworu zadano zatłaczanie wody przez okres 0,35 lub 0,8 roku, z wydatkiem 110 kg/s (396 m³/h) lub 250 kg/s (900 m³/h) i o temperaturze 10 °C. Po tym okresie rozpoczęto eksploatację i zatłaczano wodę z wydatkiem 70 kg/s (252 m³/h) i o temperaturze 70 °C. Wodę eksploatowano z wydatkiem 27,78 kg/s (100 m³/h).

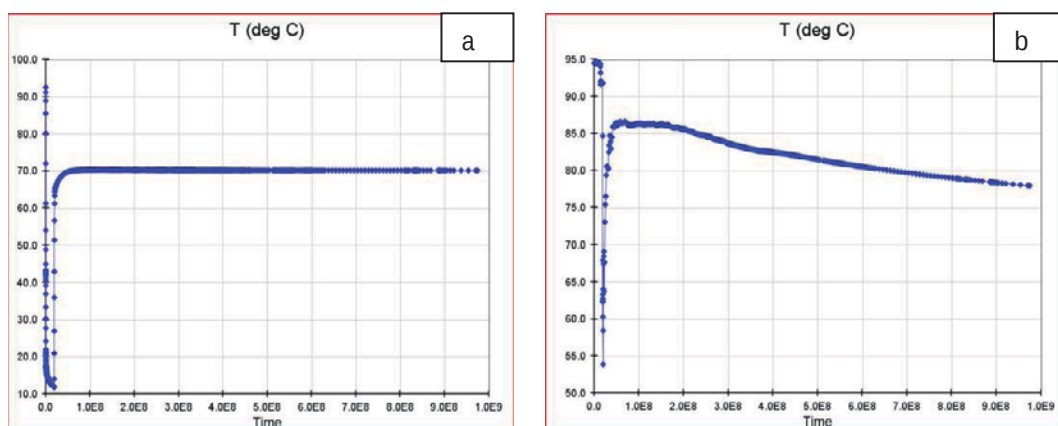


Fig. 6_33. Rozkład temperatury w otworze iniekcyjnym (a) i eksploatującym (b)

W czasie pracy systemu temperatura w układzie otworów zmienia się od 11 do 95 °C (Fig. 6_33). Temperatura 11 °C obliczona została pod koniec zatłaczania zimnej wody do otworu iniekcyjnego. W początkowej fazie pracy otworu eksploatacyjnego temperatura szybko wzrasta (z 54 do 86 °C), następnie utrzymuje się na stałym poziomie (do 5,4 lub 8 lat), a przez następny okres spada do 78 °C. Uzyskano moce cieplne rzędu 2 MW.

Porównując rozwiązania z wariantu I i II, większy rozstaw otworów daje dłuższy wzrost temperatury w początkowym okresie eksploatacji i mniejszy spadek temperatury w następnym okresie. Uwidacznia się to w większych mocach cieplnych uzyskiwanych z układu. Znacznie większy jest jednak wydatek zatłaczanej wody w układzie z większym rozstawem otworów.

6.3 Modelowania dla skał krystalicznych

(W. Bujakowski, A. Barbacki, B. Bielec, G. Hołojuch, A. Kasztelewicz, B. Kępińska, M. Miecznik, L. Pająk, R. Skrzypczak, B. Tomaszewska)

Potencjał dla produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz model geotermalny stanu stacjonarnego w rejonie Karkonoszy

Mapa poniżej (Fig. 6_34) przedstawia obszar granitowego plutonu karkonoskiego objętego modelowaniem numerycznym, na podstawie którego zostały obliczone zasoby statyczne oraz zasoby statyczne-wydobywalne energii cieplnej. W obliczeniach pominięto strefę konwekcyjną (rozdział 5 - model rejonu Ciepliec) o podwyższonej przepuszczalności, jako że strefa ta nie spełnia kryterium zamkniętych systemów geotermicznych.

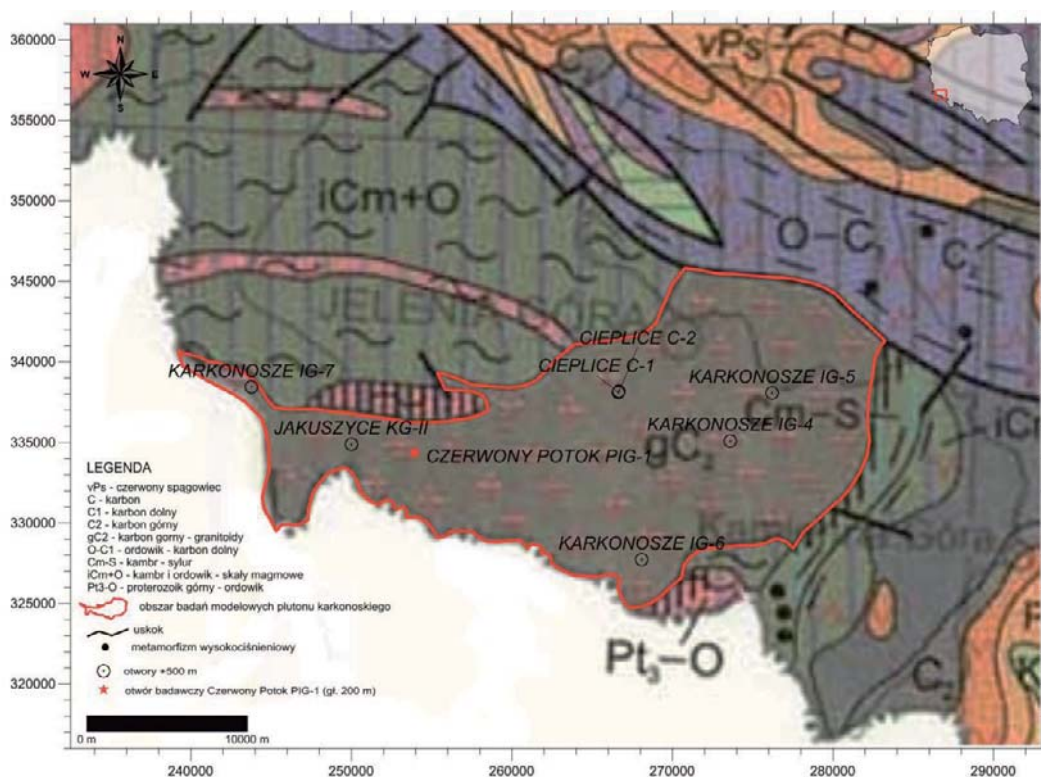


Fig. 6_34. Mapa obszaru modelowania numerycznego plutonu Karkonoszy na tle mapy geologicznej Polski bez utworów kenozoiku (Dadlez i in. 2000)

Przy obliczaniu zasobów statycznych-wydobywalnych (EZSW) przyjęto średnią wartość współczynnika odzysku $\overline{R_0} = 0,3$ co oznacza, że stanowią one 30% zasobów statycznych EZS. Dla przedstawienia skali występującego tu potencjału energetycznego można przyjąć, że obliczonej wartości EZSW w teoretycznym rachunku odpowiadałaby energia chemiczna zawarta w 9 mld ton węgla kamiennego.

Wartość zasobów statycznych-wydobywalnych stanowi dla danego obszaru miarę wielkości energii cieplnej, która mogłaby być hipotetycznie eksploatowana przez znaczący okres czasu (np. 50 lat) pod warunkiem maksymalnego dopuszczalnego pokrycia obszaru systemami dubletów eksploatacyjnych, uwzględniającego interferencję dubletów geotermalnych. Jak wspomniano wcześniej (rozdz. 2.12.3) wartości te mogą być obarczone błędem wynikającym z przyjętej wartości gradientu geotermicznego ekstrapolowanego na cały obszar plutonu.

Modelowanie numeryczne zostało wykonane z zastosowaniem kodu obliczeniowego TOUGH2 (Pruess i in. 1999). Założono że temperatura wody zatłaczanej do górotworu po oddaniu energii w wymienniku ciepła wyniesie 70°C (wtedy pompy zapewniające cyrkulację płynu w systemie HDR zużywają nie więcej niż 3% mocy elektrycznej brutto siłowni), a konwersja energii cieplnej na elektryczną zachodzi przy wykorzystaniu cyklu ORC, w geotermalnej elektrowni binarnej (wykorzystującej czynnik roboczy w obiegu zamkniętym, np. izobutan).

Moc cieplna jednostkowa informuje, jakiej mocy cieplnej spodziewać się można w odniesieniu do strumienia 1 m³/h wody krążącej w systemie HDR, zależnie od ilości ciepła związanego z ochłodzeniem krążącej wody do 70° C. Natomiast dla mocy elektrycznej (brutto) przyjęto założenie, że jest ona równa 1/8 mocy cieplnej.

Moc netto elektrowni binarnych zależy m.in. od mocy niezbędnej do napędu obiegowych pomp geotermalnych, pomp czynnika roboczego oraz konsumpcji energii w systemie schładzania czynnika roboczego. Ze względu na ogólny charakter prezentowanych obliczeń, potencjał produkcji energii elektrycznej netto nie jest wyznaczany.

Na Fig 6_35 zaprezentowano przykładowy wykres pokazujący zmiany ciśnienia i temperatury w profilu łączącym otwory produkcyjny i chłonny dla systemu HDR w Karkonoszach po 50-ciu latach eksploatacji. Z wykresu wynika, że zasięg strefy oddziaływania termicznego wyniesie ponad 200 m od otworów: chłonnego i produkcyjnego. Zasięg strefy oddziaływania hydraulicznego (ciśnieniowego) będzie szerszy, rzędu 500 m. Z przedstawionego wykresu wynika, że z pewnym przybliżeniem można założyć, że pojedynczy system HDR eksploatuje energię z bloku o powierzchni rzędu 1 km². Jednakże znaczne skupienie ilości pojedynczych systemów HDR na niewielkim obszarze spowodowałoby zaburzenie możliwości regeneracji cieplnej.

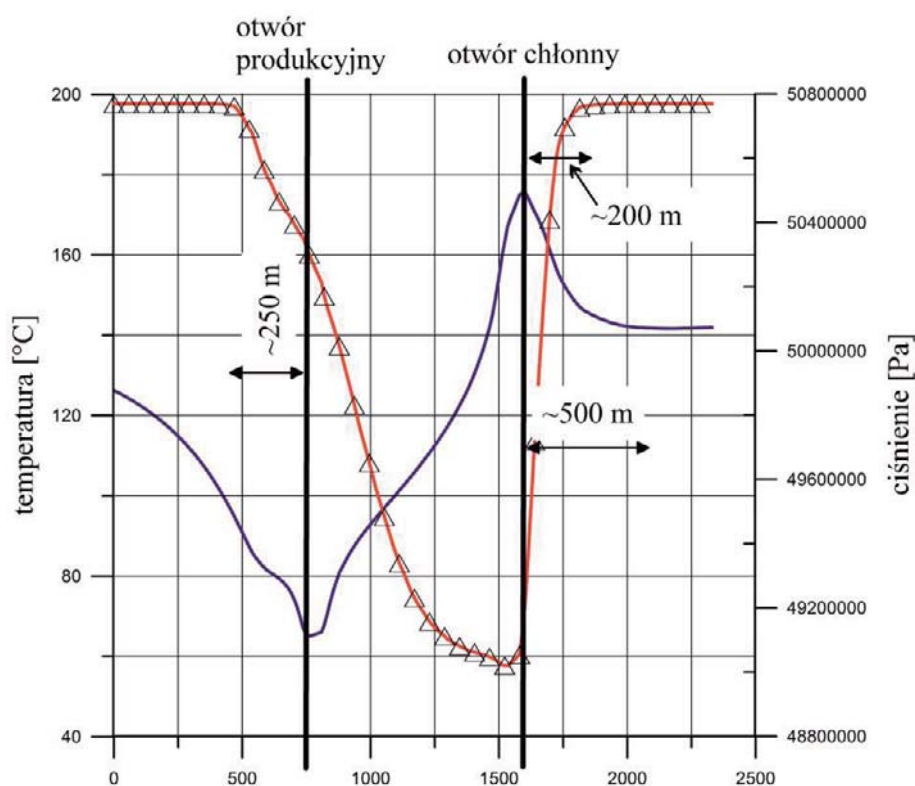


Fig 6_35 Zmiany temperatury i ciśnienia w profilu instalacji otworów przykładowego systemu HDR otrzymane po 50-ciach latach eksploatacji systemu z wydajnością 200 m³/h - na podstawie modelowania systemu HDR dla Karkonoszy

Na podstawie przyjętych założeń oraz przyjętego modelu regionalnego granitowego plutonu Karkonoszy (rozdział 5) wykonano mapy temperatur wgłębnych występujących na tym obszarze oraz jednostkowego potencjału mocy cieplnej brutto i jednostkowego potencjału mocy elektrycznej na głębokościach: 3500, 4000 (**Fig 6_36** - przykład), 4500, 5000, 5500 oraz 6000 m p.p.m.. Podczas tworzenia map pominięto obszary o temperaturze górotworu poniżej 110°C. Analiza powyższych map, wskazuje na istnienie najkorzystniejszych warunków geotermicznych na południe od Szklarskiej Poręby oraz w pasie północno-wschodnim od Jeleniej Góry w kierunku Kowar i Karpacza. Gradient geotermiczny w tych strefach wynosi przypuszczalnie ok. 4°C/100 m.

Na podstawie modelu stanu naturalnego, maksymalna temperatura na głębokości 3500 m p.p.m. wynosi ok. 145°C, na głębokości 4000 m p.p.m. – ok. 165°C, natomiast na głębokości 5500 m p.p.m. może lokalnie przekroczyć 225°C w NE części plutonu. Należy jednak zaznaczyć, że wyznaczone temperatury mogą być obarczone znaczącym błędem związanym z przypuszczalnie dużą zmiennością gradientu na obszarze plutonu oraz niepewnością pomiaru temperatury w otworze Czerwony Potok PIG-1, a zatem i określenia gradientu na tej podstawie. Jednostkowa moc elektryczna brutto możliwa do wygenerowania w powyższych warunkach termicznych wynosi odpowiednio 9,5–10, 12–13 oraz 26–27 kW/(m³/h). Moc elektryczna brutto przykładowej elektrowni binarnej w warunkach stałej eksploatacji wód z głębokości 4000 m p.p.m. (ok. 4,5 km p.p.t.) z wydajnością 100 m³/h i stabilną temperaturą wód rzędu 165°C oraz zatłaczaniem wody powrotnej o temperaturze 70°C, może wynieść nawet 1,2–1,3 MW_e brutto.

Najmniej korzystne warunki termiczne znajdują się w centralnej części plutonu, pomiędzy Jelenią Górą i Karpaczem i są związane z wychładzaniem skał przez migrujące szczeliny wody powierzchniowe.

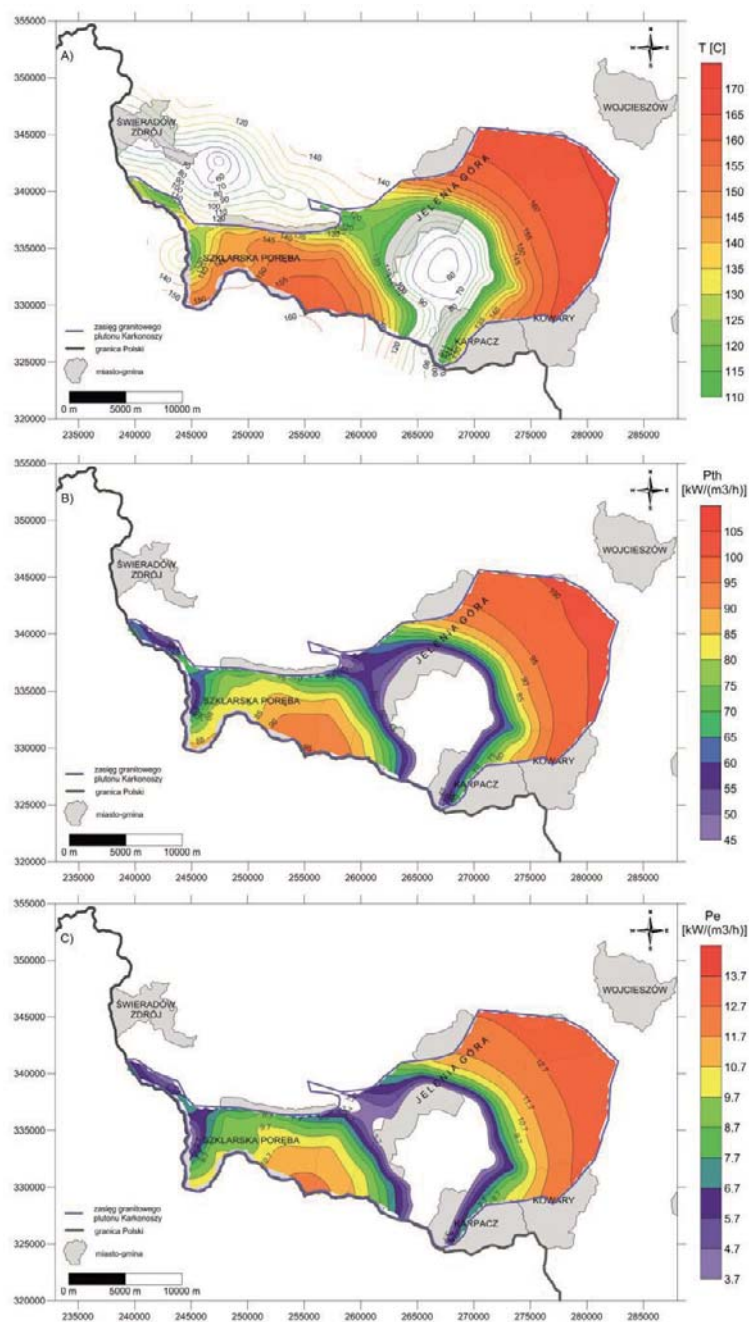


Fig 6_36. Rozkład temperatury (A), jednostkowej mocy cieplnej (B) oraz jednostkowej mocy elektrycznej brutto (C) w utworach granitowych plutonu karkonoskiego na głębokości 4000 m p.p.m. (miasta-gminy jako główni potencjalni odbiorcy energii; obszary barwne w obrębie plutonu z temp. powyżej 110°C) dla przyjętego modelu

Modelowania efektów wymiany ciepła skały z zatłaczanymi płynami w rejonie Karkonoszy

Bazując na wykonanym regionalnym modelu numerycznym rejonu Karkonoszy (rozdział 5) dokonano wyboru strefy perspektywicznej pod względem adaptacji technologii pozyskania ciepła suchych gorących skał (HDR). W celu dokonania wyboru strefy posłużono się następującymi kryteriami:

- ✓ strefa eksploatacji winna być zlokalizowana w obrębie obszaru rozpoznania geologicznego dla regionalnego modelu numerycznego plutonu Karkonoszy,
- ✓ wymagana jest obecność „strefy suchej” (bez wód złożowych),
- ✓ typowany obszar powinien cechować się możliwie wysoką temperaturą, pozwalającą na generowanie energii elektrycznej i ciepłej,
- ✓ wymagana jest bliskość potencjalnego odbiorcy energii cieplnej i punktu umożliwiającego włączenie instalacji do sieci elektroenergetycznej.

Mając na uwadze powyższe kryteria, za optymalną strefę dla eksploatacji energii systemem HDR uznano strefę Szklarskiej Poręby (**Fig 6_37**). Wyniki modelowania warunków termicznych i rozkładu ciśnień w modelu regionalnym posłużyły do ustalenia warunków brzegowych w modelu eksploatacji. Modelowana strefa (**Fig 6_37**) miała wymiary 7,3 km x 7,3 km x 3 km (długość x szerokość x miąższość). Strop strefy zalegał na głębokości 2,5 km p.p.o. (pod powierzchnią odniesienia wyznaczoną rzędną 400 m n.p.m.), a spąg na głębokości 5,5 km p.p.o. Powierzchnia modelu eksploatacji wynikała z powierzchniowego zasięgu plutonu Karkonoszy w strefie Szklarskiej Poręby.

Dla wszystkich otworów położenie filtrów przyjęto na głębokości 4050-4100 m p.p.o. Przyjęto, że odległość otworów chłonnych od otworu produkcyjnego będzie wynosiła 750 m, a temperatura złożowa wynosiła ok. 130 °C, czyli mniej więcej pokrywała się z możliwościami uzyskania połączenia hydraulicznego między współpracującymi otworami w systemach HDR zlokalizowanymi na głębokości rzędu 5 km (Genter i in. 2010).

Na podstawie m. in. danych literaturowych (Genter i in. 2010) przyjęto szerokość strefy zeszczelinowanej w poziomie (płaszczyzna X-Y w lokalnym układzie współrzędnych) ok. 177-212 m od odcinka łączącego otwory, a miąższość tej strefy - 250 m.

Eksploatacja otworów spowoduje obniżenie temperatury w strefie otworu produkcyjnego PROD (nazwa wg **Fig 6_38** i **39**), co będzie skutkowało spadkiem sprawności konwersji energii cieplnej w energię elektryczną w potencjalnie rozważanych siłowniach binarnych. Korzystnym schematem eksploatacji jest zatłaczanie wody w strefie oddalonej od szczeliny 3, dzięki czemu na głowicy otworu produkcyjnego można by otrzymywać wyższe temperatury. Ostatecznie, za najbardziej korzystny uznano schemat eksploatacji trypletu złożonego z otworu produkcyjnego PROD i dwóch otworów chłonnych CHLO2 i CHLO3. Analizowano dwa główne warianty jego eksploatacji, tj. przy różnych wydajnościach wody roboczej: 200 i 500 m³/h. Dodatkowo, analizowano dwa sposoby zagospodarowania pozyskanej energii: wariant pierwszy - wykorzystanie jej jedynie do produkcji energii elektrycznej przy temperaturze zatłaczanej wody do złoża 70°C; wariant drugi - skojarzona produkcja energii elektrycznej i cieplnej, przy czym w lecie (od 30 kwietnia do 31 października) produkcja jedynie energii elektrycznej przy zatłaczaniu do złoża wody o temperaturze 70°C, natomiast zimą (od 1 listopada do 30 kwietnia) zaspokajanie potrzeb ciepłych hipotetycznego odbiorcy będącego w stanie efektywnie wykorzystać energię w przedziale temperatur 70-50°C (zimą zatłaczano by do złoża wodę o temperaturze 50°C).

Na **Fig 6_40** przedstawiono prognozowane zmiany temperatury wody na głowicy otworu produkcyjnego w funkcji czasu. Z **Fig 6_40** wynika, że założony schemat eksploatacji energii i poziom schłodzenia wody zatłaczanej nie miał by wpływu na uzyskiwaną temperaturę głowicową na otworze produkcyjnym w wariantcie eksploatacji 200 m³/h, dla obu sposobów zagospodarowania energii (a miał dla 500 m³/h). Na **Fig 6_41** zaprezentowano rozkład temperatury w strefie eksploatowanej po 50 latach eksploatacji ze strumieniem 200 m³/h dla wariantu zakładającego produkcję energii elektrycznej (bez dostarczania energii cieplnej). Rozkład temperatury przedstawia proces propagacji frontu chłodnego od otworów chłonnych w kierunku otworu produkcyjnego.

Wariantem najbardziej korzystnym byłaby eksploatacja strumienia wody na poziomie 200 m³/h. Mogłaby ona zapewnić produkcję energii elektrycznej netto na poziomie 5,8 GWh/rok i produkcję energii cieplnej na poziomie 73 TJ/rok. Wartości te, w świetle przyjętych założeń, uznać można za stabilne i możliwe do uzyskania w ciągu 50 lat eksploatacji.

Fig 6_42 przedstawia prognozowane zmiany w czasie mocy elektrycznej brutto i netto wytwarzanej przez siłownię binarną wykorzystującą strumień 200 m³/h wody obiegowej dla wariantu zmiennej temperatury zatłaczania (równoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej). Z wykresu wynika wzrost pozyskiwanej mocy elektrycznej do ok. 20-tego roku eksploatacji. Po około 20 latach pracy moc elektryczna siłowni osiągnie maksimum. Co ważne, po upływie 30-tu lat eksploatacji wytwarzana moc elektryczna nie spadnie poniżej poziomu mocy na początku eksploatacji.

Po symulacji dla lokacji otworów na głębokości 4,05-4,10 km p.p.o., dokonano obliczeń prognozujących warunki pracy trzech otworów eksploatowanych analogicznie do opisanego powyżej schematu (otwór PROD – produkcyjny, otwory CHLO2 i CHLO3 - chłonne) z tym, że filtry otworów zlokalizowano na głębokości 5495-5525 m p.p.o. Założono jeden schemat eksploatacji, tj. 200 m³/h wody obiegowej dla wariantu ze zmienną temperaturą zatłaczania płynu (zgodnie z opisanym powyżej schematem zatłaczano by 70°C latem i 50°C zimą). Symulowano 50-cio letni okres eksploatacji systemu. **Fig 6_43** przedstawia prognozę zmiany temperatury płynu na głowicy otworu produkcyjnego w takim wariantcie. Z wykresu wynika stabilność temperatury eksploatowanej wody w przedziale ok. 20-tu pierwszych lat eksploatacji.

Na **Fig 6_44** zamieszczono prognozę zmiany mocy wytwarzanej energii elektrycznej w czasie, dla 50-cio letniego okresu eksploatacji (skojarzona produkcja energii elektrycznej i cieplnej). Poziom wytwarzanej mocy odzwierciedlono krzywą prognozowanej temperatury na głowicy otworu eksploatacyjnego (**Fig 6_43**). Stabilnej mocy elektrycznej można spodziewać się w okresie pierwszych 20-tu lat eksploatacji. Wytwarzana moc elektryczna netto w tym okresie czasu powinna przekraczać 2,2 MW.

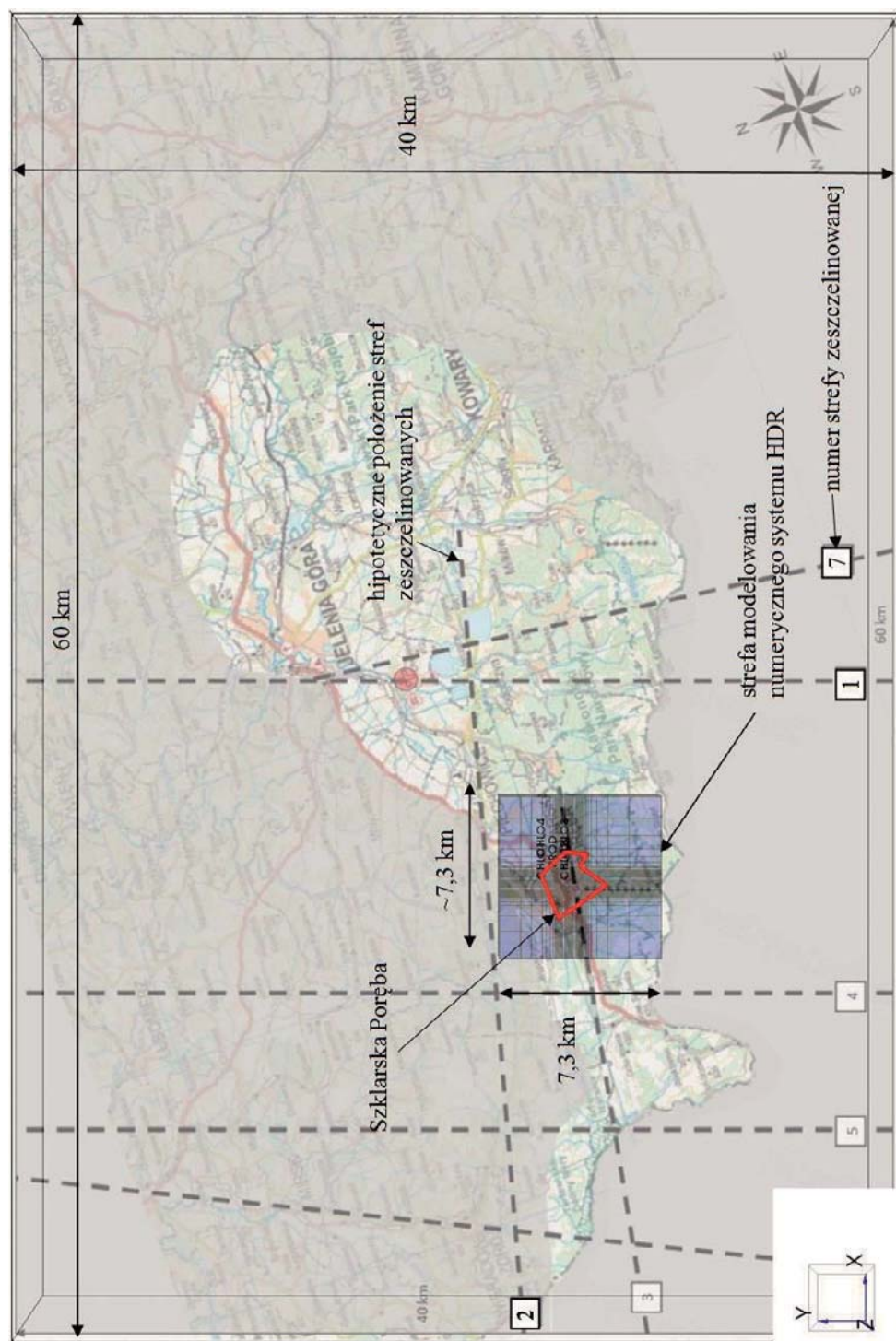


Fig 6_37. Lokalizacja strefy objętej modelowaniem numerycznym eksploatacji systemu HDR na tle mapy plutonu Karkonoszy i mapy topograficznej (w skali 1:10 000, CODGIK, 1990)

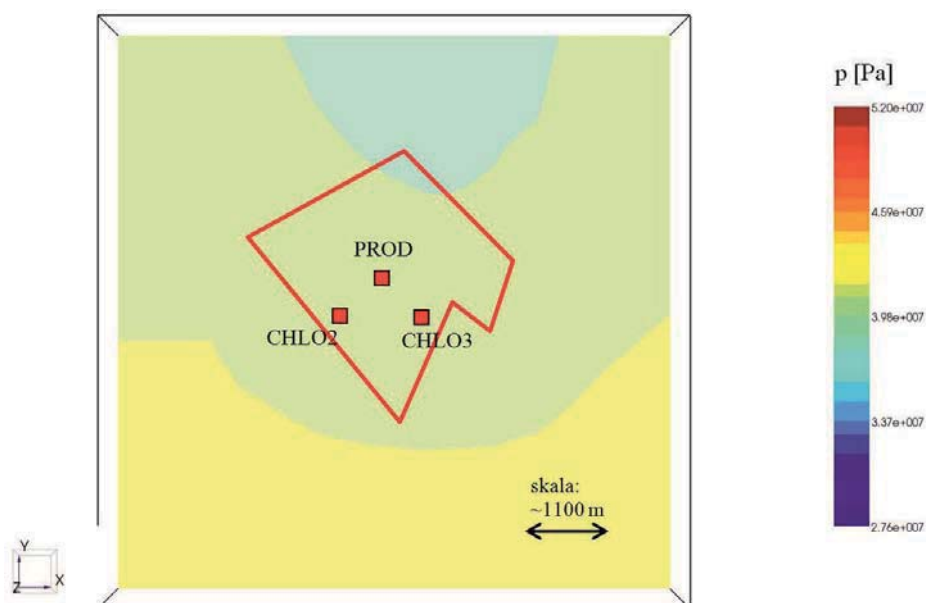


Fig. 6_38. Początkowy rozkład ciśnienia w modelowanej strefie Karkonoszy 4075 m p.p.o. (głębokość położenia filtrów otworów produkcyjnego i chłonnego systemu HDR); widok z góry, linie czerwone – granice Szklarskiej Poręby.

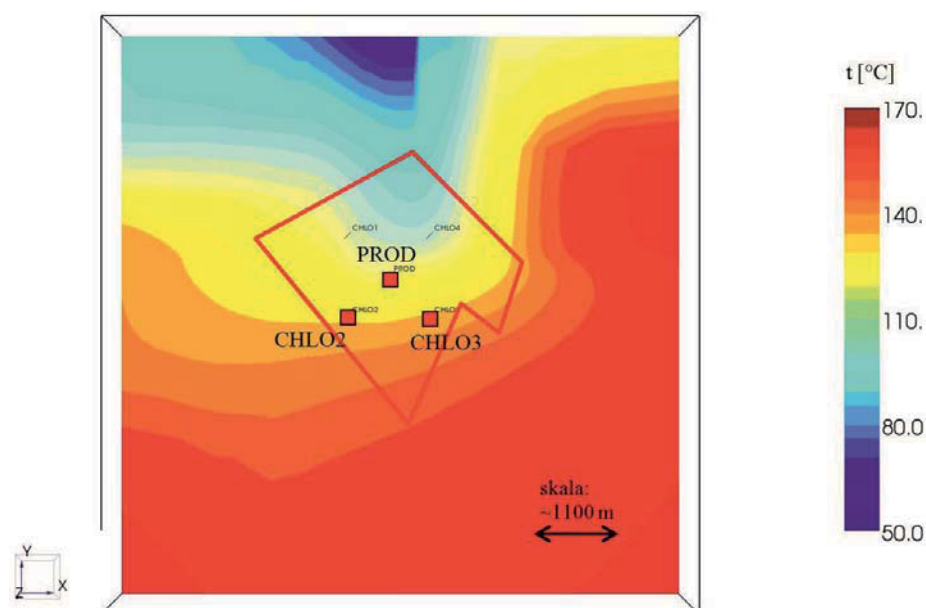


Fig. 6_39. Początkowy rozkład temperatury w modelowanej strefie Karkonoszy 4075 m p.p.o. (głębokość położenia filtrów otworów produkcyjnego i chłonnego systemu HDR); widok z góry, linie czerwone – granice Szklarskiej Poręby

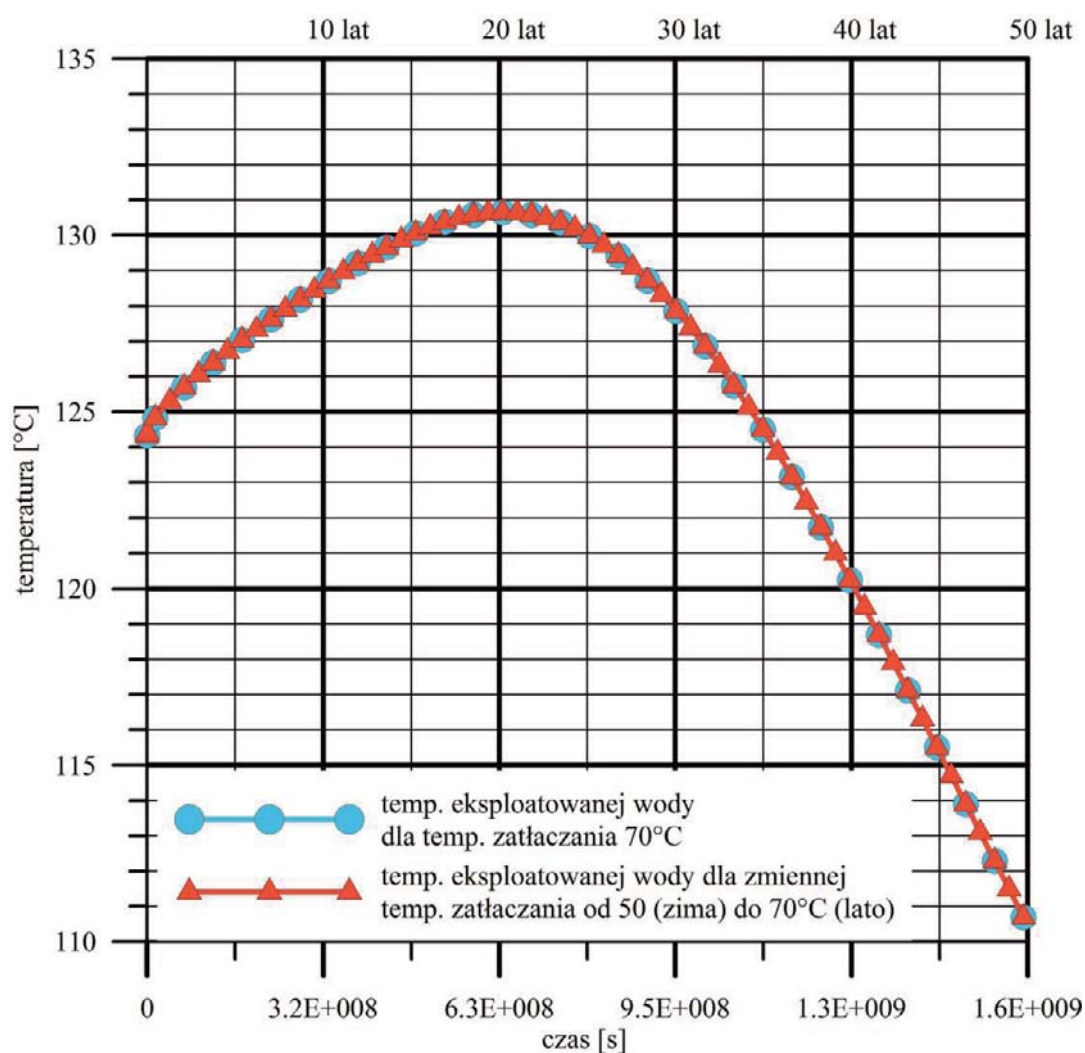


Fig 6_40 Prognozowane modelowaniem numerycznym zmiany temperatury (na głowicy otworu produkcyjnego) płynu eksploatowanego systemem HDR w Karkonoszach dla wydajności 200 m³/h w 50-cio letnim przedziale czasu (1,6 E9 s = ok. 51 lat)

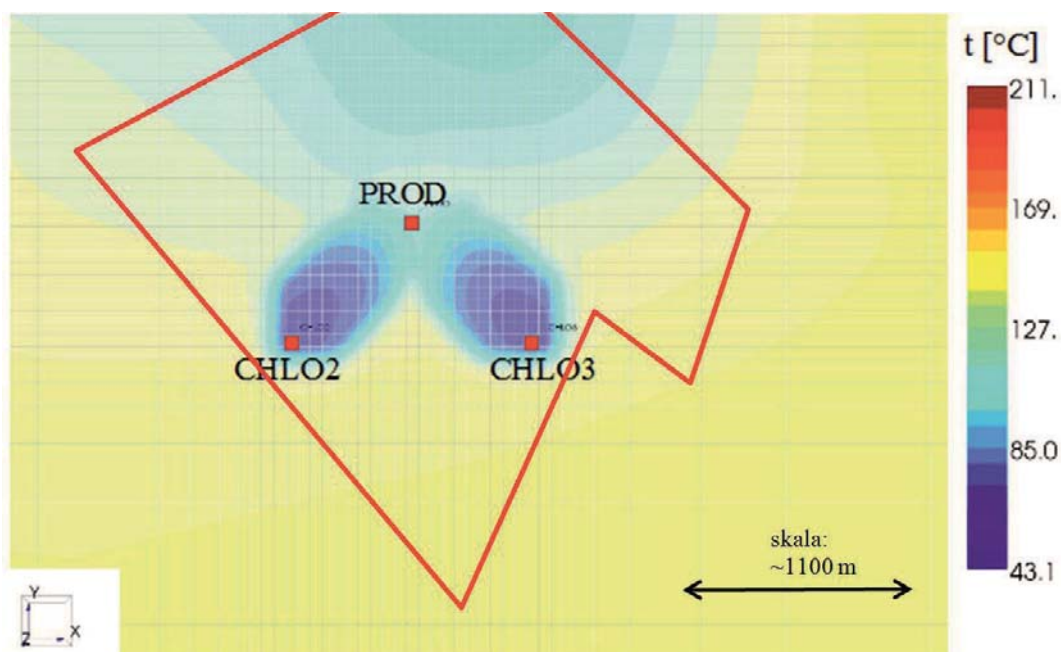


Fig 6_41. Rozkład temperatury w płaszczyźnie lokalizacji otworów (Z=4075 m p.p.o.) dla systemu HDR w Karkonoszach

Wynik modelowania numerycznego stanu po 50-ciu latach eksploatacji ze stałą wydajnością 200 m³/h, dla wariantu zakładającego jedynie produkcję energii elektrycznej (linia czerwona – granice Szklarskiej Poręby)

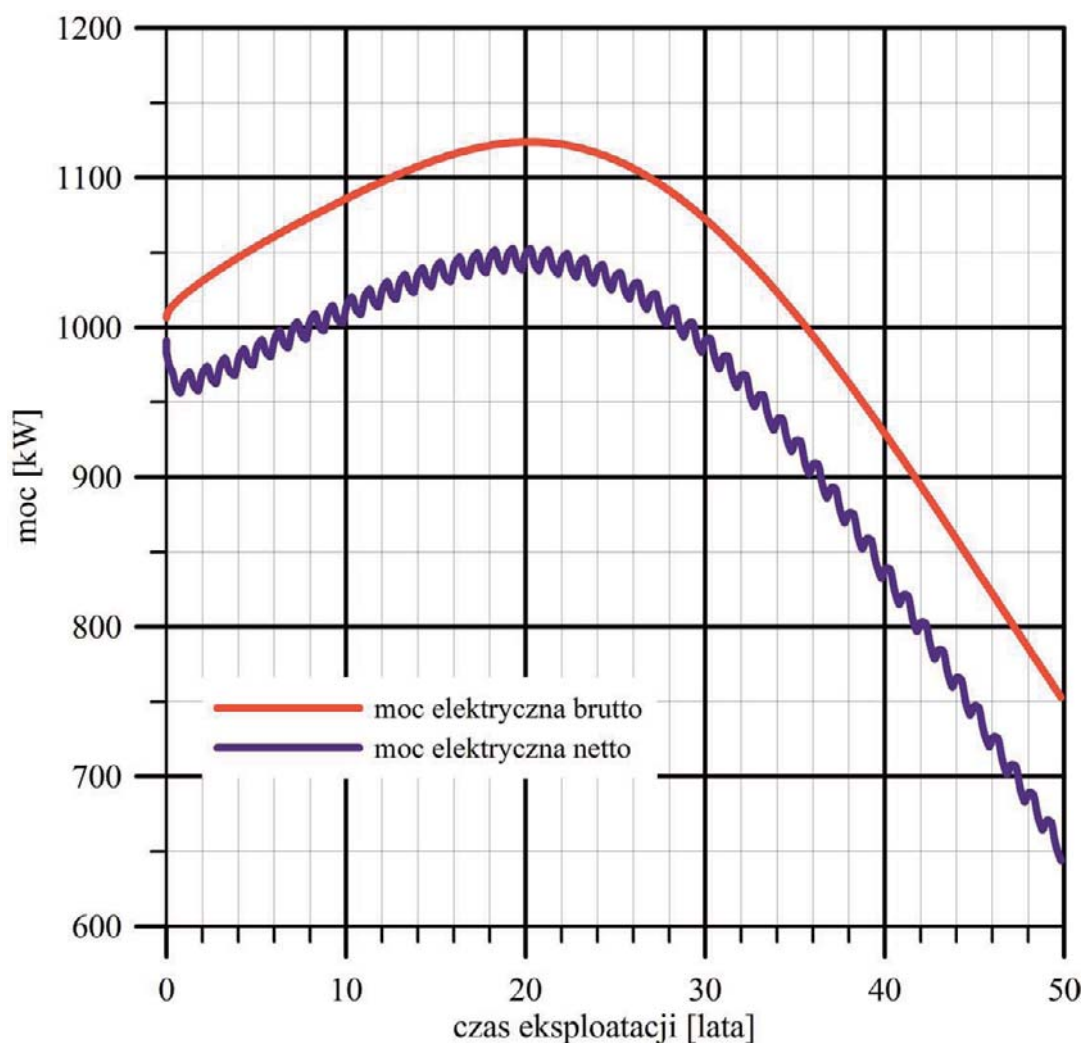


Fig 6_42. Prognozowane modelowaniem numerycznym zmiany wytwarzanej mocy elektrycznej brutto i netto dla systemu HDR w Karkonoszach, eksploatowanego ze stałą wydajnością $200 \text{ m}^3/\text{h}$ przy zmiennej temperaturze zatłaczanej wody, dla filtrów umieszczonych na głębokości 4050-4100 m p.p.o.

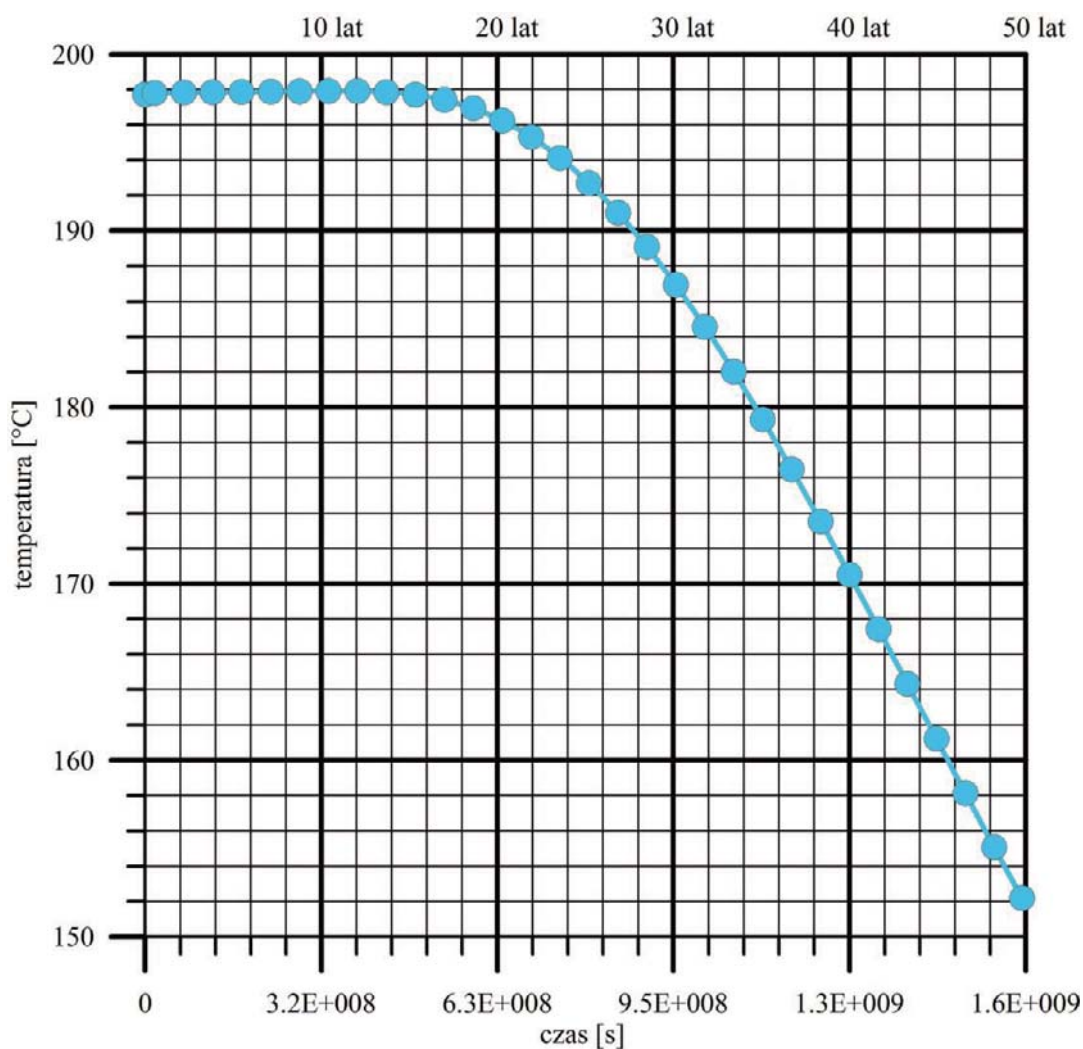


Fig 6_43. Prognozowane modelowaniem numerycznym zmiany temperatury (na głowicy otworu produkcyjnego) płynu eksploatowanego systemem HDR w Karkonoszach dla wydajności 200 m³/h w 50-cio letnim przedziale czasu (1,6 E9 s = ok. 51 lat)

Filtr otworu produkcyjnego umieszczony na głębokości 5495-5525 m p.p.o.

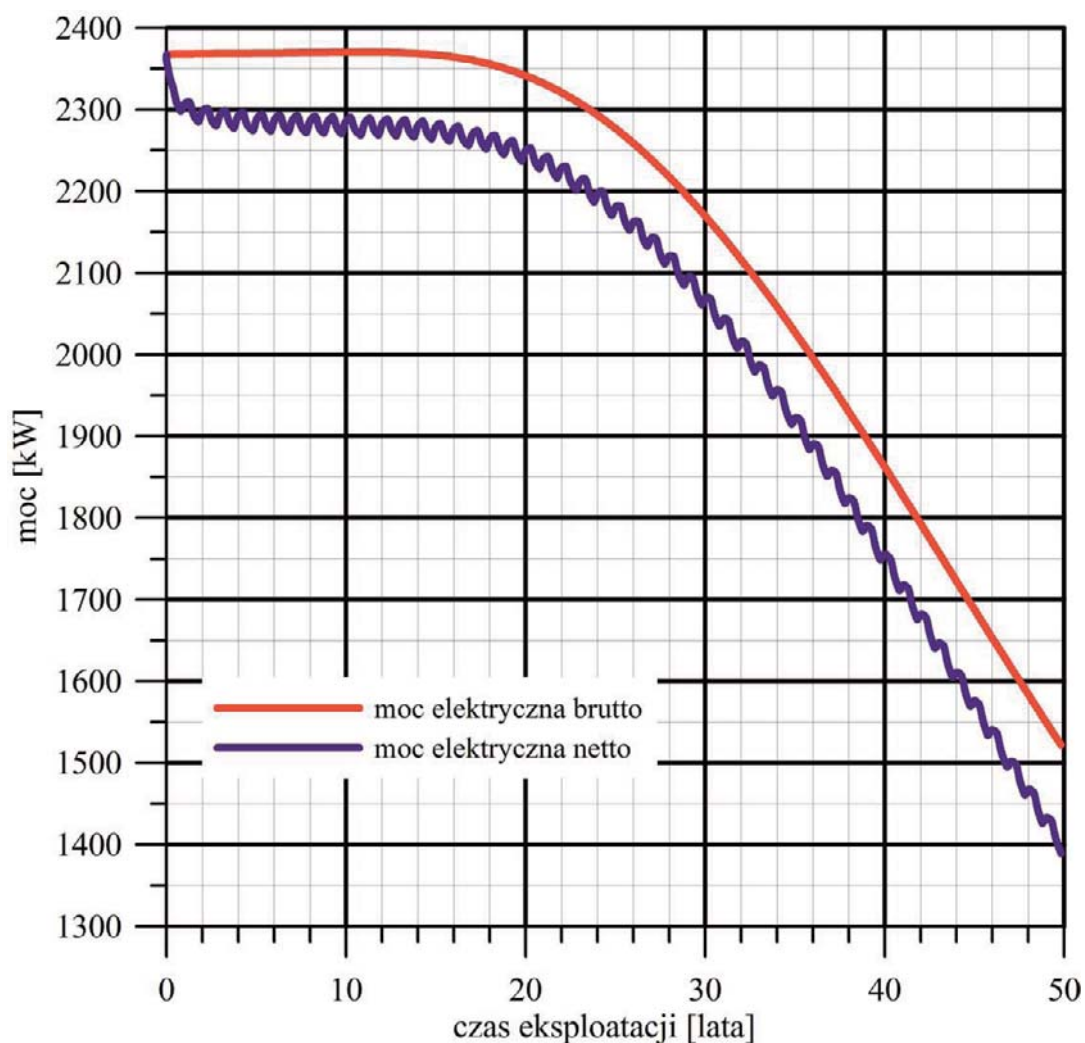


Fig 6_44. Prognozowane modelowaniem numerycznym zmiany wytwarzanej mocy elektrycznej brutto i netto dla systemu HDR w Karkonoszach, eksploatowanego ze stałą wydajnością $200 \text{ m}^3/\text{h}$ przy zmiennej temperaturze zatlaczanej wody (50°C zimą, 70°C latem), dla filtrów umieszczonych na głębokości 5495-5525 m p.p.o.

6.4 Podsumowanie prac modelowych

(W. Bujakowski, A. Barbacki, B. Bielec, G. Hołojuch, A. Kasztelewicz, B. Kępińska, M. Miecznik, L. Paják, R. Skrzypczak, B. Tomaszewska)

Modelowanie numeryczne począwszy od lat 70 XX wieku jest jednym z podstawowych narzędzi w dziedzinie zagadnień hydrogeologicznych stosowanym do modelowania przestrzennego rozkładu parametrów ośrodka, oceny zasobów, a przede wszystkim do oceny reakcji ośrodka geologicznego na obecność warunków zaburzających. Modelowanie numeryczne jest szczególnie skutecznym narzędziem w rozwiązywaniu zagadnień trójwymiarowych oraz związanych ze stanem nieustalonym. Ciągłe jednak istnieją ograniczenia w modelowaniu zjawisk zachodzących w górotworze, ze względu na złożoną naturę samego ośrodka skalnego, procesów w nim zachodzących oraz informacji, jakie użytkownik jest w stanie dostarczyć, jako materiału wsadowego do kodu obliczeniowego.

Niniejsze modelowanie zostało przeprowadzone w pełnym zakresie dla trzech podstawowych typów kompleksów skalnych: skał osadowych zlokalizowanych głównie w piaskowcach triasu dolnego w rejonie Krośniewice–Kutno, skał wulkanicznych zlokalizowanych w utworach czerwonego spągowca w bloku Gorzowa oraz w granitowym plutonie Karkonoszy. Dla każdego z trzech ośrodków wykonano model stanu stacjonarnego (naturalnego) na wytypowanym obszarze. Modelowanie warunków przedeksploatacyjnych polegało na wprowadzeniu znanej informacji geologicznej oraz kalibracji modelu, czego efektem końcowym był prognozowany stan górotworu w chwili przed potencjalnym podjęciem działalności eksploatacyjnej, a w szczególności prognozowany rozkład temperatury pozwalający na ocenę możliwości ekstrakcji energii zakumulowanej w skałach z wykorzystaniem technologii HDR (lub EGS).

Wyniki modelowania wskazują, że warunki termiczne dające możliwość komercyjnego wykorzystania zasobów ciepłych zgromadzonych w zamkniętych systemach geotermicznych, znajdują się zarówno w granitowym plutonie Karkonoszy jak i w wulkanitach bloku Gorzowa oraz w utworach osadowych rejonu Krośniewice-Kutno. W

rejonach tych średni gradient geotermiczny wynosi lokalnie 40°C/km. Na głębokości 4000 m p.p.m. (ok. 4,05–4,1 km p.p.t.) temperatura utworów wulkanicznych czerwonego spągowca w bloku Gorzowa dochodzi do 148°C, w piaskowcach triasu dolnego rejonu Krośniewice–Kutno (głębokość ok. 4,1 km p.p.t.) – do 140°C, natomiast w masywie Karkonoszy na głębokości o rzędnej 3500 m p.p.m. (ok. 3,9–4,0 km) – do 150 °C. Warunki te, przy założeniu strumienia przetłaczanego płynu pomiędzy dubletem otworów równego 100m³/h dają możliwość generacji ok. 9 MW_{th} mocy cieplnej oraz ok. 1,0 – 1,1 MW_e mocy elektrycznej. Warunki geologiczne w każdym z ww. obszarów stwarzają również możliwość pozyskiwania energii z większych głębokości.

Wyraźnie należy podkreślić, że uzyskane parametry energetyczne wynikają z przyjętych wartości gradientu, temperatury, objętości stref szczelinowych i przepływu strumienia. Są to więc wartości hipotetyczne, których weryfikacja może nastąpić dopiero po odwierceniu nowego, głębokiego otworu z precyzyjnym pomiarem temperatury.

Pomimo, iż warunki termiczne trzech analizowanych jednostek geologicznych są zbliżone, pluton Karkonoszy stanowi system geotermiczny o potencjalnie najbardziej korzystnych warunkach dla wykorzystania technologii HDR i/lub EGS, głównie na skutek charakteru litologicznego budujących go utworów granitowych, najbardziej podatnych na procesy szczelinowania. Uzyskane wyniki preferują pluton Karkonoszy jako optymalne miejsce dla lokalizacji pilotażowej instalacji HDR w Polsce, jednak oszacowane parametry energetyczne mają charakter jedynie orientacyjny, głównie ze względu na brak reperowego otworu głębokiego z wiarygodnymi danymi termicznymi do głębokości ok. 3000 m, a także brak wykonanego właściwego geofizycznego rozpoznania wgłębnej tektoniki masywu karkonoskiego.

Podsumowanie

(A. Wójcicki, A. Sowizdzał, W. Bujakowski)

Podjęte przedsięwzięcie badawcze stanowiło realizację jednego z podstawowych celów strategicznych i kierunków działań w zakresie programowania, zamawiania i finansowania prac hydrogeologicznych ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, które wyznaczone zostały w dokumencie p.t. „Kierunki badań w dziedzinie geologii surowcowej (na lata 2009 – 2015)”, opracowanym w 2009 r. przez Ministerstwo Środowiska.

Celem przedsięwzięcia była ocena możliwości wykorzystania struktur geologicznych występujących na obszarze Polski do budowy zamkniętych systemów geotermicznych – szczególnie dla potrzeb geotermalnej technologii Hot Dry Rocks (HDR), ewentualnie dla technologii wspomaganej niewielkim dopływem wód (EGS).

Badania przeprowadzono dla struktur występujących w trzech różnych warunkach geologicznych – osadowym kompleksie skalnym, kopalnej pokrywie wulkanicznej i masywie krystalicznym. Wytypowano obszary i struktury najbardziej perspektywiczne dla HDR/EGS w świetle aktualnego stanu wiedzy. Na podstawie dostępnych danych geologiczno-geofizycznych, dla każdej z wytypowanych struktur opracowano model geologiczno-strukturalny i wykonano: modelowania rozkładu gęstości i właściwości magnetycznych oraz modelowania pojemności cieplnej i potencjału dla produkcji energii elektrycznej i cieplnej. Dla lokalizacji wskazanych w każdej z tych struktur wykonano modelowania numeryczne efektów wymiany ciepła skał z zatłaczanymi płynami.

Wyraźnie należy podkreślić, że uzyskane parametry energetyczne dla każdego z modeli, opracowanych dla struktur występujących w różnych warunkach geologicznych, wynikają z przyjętych wartości gradientu, temperatury, objętości stref szczelinowych i przepływu strumienia. Są to więc wartości hipotetyczne, których weryfikacja może nastąpić dopiero po odwierceniu nowego głębokiego otworu z precyzyjnym pomiarem temperatury oraz wykonaniu stosownych testów złożowych.

Wyniki modelowań mogą stanowić wstępne przesłanki dla projektowania pilotażowych instalacji geotermalnych wykorzystujących ciepło suchych skał, zarówno dla typowanych lokalizacji (scharakteryzowanych poniżej) jak i innych lokalizacji w analogicznych warunkach geologicznych. Dotyczy to lokalizacji w masywach krystalicznych na obszarze Sudetów, w kopalnej pokrywie wulkanicznej w rejonie bloku Gorzowa i jego sąsiedztwie, a także osadowych kompleksów skalnych występujących na ogromnym obszarze Polski centralnej i, w mniejszym stopniu, na obszarze Polski północno-zachodniej.

Jednakże z uwagi na niewystarczającą wiedzę odnośnie parametrów i zachowania się rozpatrywanych typów ośrodka skalnego w procesie szczelinowania i transportu zatłaczanych płynów, projektowanie i następnie budowa pilotażowych instalacji geotermalnych powinny być poprzedzone badaniami geofizycznymi, wierceniami, poborem bogatego zestawu prób i różnorodnymi testami i pomiarami w nowych otworach, weryfikującymi założenia przyjęte w trakcie modelowań pojemności cieplnej i potencjału dla produkcji energii elektrycznej i cieplnej oraz modelowań numerycznych efektów wymiany ciepła skał z zatłaczanymi płynami.

Poniżej scharakteryzowano trzy typowane systemy geotermalne dla struktur występujących w trzech różnych warunkach geologicznych – masywie krystalicznym, kopalnej pokrywie wulkanicznej i osadowym kompleksie skalnym.

CHARAKTERYSTYKA I RANKING TYPOWANYCH SYSTEMÓW GEOTERMALNYCH

Dla rozpatrywanych struktur, wytypowanych jako najbardziej perspektywiczne dla systemów HDR w obrębie skał krystalicznych, wulkanicznych i osadowych (w ostatnim przypadku z preferencją dla systemów EGS), na podstawie wyników badań modelowych można podać ich mocne i słabe strony.

1. System geotermalny w skałach krystalicznych Sudetów.

Analizy wskazują na istnienie najkorzystniejszych warunków geotermicznych na południe od Szklarskiej Poręby oraz w pasie północno-wschodnim od Jeleniej Góry w kierunku

Kowar i Karpacza. Gradient geotermiczny w tych strefach wynosi przypuszczalnie ok. 4°C/100 m. Na podstawie modelu stanu naturalnego, maksymalna temperatura na głębokości 3500 m p.p.m. wynosi ok. 145°C, a na głębokości 4000 m p.p.m. – ok. 165°C. Jednostkowa moc elektryczna brutto możliwa do wygenerowania w powyższych warunkach termicznych wynosi odpowiednio 9,5–10 kW/(m³/h) i 12–13 kW/(m³/h). Moc elektryczna brutto przykładowej elektrowni binarnej w warunkach stałej eksploatacji wód z głębokości ok. 4,5 km p.p.t. (4000 m p.p.m.) z wydajnością 100 m³/h i stabilną temperaturą wód rzędu 165°C oraz zatłaczaniem wody powrotnej o temperaturze 70°C może wynieść nawet 1,2–1,3 MW_e brutto (a cieplna byłaby ośmiokrotnie większa).

Pluton Karkonoszy stanowi system geotermiczny o potencjalnie bardzo korzystnych warunkach dla wykorzystania technologii HDR i/lub EGS, głównie na skutek charakteru litologicznego budujących go utworów granitowych, najbardziej podatnych na procesy szczelinowania. Efektywność systemu zależy jednak od wzajemnej relacji pomiędzy trzema parametrami eksploatacji: objętości strefy aktywnej hydraulicznie, przepuszczalności tej strefy oraz wydajności układu. Np. próba przetłoczenia zbyt dużego strumienia wody pomiędzy otworami w warunkach wysokiej przepuszczalności powodowałaby szybkie wychłodzenie złoża oraz w krótkim czasie gwałtowny spadek mocy.

W Karkonoszach problemem może być tektonika wgłębna, tzn. możliwość niekontrolowanej ucieczki i strat zatłaczanych płynów. Wymaga to dokładnego rozpoznania strefy potencjalnej lokalizacji przed podjęciem decyzji o budowie zakładu pilotażowego.

2. System geotermalny w skałach wulkanicznych w rejonie bloku Gorzowa

Ze względu na podwyższoną w skali regionalnej temperaturę oraz dużą miąższość utworów wulkanicznych, szczególnie atrakcyjnym rejonem w kontekście wykorzystania zasobów geotermicznych metodą HDR jest północno-zachodnia oraz zachodnia część modelowanego bloku Gorzowa.

Jako optymalną lokalizację dla systemu HDR wytypowano rejon Dębna, jako strefę posiadającą potencjalnego odbiorcę energii elektrycznej i ciepłej oraz miejsce występowania korzystnych warunków termiczno-geologicznych.

Gradient geotermiczny wynoszący ok. $40^{\circ}\text{C}/\text{km}$ implikuje wysokie temperatury na relatywnie niedużych głębokościach, umożliwiając produkcję energii elektrycznej w systemach binarnych.

Niewysoki strumień ($50 \text{ m}^3/\text{h}$) oraz niewielka przepuszczalność skutkowałyby stabilną, powolną migracją płynu oraz ekstrakcją energii z otaczających skał. Pozwoliłoby to uzyskać stabilność źródła mocy przez okres min. 25 lat nawet przy niewielkiej kubaturze strefy zeszczelinowanej, a w przypadku większej objętości – nawet do 40 lat. Przy temperaturze początkowej górotworu równej ok. 153°C modelowana moc elektryczna brutto możliwa do pozyskania w analizowanych wariantach wahałaby się od ok. 555 kW w początkowych latach, do ok. 520 kW po okresie 50 lat (moc cieplna byłaby ośmiokrotnie większa). Pompy obiegowe przy spełnieniu przyjętych założeń w powyższych wariantach wymagałyby dostarczenia pomiędzy 45 kW, a 75 kW mocy elektrycznej.

Przy strumieniu $100 \text{ m}^3/\text{h}$ czas dojścia frontu chłodnego do otworu produkcyjnego wahałby się od 15 do 22 lat. Większa kubatura strefy aktywnej hydraulicznie pozwoliłaby oddalić w czasie ten proces poprzez pozyskiwanie energii z większej powierzchni. Moc brutto w grupie rozpatrywanych wariantów wynosiłaby w okresie początkowym ok. 1110 kW, aby po okresie 50 lat w najbardziej optymistycznym scenariuszu osiągać wartość ok. 950 kW, natomiast w najmniej korzystnym - ok. 660 kW.

W przypadku zastosowania większej wydajności, tj. $150 \text{ m}^3/\text{h}$, okres przebicia frontu chłodnego może wynieść w zależności od zeszczelinowanej objętości górotworu, od 8 do 15 lat. Moc początkowa takiego układu to ok. 1665 kW brutto, a moc niezbędna do napędu pomp cyrkulacyjnych ok. 150 kW. W najkorzystniejszym wariantcie z tej grupy, moc brutto systemu po 50 latach jest prognozowana na ok. 1260 kW, natomiast netto na ok. 1150 kW. Wariant ten, jak również każdy ze scenariuszy, w którym wydajność systemu

HDR była modelowana na poziomie $150 \text{ m}^3/\text{h}$, pozwoliłby na wygenerowanie największej ilości energii, tj. od 9,4 do 12,5 GWh/rok (uśredniając w okresie 50-letnim).

W rejonie Dębna problemem może być niekorzystny wpływ składu mineralnego i nieznana podatność skały na procesy szczelinowania oraz długotrwały transport płynów. W rejonie tym stwierdzono jednak występowanie trachyandezytów zawierających pęcherzyki pogażowe, a więc skał o potencjalnie bardzo dobrych właściwościach dla szczelinowania. Aby rozstrzygnąć powyższe wątpliwości przed decyzją o budowie zakładu pilotażowego należałoby na próbach skał dokonać przynajmniej laboratoryjnej symulacji procesów szczelinowania i długotrwałego transportu płynów.

3. System geotermalny w skałach osadowych

Systemy EGS w skałach osadowych należą do rzadkości stąd też spośród rozpatrywanych lokalizacji najłabsze perspektywy należy wiązać właśnie z rejonem, gdzie potencjalną skałą zbiornikową są skały osadowe.

Jako strefę najbardziej perspektywiczną dla lokalizacji systemu EGS w skałach osadowych na obszarze Polski uznano rejon Krośniewic, gdzie skałą zbiornikową są głęboko zalegające piaszczyste utwory triasu dolnego (5700-5900 m p.p.t.) charakteryzujące się niską porowatością i przepuszczalnością oraz wysoką temperaturą (rzędu $170\text{-}180^\circ\text{C}$). Wykonany dla tego rejonu model zakłada możliwość wykorzystania istniejącego otworu Krośniewice IG-1. Wyniki modelowania pokazują, iż po 50 latach pracy moc elektryczna netto systemu spada z 1780,3 kW uzyskiwanych po roku eksploatacji do 1622,5 kW, a moc elektryczna brutto z 1825,6 kW do 1677,1 kW. Moc cieplna systemu po roku pracy wynosiłaby 12,9 MW, podczas gdy po 50 latach 12,2 MW. Całkowita produkcja energii elektrycznej netto w okresie 50 lat wyniesie 764,5 GWh, co daje rocznie produkcję energii elektrycznej na poziomie 12,2 GWh. Temperatura wody w otworze produkcyjnym po 50 latach będzie wynosiła $173,6^\circ\text{C}$.

Oprócz rejonu Krośniewic wskazano również dwie inne strefy o korzystnych parametrach dla EGS: rejon Konina oraz Pleszewa.

Moc cieplna systemu EGS zlokalizowanego w stropowej partii zbiornika dolnokarbońskiego w okolicach Pleszewa (na głębokości ok. 3,5 km) po roku pracy wyniosłaby 8,8 MW (osiem razy więcej niż elektryczna), podczas gdy po 50 latach 8,2 MW.

System zlokalizowany w piaskowcach dolnopermskich w rejonie Konina będzie charakteryzował się mocą elektryczną netto 2,26 MW (po roku pracy). Moc ta spadnie po 50 latach pracy do 1,9 MW. Moc cieplna systemu obniży się z 15,1 do 13,5 MW. Średniorocznie system może dostarczyć 19 GWh energii elektrycznej, co w ciągu 50 lat eksploatacji daje łączną wartość ponad 950 GWh.

W przypadku skał osadowych należy podkreślić hipotetyczny charakter modelowanego systemu, wynikający przede wszystkim z braku światowych doświadczeń w zakresie wykorzystania skał osadowych jako skał zbiornikowych dla niekonwencjonalnych systemów geotermicznych (choć obecnie powstają eksperymentalne instalacje w tego typu skałach) i związaną z tym zmiennością istotnych parametrów modelowanego systemu (np. podatnością skał na szczelinowanie). Istnieje szereg problematycznych zagadnień, które potencjalnie mogą mieć wpływ na efektywność funkcjonowania systemów EGS takich jak np. niejednorodność skał zbiornikowych, obecność materiału ilastego, wpływ występowania wód zmineralizowanych i in.

UWAGI OGÓLNE:

Moc netto bądź brutto instalacji geotermalnej typu HDR lub EGS jest zależna od objętości strefy zeszczelinowanej - a dokładniej od powierzchni wymiany ciepła pomiędzy zatłaczanymi płynami, a matrycą skalną (powierzchnią szczelin). Z tego powodu wykonano analizę wariantów eksploatacji w zależności od kubatury takiej strefy.

Najważniejszym czynnikiem w projektowaniu instalacji geotermalnej jest utrzymanie stabilnej mocy przez odpowiednio długi okres eksploatacji systemu. Zarówno dla

operatora systemu, jak również odbiorców energii ważne jest, aby stabilność jej dostaw odbywała się w na tyle długim okresie, by pokryć nakłady inwestycyjne oraz na przedsięwzięcia operacyjne. Przy wydajności dubletu rzędu $100 \text{ m}^3/\text{h}$ udało się wskazać w utworach krystalicznych oraz w pokrywie wulkanicznej źródło mocy stabilnej przez min. 25 lat, z niewielkim spadkiem w latach kolejnych.

System geotermalny EGS z lokalizacją w strefie występowania skał osadowych wykazuje nieco gorsze parametry termiczne niż w przypadku lokalizacji systemów geotermalnych HDR w Karkonoszach i bloku Gorzowa (przy tych samych głębokościach). Ponadto, w przypadku bloku Gorzowa, podobnie jak dla skał osadowych rejonu Krośniewic, problemem może być wpływ składu mineralnego (w tym zailenia) na podatność tych skał na procesy szczelinowania i na długotrwały proces transportu płynów technologicznych.

BILANS I PERSPEKTYWY HDR/EGS W POLSCE

W rejonie Karkonoszy można orientacyjnie „zmieścić” około 20 dubletów wykorzystujących ciepło skał krystalicznych, w rejonie bloku Gorzowa (z otoczeniem, tzn. w rejonie Polski zachodniej i północno-zachodniej, gdzie występują wulkanity o dostatecznej miąższości) do 500 dubletów wykorzystujących ciepło skał wulkanicznych a w rejonie Polski centralnej nawet 2000 dubletów wykorzystujących ciepło skał osadowych. Przyjęto, że odległość między dubletami jest minimum 5-6 razy większa od odległości między otworami w dublecie, czyli chodzi o odległości rzędu 3 km (albo obszar, na którym „funkcjonuje” dublet rzędu $7\text{-}10 \text{ km}^2$). Jednocześnie abstrahujemy na razie od możliwości ulokowania instalacji, tzn. nie bierzemy pod uwagę obszarów chronionych, czy też konieczności posiadania w pobliżu odbiorcy ciepła. Teoretycznie potencjał produkcji energii elektrycznej z systemów HDR/EGS w Polsce jest więc rzędu **2 – 4 GW** (ale rejon Karkonoszy, gdzie według obecnego stanu wiedzy perspektywy dla HDR są najlepsze, obejmuje tylko 1% tego potencjału).

Jeśli chodzi o możliwości wykorzystania istniejących otworów (rekonstrukcja, ewentualnie też pogłębienie), to w Polsce mamy setki odwiertów o głębokości minimum 3 km, ale na ogół mają one dziesiątki lat i nie zawsze dysponujemy w nich wiarygodnymi pomiarami temperatury. Wg CBDG jest to dokładnie 1191 otworów o głębokości ponad 3 km. Natomiast w wytypowanych obszarach, obejmujących fragmenty terytorium naszego kraju, jest odpowiednio mniej.

Dla rejonu Karkonoszy nie ma ani jednego takiego otworu, jedynie jest kilka odwiertów o głębokościach do 2 km, wykonanych dla celów badawczych i geotermii „klasycznej”.

W rejonie bloku Gorzowa mamy 20 takich otworów, a generalnie w rejonie Polski zachodniej i północno-zachodniej (gdzie występują wulkanity dolnopermskie, lecz ich miąższość poza blokiem Gorzowa jest na ogół niższa) jest ponad 300 głębokich otworów, z których dostępne są dane geofizyki wiertniczej i/lub próbki rdzeni skał. Jednak na obszarze bloku Gorzowa dostępne są pomiary temperatury (na odpowiednich głębokościach) jedynie z kilku otworów, a z Polski zachodniej i północno-zachodniej - z kilkunastu.

Rejon Polski centralnej, gdzie analizowano perspektywy dla HDR/EGS w skałach osadowych, obejmuje 152 otwory, z których dostępne są dane geofizyki wiertniczej, nawiercające strop triasu dolnego, a więc o głębokości zwykle minimum 4 km. W rejonie tym w około 20 otworach dostępne są pomiary temperatury w interesującym z punktu widzenia technologii HDR/EGS przedziale głębokościowym.

Stąd istniejące otwory umożliwiłyby wykorzystanie jedynie drobnej części teoretycznego potencjału dla zastosowania technologii HDR/EGS w Polsce. Poza tym instalacja geotermalna opiera się na wykorzystaniu dubletu otworów, położonych jeden od drugiego w odległości rzędu 500-600 m, co w praktyce oznacza, że nawet, jeśli mamy do dyspozycji stary otwór, który można by wykorzystać na potrzeby instalacji, konieczne jest odwiercenie drugiego.

Literatura

Barbier E., 2002: Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 6, str. 3-65

Bielniak J., 2012: Orzeczenie geofizyczne Czerwony Potok PIG-1 (dokumentacja badań geofizycznych w otworze).

Bolewski A., Parachoniak W., 1974: Petrografia. Wyd. Geol.

Brown D. W., Duchane D. V., Heiken G., Hriscu V. T., 2012: Mining the Earth's Heat: Hot Dry Rock Geothermal Energy. Springer Verlag.

Buecker C., Rybach L., 1996: A simple method to determine heat production from gamma ray logs. *Mar. Pet. Geol.*, 13, pp.373-375.

Bujakowski W., Barbacki A.P., Bielec B., Habryn R., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kiełczawa J., Pańczyk M., Pisaniec K., Skrzypczak R., Skrzypczyk L., Tomaszewska B., Wróblewska M., 2011: Projekt prac geologicznych na wykonanie otworu badawczego Czerwony Potok PIG-1 dla przedsięwzięcia z dziedziny geologii pod tytułem: „Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. CAG Warszawa.

Butler S. J., Sanyal S.K., Robertson-Tait A., 2004: A numerical simulation study of the performance of enhanced geothermal systems. *Proceedings Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, 26.01 – 28.01.2004.*

Cieśla E., Kleszcz T., Margul B., 1978: Tymczasowa dokumentacja szczegółowych badań grawimetrycznych i magnetycznych. Temat: Lubelskie Zagłębie Węglowe, 1977. *Biblioteka PBG.*

Cieśla E., 1987: Dokumentacja półszczełowych badań magnetycznych. Temat: NE i E Polska, rejon: Siemiatycze - Łuków - Włodawa, 1984-1986. *Nar. Arch. Geol., Państw. Inst. Geol., #56/109, Warszawa*

Cieśla E., Wybraniec S., 1995: Opracowanie tematu: Mapa magnetyczna zachodniej Polski z komputerowym bankiem danych i interpretacją elementów strukturalnych. Część I (za okres 1.1.1992 - 31.12.1994), 1995. *Nar. Arch. Geol. 1470/95 Warszawa*.

Dadlez R., Marek S., Pokorski J., 2000: Mapa geologiczna Polski bez utworów kenozoiku. *Wyd. Państw. Inst. Geol. Warszawa*.

Depciuch T., Lis J., 1971: Wiek bezwzględny (K-Ar) granitoidów masywu Karkonoszy. *Kwart. Geol., t. 15, nr 4*.

Dezayes C., Thinon I., Genter A. and Courrioux G., 2007: Clastic reservoirs in the Rhine graben: geothermal potential of the Triassic sandstones based on seismic profiles and deep boreholes. *Proceedings European Geothermal Congress 2007 Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007*.

Doornenbal J. C., Stevenson A. G. (Eds.), 2010: Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. *EAGE Publications b.v. (Houten)*.

Dowgiałło J., Fistek J., 1998: Wstępne wyniki hydrogeologiczne wiercenia C-1 w Jeleniej Górze-Cieplicach. *Prz. Geol., vol. 46, nr 2: 178*

Dowgiałło J., 2000: Thermal water prospecting results at Jelenia Góra-Cieplice (Sudetes, Poland) versus geothermometric forecasts. *Environmental Geology 39 (5). Springer-Verlag*.

Folk R.L., Ward W.C., 1957. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters. *J. Sedim. Petrol., 27: 3–26*.

Genter A., Evans K., Cuenot N., Fritsch D., Sanjuan B., 2010: Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). *Comptes Rendus Geoscience* 342 (2010), s. 502-516.

Genter A., Cuenot N., Scheiber J., Melchert, B., 2012: Current status EGS Soultz project during geothermal exploitation. *PROCEEDINGS, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1, 2012, SGP-TR-194.

Górecki W. i in., 1993: *Metodyka oceny zasobów energii wód geotermalnych w Polsce. Ekspertyza 12/93 MOŚZNiL.Arch. ZSE AGH. Krakow. Maszynopis.*

Górecki W. (red.) i in., 1995: *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim. ZSE AGH, Wyd. Towarzystwa Geosynoptyków GEOS. Kraków.*

Górecki W. (red.) 2006a: *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Kraków. 484s.*

Górecki W. (red.), 2006b: *Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. Kraków. 240s.*

Hassanzadegan A., Blöcher G., Zimmermann G., Milsch H., Moeck I., 2011: Induced Stress in a Geothermal Doublet System. *PROCEEDINGS, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* Stanford University, Stanford, California, January 31 - February 2, 2011, SGP-TR-191.

Huenges E., Holl H-G., Bruhn D., Brandt W., Saadat A., Moeck I., Zimmermann G., 2007: Current state of the EGS project Groß Schönebeck – drilling into the deep sedimentary geothermal reservoir. *Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Niemcy, 30.05 – 01.06.2007.*

Huenges E. (ed.), 2010: *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization. Wiley-VCH Verlag GmbH. ISBN: 978-3-527-40831-3.*

Jupe A.J., Bruel D., Hicks T., Hopkirk R., Kappelmeyer O., Kohl T., Kolditz O., Rodrigues N., Smolka K., Willis-Richards J., Wallroth T., Xu S., 1995: Modelling of European Prototype HDR Reservoir. *Geothermics* Vol. 24, No. 3, s. 403-419.

Kiersnowski H., 2007: Mapa miąższości wulkanitów dolnego czerwonego spągowca. Państwowy Instytut Geologiczny Warszawa. (Mapa w formacie grafiki komputerowej opracowana [W:] Peryt i in., 2008).

Kosack C., Vogt C., Marquart G., Clauser C., Rath V., 2011: Stochastic permeability estimation for the Soultz-sous-Forets EGS reservoir. *Proceedings Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, 31.01 – 02.02. 2011.*

Kosobudzka I., Paprocki A., 1998: Mapa magnetyczna Polski w skali 1:200 000. Arkusz: Lublin, 1997. *Centr. Arch. Geol., Państw. Inst. Geol., #812/98, Warszawa.*

Królikowski Cz., Petecki Z., 1995: Atlas grawimetryczny Polski, *Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.*

Krzemiński L., Krzemińska E., Wiszniewska J., Petecki Z., i in. 2013: Opracowanie modelu budowy geologicznej podłoża pokrywy osadowej polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. Raport końcowy. NAG, Warszawa

Kubicki, S., Ryka, W., (red.), 1982: Atlas geologiczny podłoża krystalicznego polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Wyd. Geol., Warszawa.*

Mapa Fotogeologiczna Sudetów 1:200 000: Bażyński J., Graniczny M., Oberc J., Wilczyński M.S., 1986.

Mazur S., Aleksandrowski P., Turniak K., Awdankiewicz M., 2007: Geology, tectonic evolution and Late Paleozoic magmatism of Sudetes – an overview. [In:] Kozłowski A, Wiszniewska J. (eds.) *Granitoids in Poland. AM Monograph No. 1 Faculty of Geology of the Warsaw University, Warszawa.* s. 59-87.

Mazur S., Aleksandrowski P., Szczepański J., 2010: Zarys budowy i ewolucji tektonicznej waryscyjskiej struktury Sudetów. *Przegląd Geologiczny*, 58, 2, s. 133-145.

McDermott C.I., Randriamanjatoa A.R.L., Tenzer H., Kolditz O., 2006: Simulation of heat extraction from crystalline rocks: The influence of coupled processes on differential reservoir cooling. *Geothermics* 35, s. 321–344.

Mikoś T., Stewarski E., 1977: Fizyka górotworu cz.II. Właściwości fizyczne skał. *Skrypty uczelniane AGH, #586. Kraków.*

Miecznik M., 2011: Wpływ ciepła radiogenicznego na temperaturę złożową wody termalnej podczas eksploatacji i w okresie poeksploatacyjnym. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój. Vol. 50, Nr 1-2, str. 117-130*

Narkiewicz M., Dadlez R., 2008: Geologiczna regionalizacja Polski: zasady ogólne i schemat podziału w planie podkenozoicznym i podpermskim. *Przegl. Geol.*, vol. 56, #5.

Nawrocki J., Polechońska O., Salwa S., 2007 - Model przestrzenny intruzji bardziańskiej w okolicach Zagórza (region kielecki Gór Świętokrzyskich) w świetle wyników nowych badań magnetycznych. *Przegląd Geologiczny*, t.55, nr 12/2, s.1136-1142.

Ostrowska K., Petecki Z., Królikowski C., Pisuła M., Twarogowski J., Zóltowski Z., 1999: Sprawozdanie z realizacji półszczegółowego zdjęcia grawimetrycznego w rejonie Radom - Lublin, 1997-1998. *Nar. Arch. Geol., Państw. Inst. Geol., #197/99, Warszawa.*

Ostrowska K., Pisuła M., 2001: Sprawozdanie z realizacji półszczegółowego zdjęcia grawimetrycznego w rejonie Radom - Lublin, 2000. *Nar. Arch. Geol., Państw. Inst. Geol., #1250/2001, 374/2001, Warszawa.*

Papiernik B., 2000: Pozycja poziomu dolomitu głównego w układzie strukturalnym kompleksu permsko-mezozoicznego [W:] Wagner i in., 2000, BLOK I [W:] Kotarba M. (red.): Potencjał i bilans generowania utworów dolomitu głównego basenu permskiego Polski. *CAG Warszawa.*

Papiernik B., i in., 2008: Mapa miąższości osadów facji fluwialnej czerwonego spągowca górnego (niepubl.) [W:] Papiernik B., Buniak A., Hajto M., Kiersnowski H., Zych I., Machowski G., Jasnos J., 2008: Model pojemnościowy utworów czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego na podstawie laboratoryjnych badań petrofizycznych i interpretacji geofizyki wiertniczej. Zadania 1a. w Górecki W. (kier): Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce) zrealizowano na zamówienie Ministerstwa Środowiska, finansowanie NFOŚiGW (um.562/2005/Wn-06/SG-sm-tx/D). CAG Warszawa.

Peryt T., Guterch, Górecki W. i in., 2008: Atlas polskiej części południowego basenu permskiego. Kierownik Peryt T. Realizacja 2005: 2008, Umowa, #870/2005/Wn-07/Fg-bp-tx/D Finansowanie: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Pesonen L.J., Elming A.-A., Mertanen S., Pesarevsky S., D'Argella-Filho M.S., Meert J.G., Schmidt P.W., Abrahamsen N., Bylund G., 2003: Palaeomagnetic configuration of continents during the Proterozoic. *Tectonophysics* ,75, s.289-324

Plewa S., 1994: Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. *Wyd. CPPGSMiE PAN. Kraków.*

Polechońska O., Staniszewska B., Jakóbczak M., 2002: Komputerowa baza danych petrofizycznych skał w północno-zachodniej Polsce. NAG Warszawa.

Pożaryski W., Dembowski Z., 1983: Mapa geologiczna odkryta Polski bez utworów permskich, mezozoicznych i kenozoicznych. *Wyd. Państw. Inst. Geol. Warszawa.*

Pożaryski W., Karnkowski P., 1992: Tectonic map of Poland during the variscan time. 1: 1 000 000. *Wyd. Geol. Warszawa.*

Přehledná Geologická Mapa Odkrytá – Liberecý kraj 1:200 000 – Bělohrodský V., Kúhn P., Šmíd J., 2005.

Pruess K., Oldenburg C., Moridis G., 1999: TOUGH2 User`s Guide, Version 2.0 *Lawrence Berkley National Laboratory. California.*

Radwański S. vide Kotański Z, 1987: Geologiczna kartografia wgłębną. Wyd. Geologiczne, Warszawa.

Rosowiecka O., Królikowski Cz., Sobień K., Gołębiewski M., Lisowski K., 2011: Opracowanie modelu rozkładu gęstości głównych jednostek geologicznych kraju. NAG Warszawa.

Rybach L., 1973: Wärmeproduktionsbestimmungen an Gesteinen der Schweizer Alpen. Beitr.Geol. Schweiz, Geotechn. Ser. Lfg.51, Kümmerly & Frey, Bern.

Schellschmidt R., Sanner B., Pester S., Schulz R., 2010: Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

Sokołowski J., Kotyza J., Jaszczur L., Ludwikowski B., Pawlik E., 2000: Geosynoptyka i geotermia województwa lubuskiego. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geosynoptyka i Geotermia. Vol. 1, s. 13-99.

Stupnicka E., 1997: Geologia regionalna Polski. *Wyd. Uniw. Warsz. Warszawa.*

Szczyca S., Soćko A., 1979a: Mapa grawimetryczna Polski w skali 1:200 000, Arkusz nr 23 Pырzyce + objaśnienia, 1979. N33-XXVII/7, N33-XXVII/9 NAG.

Szczyca S., Soćko A., 1979b: Mapa grawimetryczna Polski w skali 1:200 000, Arkusz nr 24 Gorzów Wielkopolski + objaśnienia 1979. N33-XXVII/7, N33-XXVII/9 NAG.

Szewczyk J., Hajto M., 2006a: Strumień ciepły a temperatury wgłębne na obszarze Niżu Polskiego. Str. 143-148. [W:] Górecki (red.): Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim. Formacje mezozoiczne. Kraków.

Szewczyk J., Hajto M., 2006b: Strumień ciepły a temperatury wgłębne na obszarze Niżu Polskiego. Str. 143-148. [W:] Górecki W. (red.): Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim. Formacje paleozoiczne. Kraków.

Szewczyk J., Gientka D., Wróblewska M., 2008: Mapa gęstości strumieni ciepłego na obszarze Polski. Proj. Bad. MNiI. Państw. Inst. Geol. Warszawa.

Szewczyk J., Gientka D., 2009: Mapa gęstości ziemskiego strumienia ciepłego Polski. PiG Warszawa. www.pig.gov.pl.

Szewczyk J., 2010: Geofizyczne oraz hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce. Przegl. Geol. nr 7: 566-573.

Strona www projektu (6PR UE) ENGINE: <http://engine.brgm.fr>

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., Petty S., Toksöz M. N., Shrock R. R., Veatch R. W. Jr., Baria R., Augustine C., Murphy E., Negraru P., Richards M., 2006: The Future of Geothermal Energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. ©Massachusetts Institute of Technology. Idaho Falls: Idaho National Laboratory.

Welsz L., Szostak I., 1980: Dokumentacja szczegółowych badań grawimetrycznych i magnetycznych. Temat: Lubelskie Zagłębie Węglowe, 1979-1980. *Nar. Arch. Geol., Państw. Inst. Geol., #66/207, Warszawa.*

Winchester J.A., & Floyd P.A. 1977: Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements. *Chemical Geology* 20, 325-343.

Woźniak B., Gabryszewska G., Nowicki M. (kier.), 1987: Mapa miąższości triasu górnego i środkowego /wraz z retem/ mapa w skali 1:500 000. BG Geonafsta Oddział Warszawa.

www.geoportal.gov.pl

Żaba J. & Kuzak R. 1988: Budowa strukturalna środkowej części pasma łupkowego Szklarskiej Poręby (Góry Izerskie). Kw. Geolog. T.32 , nr 3-4, s. 635-654.

Żelaźniewicz A., Aleksandrowski P., Buła Z., Karnkowski P., Konon A., Oszczytko N., Ślęczka A., Żaba J., Żytko K., 2011: Regionalizacja tektoniczna Polski. Komitet Nauk Geologicznych PAN, Wrocław.

Żelichowski M., 1983: Mapa strukturalno-geologiczna bez utworów młodszych od dewonu. [W:] Żelichowski M. (red.): Atlas geologiczno-surowcowy obszaru lubelskiego.

Żelichowski A., 1993: Mapa miąższości karbonu [W:] Burzewski W., Strzetelski W.: Ocena zasobów prognostycznych ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Etap IV: Ocena zasobów prognostycznych basenów czerwonego spągowca i cechsztynu. Arch. BG Geonafra. Warszawa.

Słownik pojęć

Najistotniejsze pojęcia odnoszące się do problematyki niniejszego opracowania.

Binarna Siłownia

Instalacja geotermalna do produkcji energii elektrycznej (i/lub ciepła), wykorzystująca czynnik roboczy (np. izobutan albo mieszanina amoniaku i wody) w obiegu zamkniętym, charakteryzujący się zwykle niższą temperaturą wrzenia od płynu geotermalnego (wody, solanki) obecnego w zbiorniku geotermalnym, od którego ciepło jest przekazywane, przez wymiennik, do czynnika roboczego. Czynnikiem roboczym może być też zwykła woda w obiegu zamkniętym, pobierająca ciepło od solanki (która może być zbyt korozywna).

EGS

Enhanced Geothermal Systems – wzbudzone systemy geotermalne (geotermia wysokotemperaturowa). Zwykle rozumie się przez to systemy z pierwotnym słabym przepływem wód (i zawierające pewną ilość wody), dla których polepsza się własności

zbiornikowe przez zastosowanie szczelinowania hydraulicznego. Czasami stosuje się to pojęcie w znaczeniu szerszym, obejmując wszelkie "sztuczne" systemy geotermalne, w tym HDR.

Energia geotermalna

Energia pochodzącą z wnętrza Ziemi zakumulowana w systemach hydrotermalnych (skałach zawodnionych) lub gorących suchych skałach (ang. hot dry rocks).

Geotermalna Pompa Ciepła

Pompa ciepła to urządzenie wymuszające przepływ ciepła z ośrodka o niższej temperaturze do ośrodka o temperaturze wyższej, wystarczającej do zasilania systemów centralnego ogrzewania (c.o.) i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Proces ten przebiega dzięki dostarczonej z zewnątrz energii mechanicznej (w pompach ciepła sprężarkowych) lub energii cieplnej (w pompach absorpcyjnych).

Geotermia

Wykorzystanie energii cieplnej pochodzącej z wnętrza Ziemi, energii ciepła Ziemi.

Geotermia niskotemperaturowa

Inaczej geotermia niskiej entalpii - wykorzystująca energię geotermalną do produkcji ciepła, z wykorzystaniem urządzeń wspomagających (pomp ciepła). Zwykle chodzi o przedział temperatur od 25-30 °C do 70-80 °C na wypływie (wymienniku).

Geotermia wysokotemperaturowa

Inaczej geotermia wysokiej entalpii - wykorzystująca energię geotermalną do produkcji ciepła i/lub energii elektrycznej. Zwykle chodzi o temperaturę na wypływie (wymienniku) powyżej 70-80 °C, natomiast produkcja energii elektrycznej i/lub ciepła wymaga temperatury na wypływie (wymienniku) powyżej 90-100 °C.

Gradient geotermiczny

Zmiana temperatury Ziemi wraz z głębokością, czyli gradient temperatury - przyrost temperatury na jednostkę przyrostu głębokości wewnątrz Ziemi, poniżej strefy termicznie neutralnej. Jego odwrotnością jest stopień geotermiczny.

HDR

Hot Dry Rocks – systemy geotermalne (geotermia wysokotemperaturowa), w których

wykorzystuje się ciepło suchych skał, o podwyższonej temperaturze, praktycznie nie zawierających wody, dla których wymusza się cyrkulację wody lub innego płynu geotermalnego przez zastosowanie szczelinowania hydraulicznego.

Hydrogeotermalne systemy

Systemy geotermalne zawierające naturalnie występujące zasoby wód termalnych (w przeciwieństwie do gorących suchych skał - HDR).

Hydrogeotermalne zasoby

Naturalnie występujące zasoby wód termalnych (w przeciwieństwie do gorących suchych skał - HDR).

Iniekcja (zatłaczanie, reiniekcja)

Proces powrotnego wprowadzania wykorzystanego płynu geotermalnego (wody, solanki) do górotworu.

Nadkład

Skały o niskiej przepuszczalności zalegające nad zbiornikiem geotermalnym.

Odwiert

Otwór wiertniczy, wykonany w górotworze dla celów badawczych, poszukiwawczych, dokumentacyjnych lub eksploatacyjnych (np. do poszukiwania i eksploatacji wód termalnych lub gorących suchych skał), w którym zakończono prace wiertnicze oraz uzbrojono w instalację (w tym głowicę) pozwalającą na eksploatację kopaliny.

Porowatość

Stosunek wielkości pustych przestrzeni wewnątrz skały (porów) do objętości skały. Puste przestrzenie są wypełnione różnymi płynami złożowymi (cieczami, gazami)

Przepuszczalność

Zdolność skały do przeciekania przezeń płynów (cieczy i gazów). Ścisła definicja przepuszczalności opiera się o prawo Darcy'ego. Przepuszczalność stanowi podstawową miarę zdolności ośrodka porowatego/szczelinowatego do transportu zawartych w nim płynów i jest funkcją rozkładu (połączonych ze sobą) porów i szczelin wewnątrz skały.

Solanka

Woda złożowa o znacznej zawartości rozpuszczonego chlorku sodu i innych

substancji/minerałów (mineralizacja), często na tyle dużej, że może powodować korozję instalacji geotermalnej (mineralizacja ponad 35 g/l).

Strumień cieplny

Ilość ciepła przepływająca w jednostce czasu przez jednostkę powierzchni Ziemi. Wysokie wartości stanowią podstawową przesłankę dla stosowania geotermii.

System geotermalny

Ośrodek geologiczny, z którego wykorzystywana jest energia cieplna pochodząca z wnętrza Ziemi (dzięki wykonaniu odwiertów).

Szczelinowanie hydrauliczne

Proces technologiczny mający na celu zwiększenie wydajności odwiertu, stosowany (m. in.) przy eksploatacji węglowodorów i ciepła suchych skał. Proces ten przeprowadza się poprzez wpompowywanie do odwiertu płynu szczelinującego (np. mieszaniny wody z dodatkami chemicznymi i piaskiem) pod wysokim ciśnieniem w celu wytworzenia, utrzymania lub powiększenia szczelin w skałach.

Warstwa wodonośna

Ośrodek skalny zdolny do gromadzenia i dobrego przewodzenia wody, zwykle wykorzystywany w klasycznej geotermii (hydrotermalnej).

Wymiennik ciepła

Urządzenie służące do przekazywania energii cieplnej z jednego płynu do drugiego – istotna część składowa instalacji geotermalnej.

Zbiornik geotermalny

Warstwa lub kompleks skalny, zawierający wody termalne w porach i/lub szczelinach (naturalnie występujących lub, w przypadku szczelin, także wytworzonych sztucznie, metodą szczelinowania hydraulicznego).

Redakcja opracowania (monografia recenzowana):

(całość, w tym prace PIG-PIB)

Adam Wójcicki¹

(prace AGH)

Anna Sowizdżał²

(prace IGSMIE PAN)

Wiesław Bujakowski³

Recenzent naukowy (Koreferent)

Jan Szewczyk

WYKONAWCY:

Adam Wójcicki ¹	Monika Cyrkiewicz ¹	Anna Sowizdżał ²	Marek Rembiś ²	Barbara Mazurek ²	Wiesław Bujakowski ³	Marek Wojdyła ⁴	Przemysław Strzelecki ⁴
Marta Wróblewska ¹	Tomasz Krajczyński ¹	Wojciech Górecki ²	Grażyna Semyrka ²	Janusz Miazowski ²	Antoni Barbacki ³	Marek Sada ⁴	Jarosław Sumara ⁴
Magdalena Pańczyk ¹	Grzegorz Zieliński ¹	Wacław Burzewski ²	Roman Semyrka ²	Piotr Misiaczek ²	Bogusław Bielec ³	Marcin Cisowski ⁴	Krzysztof Sumara ⁴
Olga Rosowiecka ¹	Leszek Giro ¹	Barbara Czopek ²	Anna Smoleńska ²	Urszula Nebelska ²	Sławomir Graczyk ³	Adam Cygał ⁴	Maciej Szurek ⁴
Hubert Kiersnowski ¹	Marta Kuberska ¹	Ewelina Górską-Mruk ²	Michał Stefaniuk ^{2,4}	Piotr Pasek ²	Grażyna Holojuch ³	Dariusz Czubala ⁴	Szymon Tomal ⁴
Teresa Adamczak ¹	Elżbieta Jackowicz ¹	Marek Hajto ²	Andrzej Szczepański ²	Wojciech Piekarczyk ²	Aleksandra Kasztelewicz ³	Joanna Figula ⁴	
Zdzisław Petecki ¹	Mikołaj Kozłowski ^{1,4}	Andrzej Haładus ²	Monika Szczygieł ²	Krzysztof Pieniądz ²	Maciej Miecznik ³	Krzysztof Jakubus ⁴	
Michał Wojtowicz ²	Artur Ładoń ^{1,4}	Joanna Jasnos ²	Piotr Szumny ²	Grażyna Pisowacka ²	Leszek Pająk ³	Edward Kadłubowski ⁴	
Katarzyna Sobień ¹	Marek Jasionowski ¹	Michał Kaczmarczyk ²	Gabriel Ząbek ²	Paweł Rutkowski ²	Robert Skrzypczak ³	Eugeniusz Kamiński ⁴	
Grzegorz Wróbel ¹	Michał Roman ¹	Jarosław Kania ²	Ewa Zubeł ²	Małgorzata Sokół ²	Barbara Tomaszewska ³	Tomasz Kotas ⁴	
Sylwia Kijewska ¹	Andrzej Głuszynski ¹	Beata Kępińska ^{2,3}	Anna Żoldani-Szelest ²	Magdalena Szumera ²	Wojciech Drzewiecki ^{3,2}	Anna Kret ⁴	
Katarzyna Pisaniec ¹	Ireneusz Dyrka ¹	Wojciech Luboń ²	Marek Balcer ²	Paweł Targosz ^{2,4}	Tomasz Pirowski ^{3,2}	Łukasz Leszczyński ⁴	
Piotr Krzywiec ¹	Janusz Jureczka ¹	Monika Łój ²	Ligia Borowska ²		Małgorzata Słota ^{3,2}	Grzegorz Lewiński ⁴	
Przemysław Karcz ¹	Michał Rolka ¹	Grzegorz Machowski ²	Krzysztof Cichoń ²		Martyna Stelmaszczyk ³	Anna Lis ⁴	
Jacek Chelmiński ¹	Maria Karwasiecka ¹	Wojciech Machowski ²	Barbara Czerwińska ²			Elżbieta Maj ⁴	
Krzysztof Czuryłowicz ¹	Sławomir Wilk ¹	Janusz Madej ²	Marzena Gancarz ²			Paweł Maj ⁴	
Maciej Tomaszczyk ¹	Zbigniew Kaczorowski ¹	Michał Maruta ²	Grzegorz Grabowski ²			Barbara Mazurek ⁴	
Łukasz Nowacki ¹	Lidia Razowska-Jaworek ¹	Michał Michna ²	Antoni Jezierski ²			Tomasz Polowiec ⁴	
Iwona Duliban ¹	Jadwiga Wagner ¹	Justyna Nosal ²	Kozak Krzysztof ²			Kinga Sito ⁴	
Ewa Krzemińska ¹	Marek Jaroński ¹	Bartosz Papiernik ²	Rafał Kudrewicz ²			Łukasz Sito ⁴	
Joanna Roszkowska-Remin ¹	Jerzy Nawrocki ¹	Andrzej Pasternacki ²	Ewa Kurowska ²			Małgorzata Sokół ⁴	
Piotr Lampart ¹	Małgorzata Kielan ¹	Sławomir Porzucek ²	Tomasz Marecik ²			Grzegorz Stańczyk ⁴	

¹Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

²AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

³Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

⁴Przedsiębiorstwo Badań Geofizycznych sp. z o.o.

ISBN 978-83-7863-263-4

